

# Abschlussbericht BWPLUS

## H2-EHI Wasserstoff-Hub im ländlichen Raum

von

Dr. Tobias Widder, Wenzel Stets, Vishal Sharma

**Dornier Power and Heat GmbH**

Kraftwerkstraße 22

03226 Vetschau / Spreewald

[www.dornier-group.com](http://www.dornier-group.com)

In Kooperation mit dem Landratsamt Alb-Donau-Kreis (Ken Krauß)

Förderkennzeichen: **BWRKW24112**

Laufzeit: 05/24-11/24

Finanziert aus Landesmitteln, die der Landtag Baden-Württemberg beschlossen hat.

November 2024



**Baden-Württemberg**

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

## Kurzfassung

---

Die Etablierung einer Wasserstoffinfrastruktur ist auch im Mobilitätssektor ein zentraler Bestandteil der politischen und gesellschaftlichen Bestrebungen zur Loslösung von fossilen Energieträgern. In der vorliegenden Machbarkeitsstudie werden anlagenplanerische, wirtschaftliche, technische, regulatorische und genehmigungsrelevante Aspekte identifiziert, verarbeitet und evaluiert, um auf einer verlässlichen Basis zu einer Investitionsentscheidung zu gelangen. Darüber hinaus wird ein möglicher Weg andiskutiert, um den H2 Hub in Ehingen Wirklichkeit werden zu lassen.

Für die Standortwahl werden zwei gegenüberliegende Grundstücke identifiziert und bewertet. Für die weitere Planung ist ein Grundstück neben einer bestehenden konventionellen Tankstelle präferiert. Das gegenüberliegende Grundstück ist ebenfalls geeignet und kann insbesondere bei Skalierungsoptionen mitgeplant werden. Medienversorgung sowie Verkehrs- und Logistikaspekte sind jeweils bewertet.

In technologischer Hinsicht werden relevante Elektrolyseverfahren und Infrastrukturelemente beschrieben und verglichen. Für das Planungskonzept wird die AEM-Technologie ausgewählt. Für die elektrische Energieversorgung der Elektrolyse werden geeignete Lastprofile analysiert und in Bezug auf regulatorische Anforderungen für „grünen“ Wasserstoff diskutiert.

Der Genehmigungsprozess für die Standorte und die Anlagen wird aufgezeigt und bewertet. In der Gesamtschau wird die Genehmigungserteilung bei untersuchten Standorten als weitgehend unkritisch eingeschätzt. Dies trifft umso mehr zu, als dass perspektivisch vonseiten des Gesetzgebers Vereinfachungen wahrscheinlich sind.

Die lokale Bedarfsanalyse ergibt im Basisszenario einen Wasserstoffbedarf von etwa 100 Tonnen pro Jahr, um sieben H2-Busse und drei H2-LKW in einem ermittelten Betriebsregime zu versorgen. Für den Wasserstoffbedarf wird eine 1-MW-Stackleistung berechnet. Ein progressives Szenario bildet den doppelten Bedarf mit 2-MW-Leistung ab. Für beide Szenarien ist ein Anordnungskonzept ausgearbeitet.

In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden CAPEX von 6,9 Mio. Euro für die Elektrolyse, die Tankstelle und zugehörige Planungsleistungen ermittelt. Ergänzt um OPEX ergeben sich Levelised Cost of Hydrogen (LCoH) in Höhe von knapp 17 EUR pro kg ohne Förderung. Bei einer 40%-Gesamt-CAPEX-Förderung ergeben sich etwa 14 EUR pro kg. Für eine 45%-CAPEX-Förderung nur auf den Elektrolyseur werden ca. 15,50 EUR pro kg Wasserstoff berechnet. Die LCoH werden mit Sensitivitätsanalysen und Best-Worst-Case-Betrachtungen angereichert.

Zusammenfassend kann die Umsetzbarkeit des Vorhabens als positiv bewertet werden. Eine Roadmap zeigt die Eckpunkte für eine Inbetriebnahme Mitte 2028.

# Inhalt

---

Kurzfassung.....	ii
Inhalt.....	iii
Abbildungsverzeichnis.....	v
Abkürzungsverzeichnis.....	vii
1 Einleitung.....	1
2 Standortbetrachtung.....	2
2.1 Standort-Shortlisting.....	2
2.1.1 Shortlisting-Faktoren.....	2
2.1.2 Standort Tankstellengelände.....	2
2.1.3 Standort Stadtfläche.....	4
2.2 Medienversorgung.....	4
2.2.1 Elektrischer Strom.....	4
2.2.2 Trinkwasser.....	5
2.2.3 Abwasser.....	5
2.3 Verkehrs- und Logistikaspekte.....	5
2.4 Kommunalperspektive.....	5
2.5 Entscheidungsfindung.....	5
3 Technologieanalyse.....	7
3.1 H <sub>2</sub> -Elektrolyse [1].....	7
3.1.1 Alkalische Elektrolyse.....	8
3.1.2 PEM-Elektrolyse (PEMEL) [2].....	10
3.1.3 AEM-Elektrolyse (AEMEL).....	12
3.1.4 SO-Elektrolyse (SOEL, auch SOEC) [2].....	12
3.1.5 Prozessbeschreibung.....	13
3.2 H <sub>2</sub> -Verdichter.....	15
3.3 H <sub>2</sub> -Speicher.....	16
3.4 H <sub>2</sub> -Distribution.....	17
4 Elektrische Energieversorgung & H <sub>2</sub> -Zertifizierung.....	18
4.1 Lastprofilprognose.....	18
REDII-Forderungen [5;6].....	20
4.3 REDIII-Forderungen.....	22
5 Genehmigungsmanagement.....	23
5.1 Genehmigungsprozess.....	23
Beteiligung von Gutachtern und Fachplanern.....	24
5.3 Genehmigungsrisiken.....	26

5.3.1 Lärmbelästigung .....	26
5.3.2 Naturschutz .....	26
5.3.3 Sicherheitsabstand .....	26
6 Produktabnahme .....	28
6.1 Lokale Bedarfsanalyse .....	28
6.2 Regionale Bedarfsanalyse .....	29
6.3 Resultierendes Betriebsregime .....	30
7 Anlagenplanung Basisszenario .....	31
7.1 Prozesstechnische Vorauslegung und Nutzungssimulation .....	31
7.2 Anordnungskonzept .....	33
8 Anlagenplanung Progressives Szenario .....	37
8.1 Anordnungskonzept .....	37
8.2 Erweiterungsansätze.....	38
9 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen .....	40
9.1 Modellannahmen.....	40
9.2 CAPEX-Prognose .....	40
9.3 OPEX-Prognose.....	43
9.4 Levelised cost of Hydrogen (LCOH).....	44
9.5 Sensitivitätsanalyse.....	45
9.6 Benefits für Abnehmer von „grünem“ Wasserstoff .....	48
9.7 Fazit Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen .....	49
10 Schritte zur Projektrealisierung .....	50
10.1 Skizzierung der Entscheidungskette .....	50
10.2 Terminplan als Roadmap .....	50
10.3 Fördermittel .....	51
10.4 Maßnahmen zur Risikominimierung.....	51
11 Literaturverzeichnis.....	52

## Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 1 Standort Tankstelle Daniel Späth.....	3
Abbildung 2: Grundriss und Abmessungen der Leichtbauhalle.....	3
Abbildung 3: Halbzellenreaktionen, typische Temperaturbereiche und Ladungsträger der drei wesentlichen Arten der Wasserelektrolyse [Power-to-Gas] .....	8
Abbildung 4: Allgemeiner Aufbau eines Wasserstoffdruckbehälters Typ IV [3] .....	16
Abbildung 5: Aufteilung des unterstellten PPA-Stromprofils in Lastbänder .....	19
Abbildung 6: Optionen für die Herstellung von „grünem“ Wasserstoff gemäß REDII [5].....	22
Abbildung 7: Jährliche Wasserstofferzeugung in Abhängigkeit der Elektrolyseurleistung .....	31
Abbildung 8: Kompakte Anordnungsplanung bei 1 MW Stackleistung (siehe Anlage A01) ...	35
Abbildung 9: Anordnungsplanung als Doppelstandort bei 1 MW Stackleistung (siehe Anlage A02) .....	36
Abbildung 10: Anordnungsplanung als Doppelstandort bei 2 MW Stackleistung (siehe Anlage A03) .....	37
Abbildung 11: Anordnungskonzept mit Erweiterungsflächen für einen Hochlauf (siehe Anlage A04) .....	38
Abbildung 12: Aufteilung der Investitionskosten.....	42
Abbildung 13: Stilisierte Energie- und Massenbilanz .....	43
Abbildung 14: Betriebskostenverteilung.....	44
Abbildung 15: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für Strompreisvariation .....	46
Abbildung 16: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Wasserstoff-Output-Variation .....	47
Abbildung 17: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse bei Variation des Personaleinsatzes .....	51
Abbildung 18: Entwurf einer Terminkette für die Realisierung des H2 Hub Ehingen .....	53

## Tabellenverzeichnis

---

Tabelle 1: Übersicht chemische Reaktionsgleichungen alkalische Elektrolyse .....	9
Tabelle 2: Übersicht typische Leistungsparameter alkalische Elektrolyse .....	10
Tabelle 3: Übersicht chemische Reaktionsgleichung PEM-Elektrolyse .....	11
Tabelle 4: Übersicht typische Leistungsparameter PEM-Elektrolyse.....	11
Tabelle 5: Übersicht spezifischer Fachplanungs- und Prüfleistungen .....	24
Tabelle 6: Qualitative Interessenlage ortsansässiger Unternehmen im Zusammenhang mit den Produkten eines zukünftigen H <sub>2</sub> Hub in Ehingen.....	28
Tabelle 7: Analyse von relevanten Branchen bezüglich Nachfragesituation für Produkte des zukünftigen H <sub>2</sub> Hub in Ehingen mit Prognose der Zukunftstendenz....	29
Tabelle 8: Mittlere Verbrauchsdaten von H <sub>2</sub> -Nutzfahrzeugen [7].....	30
Tabelle 9: Kostenschätzung für einen H <sub>2</sub> Hub in Ehingen.....	41
Tabelle 10: Betriebskostenschätzung.....	43
Tabelle 11: Angabe der spezifischen Wasserstoffkosten .....	45

## Abkürzungsverzeichnis

---

Abkürzung	Bedeutung
AEL	Alkalische Elektrolyse
AEM	Anion Exchange Membran
AOP	Anordnungsplanung
BoL	Begin of Life
CAPEX	Investitionskosten
CVD	Clean Vehicle Directive
EoL	End of Life
LCoH	Levelised Cost of Hydrogen (spez. Wasserstoffkosten)
OEM	Original Equipment Manufacturer
OPEX	Betriebskosten
PEM	Proton Exchange Membran
PPA	Power Purchase Agreement (Stromliefervertrag)
RED	Regenerative Energy Directive
THG	Treibhausgas



# 1 Einleitung

---

Die Etablierung einer Wasserstoffinfrastruktur ist auch im Mobilitätssektor ein zentraler Bestandteil der politischen und gesellschaftlichen Bestrebungen zur Loslösung von fossilen Energieträgern. Wasserstoff ist ungiftig, nicht umweltgefährdend und lässt sich mit vertretbarem Aufwand speichern. Als Elektrolyse wird ein elektrochemisches Verfahren bezeichnet, welches Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff aufspaltet. Dazu wird elektrischer Strom benötigt. Das erforderliche Wasser wird aus dem örtlichen Trinkwassernetz entnommen. Für die Erzeugung von jährlich 100 t Wasserstoff werden etwa 1.200 m<sup>3</sup> Trinkwasser benötigt. Diese Menge ist sehr gering, wenn man bedenkt, dass ein mittelgroßes Schwimmbad allein etwa 20.000 bis 25.000 m<sup>3</sup> Trinkwasser im Jahr benötigt – also etwa die zwanzigfache Menge.

Dieser Wasserstoff soll der Betankung von Bussen und LKW dienen, die mit Brennstoffzellen angetrieben werden. In einer Brennstoffzelle wird Wasserstoff mit Luftsauerstoff kontrolliert zur Reaktion gebracht und dabei elektrischer Strom generiert. Außer Wasserdampf werden von derartigen Fahrzeugen keinerlei Abgase in die Umwelt entlassen. Der Energieinhalt eines Kilogramms Wasserstoff entspricht dem von beispielsweise fast dreieinhalb Litern Diesel. Gleichzeitig ist der Antriebs-Wirkungsgrad von Brennstoffzellen höher als der von Dieselmotoren. Daher kann ein Bus bzw. LKW mit einem Kilogramm Wasserstoff je nach Witterungsbedingungen etwa dieselbe Strecke zurücklegen wie mit fünf Litern Diesel.

Die geplante Wasserstoff-Elektrolyse erfolgt voraussichtlich mit der besonders umweltfreundlichen AEM-Technologie, welche keinerlei nachteiligen Umweltauswirkungen erwarten lässt. Gemeinsam mit der vorgesehenen H<sub>2</sub>-Tankstelle bildet diese den angestrebten H<sub>2</sub> Hub Ehingen, welcher einen wichtigen Beitrag für die heimische Mobilitätsbranche leisten soll. Dadurch sichert das geplante Projekt die Zukunftsfähigkeit einer wesentlichen Branche im Alb-Donau-Kreis mit ab.

In der vorliegenden Machbarkeitsstudie werden anlagenplanerische, wirtschaftliche, technische, regulatorische und genehmigungsrelevante Aspekte identifiziert, verarbeitet und evaluiert, um auf einer verlässlichen Basis zu einer Investitionsentscheidung zu gelangen. Darüber hinaus wird ein möglicher Weg andiskutiert, um den H<sub>2</sub> Hub in Ehingen Wirklichkeit werden zu lassen.

## 2 Standortbetrachtung

---

Für die Standortwahl des neu zu errichtenden Wasserstoff-Hub in Ehingen besteht eine starke Präferenz zugunsten der bereits existierenden Tankstelle in der Riedlinger Straße 30. Im Rahmen des Kick-off-Workshops haben sich die im Projekt engagierten Verkehrs-, Speditions- und Logistikunternehmen klar für diesen Standort ausgesprochen. Bei einer Vor-Ort-Begehung wurde das gegenüberliegende Grundstück (Riedlinger Straße 25) vonseiten des Landratsamtes ADK ebenfalls als mögliche Nutzungsfläche ins Spiel gebracht. Auf dieser Grundlage erfolgte eine vertiefte Eignungsprüfung der beiden Favoriten, welche trotz aller Vorüberlegungen ergebnisoffen geführt werden musste, um eine belastbare und zukunftsfähige Planungsgrundlage zu erhalten.

### 2.1 Standort-Shortlisting

---

#### 2.1.1 Shortlisting-Faktoren

Um einen möglichen Standort für den H<sub>2</sub> Hub in die engere Auswahl nehmen zu können, muss dieser einige Mindestvoraussetzungen erfüllen. Dazu gehören die [Erreichbarkeit](#), die [Flächenverfügbarkeit](#), eine adäquate [Medienversorgung](#), eine positive [Genehmigungsprognose](#) sowie ein vertretbares Überflutungsrisiko.

#### 2.1.2 Standort Tankstellengelände

Das Grundstück der Tankstelle, Riedlinger Straße 28/30, befindet sich im südwestlichen Teil der Stadt Ehingen. Die Tankstelle liegt in einem Mischgebiet mit Wohnbebauung sowie Industrie. Erreichbar ist die Tankstelle über die Bundesstraße B311, welche eine Überlandverbindung zwischen der Autobahn A7 im Osten und der A81 im Westen darstellt und stark befahren ist. Auf dem Grundstück befindet sich eine überdachte Tankstelle mit Verkaufsraum. Das für das H<sub>2</sub>-Hub in Frage kommende Gelände befindet sich östlich des Tankstellengebäudes und ist in [Abbildung 1](#) lila gekennzeichnet. Aus Gesprächen mit dem Betreiber der Tankstelle ging hervor, dass die Halle für die Komponenten des H<sub>2</sub>-Hubs verwendet werden kann. Der Grundriss und der Schnitt der Halle sind in [Abbildung 2](#) dargestellt. Die Halle hat eine Abmessung von ca. 6x12 Meter und ist fünf Meter hoch.

## 2 Standortbetrachtung



Abbildung 1 Standort Tankstelle

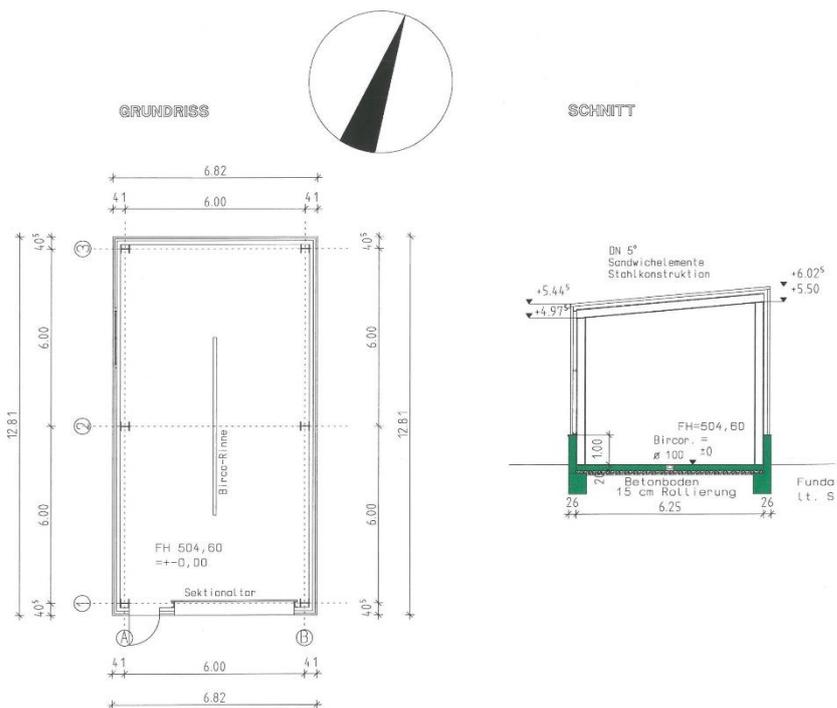


Abbildung 2: Grundriss und Abmessungen der Leichtbauhalle

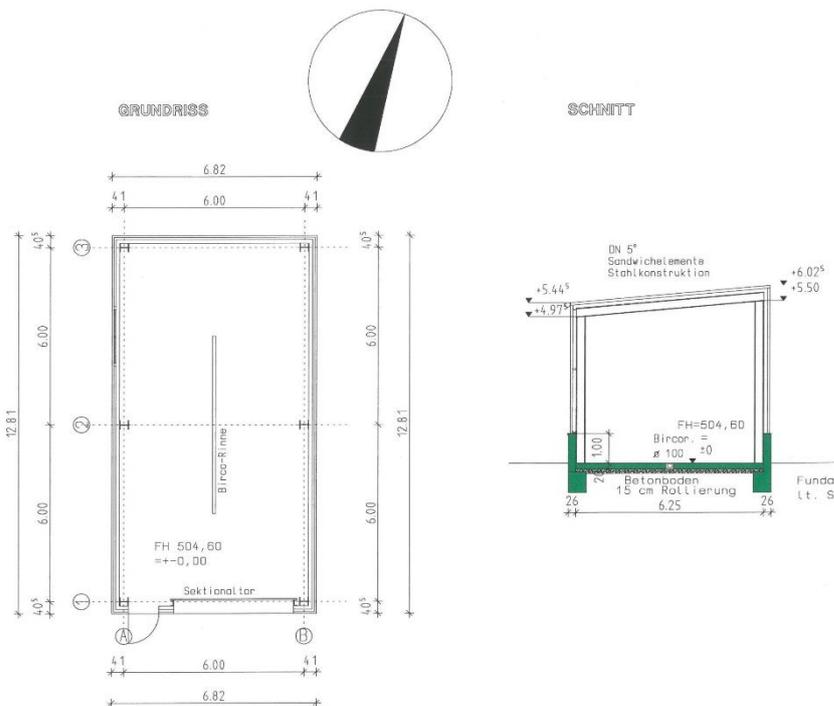
## 2 Standortbetrachtung

### 2.1.3 Standort Stadtfläche

Bei der Flächenfindung hat sich ebenfalls das Grundstück Riedlinger Straße 25 als einen geeigneten Standort herausgestellt. Das Grundstück befindet sich genau gegenüber der Tankstelle auf der anderen Straßenseite der Riedlinger Straße. Das Gelände befindet sich im Eigentum der Stadt Ehingen und dient derzeit als Lagerfläche des örtlichen Bauhofs. Auf dem Grundstück befindet sich eine größere Lagerhalle. Diese müsste, würde die Entscheidung auf dieses Grundstück fallen, abgerissen werden.

## 2.2 Medienversorgung

Zum Betrieb des H2-Hubs muss die Medienversorgung ausreichend gesichert sein. Dazu zählt die Stromversorgung, die Versorgung mit Trinkwasser zur Wasserstoffherstellung sowie die Anbindung an die Kanalisation zur Ableitung von anfallendem Abwasser.



### 2.2.1 Elektrischer Strom

Zur Versorgung der Anlage mit elektrischem Strom wurde der regionale Energieversorger Ehinger Energie GmbH & Co. KG angefragt. Dabei wurde eine Abnahme von 4,8 MVA am Standort Riedlinger Straße 28/30 abgefragt. Diese Leistung wurde seitens der Ehinger Energie GmbH & Co. KG ab dem Umspannwerk Daimlerweg bestätigt. Die Leistung kann jedoch nicht (n-1)-sicher zugesagt werden. Das bedeutet, dass die Leistung bzw. der Anschluss bei Bedarf vom Netzbetreiber abschaltbar sein muss.

## 2 Standortbetrachtung

### 2.2.2 Trinkwasser

Das Trinkwasser, welches für die Wasserstofferzeugung benötigt wird, wird aus dem öffentlichen Trinkwassernetz bezogen. Bei einem angenommenen Wasserstoffbedarf von ca. 100 Tonnen pro Jahr entspricht der Wasserbedarf in etwa 1.200 m<sup>3</sup>. Das entspricht dem Verbrauch von ca. sieben 4-Personen Haushalten und ist durch das Trinkwassernetz abdeckbar.

### 2.2.3 Abwasser

Das bei beim Elektrolyseprozess anfallende Abwasser soll über die kommunale Kanalisation abgeleitet werden. Das Abwasser ist unter Umweltaspekten unbedenklich und rein.

## 2.3 Verkehrs- und Logistikaspekte

---

Beide Standorte befinden sich an einer verkehrsgünstigen Position. Die Lage an der vielbefahrenen Bundesstraße B311 stellt einen bedeutenden Faktor für die Standortauswahl dar. Die Tankstelle ist von der Bundesstraße aus sehr gut sichtbar und direkt erreichbar. Die Tankstelle wird sowohl von LKW als auch von PKW angefahren. In unmittelbarer Umgebung befindet sich zudem ein großer Logistikpark, welcher über die B465 erreichbar ist.

## 2.4 Kommunalperspektive

---

Am 02.07.2024 fand ein Gespräch mit der Stadtverwaltung Ehingen zur Standortauswahl des H2-Hubs statt. Dabei wurden Aspekte der Stadtbebauung, des Flächennutzungsplanes sowie genehmigungsrechtliche Themen erläutert. Grundsätzlich steht die Stadt Ehingen dem Projekt positiv gegenüber. Der Standort Riedlinger Straße wurde für die Errichtung des H2-Hubs nicht ausgeschlossen.

Das Gebiet befindet sich im Einflussbereich des Weiherbaches. Die Überflutungskarte zeigt aber, dass beide Standorte nicht im Überflutungsgefahrenbereich liegen. Hinsichtlich möglicher Lärmemissionen wurden jedoch Bedenken geäußert, da sich vor Allem der Standort Riedlinger Str. 25 sehr nah an Wohnbebauung befindet. Hier sollte bei Fortschreibung des Projektes ein Lärmschutzgutachten erstellt werden. Auf der Seite Riedlinger Str. 25 befindet sich vor der Einfahrt ein Fußgängerweg. Dieser ist nach Aussagen der Stadtverwaltung eher wenig frequentiert. Somit stellt diese Tatsache auch kein Problem bei einem höheren Verkehrsaufkommen über den Fußweg auf das Grundstück dar.

## 2.5 Entscheidungsfindung

---

Zur Entscheidungsfindung sind in der folgenden Übersicht die Vor- und Nachteile der beiden Standorte aufgelistet. Als favorisierter Standort wird das Grundstück der Tankstelle gesehen.

## 2 Standortbetrachtung

Beschreibung	freie Baufläche [m <sup>2</sup> ]	Vorteile	Nachteile
Tankstelle	<1.000	Tankstellen Infrastruktur vorhanden	Baufläche eher klein
		Gute Verkehrsanbindung	
		Halle für Anlagentechnik bereits vorhanden	
		Gute Sichtbarkeit aus Richtung B311	
Riedlinger Str. 25 Bauhof	>1.000	Großes Baufeld	Einfahrt über Gehweg
		Gute Verkehrsanbindung	Nahe Wohnbebauung

## 3 Technologieanalyse

---

### 3.1 H<sub>2</sub>-Elektrolyse [1]

---

Der Elektrolyseur bildet die zentrale Komponente der Wasserstofferzeugung. In dem Elektrolyseur wird aus Wasser mittels elektrischem Strom Wasserstoff und Sauerstoff erzeugt. Der Elektrolyseur bildet gemeinsam mit seinen Hilfs- und Nebenanlagen eine Betriebseinheit und umfasst die nachfolgenden Komponenten.

- Elektrolyse-Modul (verschiedene Technologien)
- Kühlsystem
- Wasseraufbereitung (Demineralizer)
- Gasaufbereitung (De-Oxo, Entfeuchtung)
- Instrumentenluftsystem
- Steuerungs- und Leittechnik
- Transformator
- Gleichrichter
- Sonstige Elektrotechnik (Pumpen, Hilfsantriebe etc.)
- Sonstige Verfahrenstechnik (Ventile etc.)
- Sicherheitstechnik (Abblasevorrichtungen etc.), Gaswarnanlage, H<sub>2</sub>-Konzentration im Sauerstoffstrom
- Inertisierungseinrichtungen (N<sub>2</sub>)
- Einhausungen (Container, Betonmodule)

Die in der Elektrolysezelle ablaufende elektrochemische Reaktion entspricht der entgegengesetzten Richtung der in einer Brennstoffzelle ablaufenden Reaktion, bei der Wasserstoff und Sauerstoff unter Gewinn von elektrischer Energie zu Wasser reagieren.

Je nach verwendeten Elektrolyten gibt es verschiedene Verfahren der Wasserelektrolyse. Die bekanntesten Verfahren sind die alkalische Elektrolyse mit einem flüssigen basischen Elektrolyten, die saure Elektrolyse mit einem polymeren Festelektrolyten und die Hochtemperaturelektrolyse mit einer Festoxidkeramik als Elektrolyt. Die Reaktionen an der Kathode (Hydrogen Evolution Reaction – HER) und Anode (Oxygen Evolution Reaction – OER) variieren entsprechend des verwendeten Elektrolyten und sind in [Abbildung 3](#) zusammengefasst.

Bei der alkalischen Elektrolyse (AEL) wird das Wasser i. d. R. an der Kathodenseite zugeführt, an welcher Wasserstoff und (OH<sup>-</sup>)-Ionen entstehen. Letztere durchqueren die mikroporöse oder Anionen leitende Membran und werden auf der Anodenseite zu Sauerstoff und Wasser umgesetzt.

Bei sauren Elektrolyten (z. B. der PEM-Elektrolyse, PEMEL) wird das Wasser normalerweise an der Anodenseite der Elektrolysezelle zugeführt und in seine Bestandteile zerlegt. Pro Wassermolekül entsteht ein halbes Sauerstoffmolekül, das anodenseitig abgeführt wird, und zwei Protonen (H<sup>+</sup>),

die durch eine protonenleitende Membran zur Kathodenseite transportiert werden und dort unter Aufnahme zweier Elektronen zu einem Wasserstoffmolekül reduziert werden.

Bei der Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyse oder auch Festoxid-Elektrolyse (SOEL) wird der Wasserdampf an der Kathode zugeführt und zu Wasserstoff und (O<sup>2-</sup>)-Ionen reduziert. Letztere wandern durch die (O<sup>2-</sup>)-leitfähige Membran zur Anodenseite und werden dort zu Sauerstoff oxidiert.

Neben diesen drei Hauptverfahren gewannen in den letzten Jahren die alkalische Elektrolyse mit einer für (OH<sup>-</sup>)-Ionen leitfähigen Membran (engl. alkaline electrolyte membrane electrolysis – AEMEL), die protonenleitende Hochtemperaturelektrolyse auf Keramikbasis (engl.: proton conducting ceramic electrolysis – PCEL) sowie die ebenfalls auf Festoxid-Zellen basierende Ko-Elektrolyse (CoSOEL) zur Synthesegasproduktion (CO + H<sub>2</sub>) – durch direkte CO<sub>2</sub>-Reduzierung und Wasserspaltung in einer Zelle – an Bedeutung.

Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie ist davon lediglich die AEMEL relevant, welche bereits im MW-Maßstab kommerziell am Markt verfügbar ist (Firma Enapter/Italien).

Verfahren	Temperatur	Kathodenreaktion	Ladungs-träger	Anodenreaktion
<b>AEL</b>	70-90 °C	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	OH <sup>-</sup>	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$
<b>AEMEL</b>	50-70 °C	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	OH <sup>-</sup>	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$
<b>PEMEL</b>	50-80 °C	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	H <sup>+</sup>	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$
<b>PCEL</b>	450-600 °C	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	H <sup>+</sup>	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$
<b>SOEL</b>	650-850 °C	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$	O <sup>2-</sup>	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$
<b>CoSOEL</b>	700-900 °C	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$ $\text{CO}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{CO} + \text{O}^{2-}$	O <sup>2-</sup>	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$

Abbildung 3: Halbzellenreaktionen, typische Temperaturbereiche und Ladungsträger der drei wesentlichen Arten der Wasserelektrolyse [Power-to-Gas]

### 3.1.1 Alkalische Elektrolyse

Alkalische Elektrolyseanlagen basieren auf dem elektro-chemischen Prinzip der Wasser-Elektrolyse, mithilfe dessen Wasser unter Anlegen einer elektrischen Gleichspannung in seine molekularen Bestandteile Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Sauerstoff (O<sub>2</sub>) aufgespalten wird. Die Reaktionsprodukte liegen gasförmig vor und verlassen die Elektrolysezellen wassergesättigt bei einem Temperaturniveau zwischen 70 und 90 °C, abhängig von der Betriebstemperatur. Das Edukt Wasser wird in flüssigem Aggregatzustand in vollentsalzter Qualität gemäß den Anforderungen des Herstellers zugeführt. Im Fall der alkalischen Elektrolyse wird als Elektrolyt eine wässrige Kaliumhydroxid- (KOH) oder Natriumhydroxid- (NaOH) Lauge mit einer Konzentration zwischen 25 - 40 Gew.-% verwendet. Üblich ist die Verwendung einer ca. 30-prozentigen KOH-Lauge als Elektrolyt.

Elektrolyseanlagen sind modular aufgebaut. Die Elektrolysezelle als kleinste funktionale Einheit besteht im Fall der alkalischen Elektrolyse aus den Bipolarplatten, den Elektroden inkl. Katalysatorschicht sowie dem Diaphragma / Separator. Bei der alkalischen Elektrolyse werden poröse Feststoff-Separatoren (Diaphragmen) auf Basis von Zirkoniumoxid ( $ZrO_2$ ) verwendet, welche ionenleitfähig (für  $OH^-$  Anionen) sind. Die elektro-chemische Reaktion findet an den Elektroden der Elektrolysezellen statt. Wasserstoff wird an der Kathode produziert, Sauerstoff an der Anode.

Der im Elektrolyseprozess als Nebenprodukt anfallende Sauerstoff kann nach einer ersten Gas-Wasser-Abscheidung als (wasser-)gesättigtes Gas bei ca. 30 °C über Abblaseleitungen an die Umgebung abgegeben werden. Allerdings ist im Idealfall eine stoffliche Verwertung des Sauerstoffs vorgesehen.

Um die erforderlichen Leistungen zu erreichen, werden mehrere Elektrolysezellen als Zellstapel (engl.: *stack*) aufgebaut. Der Aufbau eines Stacks besteht neben den Elektrolysezellen aus Dichtungselementen, Zellrahmen und metallischen Endplatten. Die mechanische Stabilität erfolgt über Schraubverbindungen (Zuganker) oder hydraulische Anpresssysteme. Die Medienversorgung (Zu-/Abfuhr Edukte und Reaktionsprodukte) sowie die Stromleitung erfolgen über die End- bzw. Bipolarplatten. Die Ausführung der Stacks ist herstellerabhängig, ein monopolares oder bipolares Design ist möglich.

Ein Elektrolyseur-Modul kann aus einem oder mehreren Stacks aufgebaut werden. Typische Stackleistungen liegen bei alkalischen Elektrolyseuren zwischen 1.000 und 5.000 kW.

Die Abwärme aus dem Elektrolyseprozess wird über Rückkühler an die Umgebungsluft abgegeben oder zu Heizzwecken (ggf. in Verbindung mit einer Wärmepumpe) genutzt. Hierzu wird in der Elektrolyseanlage ein geschlossener Primär-Kühlkreislauf eingesetzt, der die Abwärme u.a. aus dem Elektrolysestack aufnimmt und mittels Wärmetauscher (Rohrbündel- oder Plattenwärmetauscher) an einen ebenfalls geschlossenen Sekundär-Kühlkreislauf abgibt. Das Kühlsystem wird mit einer möglichst geringen Temperaturdifferenz betrieben, sodass der Massenstrom des Kühlmediums im Primär-Kühlkreislauf mehr als dem Vierfachen des Prozesswasser-Massenstroms entspricht.

Als Wärmeträgermedium im Primär-Kühlkreislauf dient der Elektrolyt (KOH-Lauge), welcher das Stack anoden- und kathodenseitig durchströmt. Im Sekundär-Kreislauf wird entmineralisiertes Wasser mit Zusatz von Frostschutzmittel (z.B. 30 Vol.-% Mischung Wasser-Ethylenglykol) und Korrosionsinhibitor als Kühlmedium eingesetzt.

Neben der Ausführung des Elektrolyse-Stacks ist auch die Ausführung der weiteren Subsysteme des Elektrolyseur-Moduls herstellerabhängig.

In den folgenden Tabellen (Tabelle 1 & Tabelle 2) ist eine Übersicht der Reaktionsgleichungen und typischer Leistungsparameter der alkalischen Elektrolyse dargestellt.

*Tabelle 1: Übersicht chemische Reaktionsgleichungen alkalische Elektrolyse*

Reaktion an Kathode (HER)	Reaktion an Anode (OER)	Gesamtreaktion
$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$	$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + H_2O + 2e^-$	$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$

Tabelle 2: Übersicht typische Leistungsparameter alkalische Elektrolyse

Parameter	Einheit	Wert
Spez. Strombedarf Stack-Level (BoL)	kWh <sub>el</sub> /kg <sub>H2</sub>	47 - 52
Spez. Strombedarf System-Level (BoL)	kWh <sub>el</sub> /kg <sub>H2</sub>	50 - 56
Wirkungsgrad-Degradation Stack	% p.a.	1-1,3
Stack-Lebensdauer	h	60.000 - 90.000
Zellspannung	V	1 – 3
Zellstromdichte	A/cm <sup>2</sup>	0,2 – 0,8
Betriebstemperatur	°C	70 – 95
Betriebsdruck	bar(ü)	0,15 - 30
Stackleistung	MW <sub>DC</sub>	1 - 5
Modulleistung	MW <sub>DC</sub>	2 - 20
Teillastbereich	% P <sub>Nenn</sub>	10 (40) - 100

### 3.1.2 PEM-Elektrolyse (PEMEL) [2]

Das Konzept der Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse ist seit 1973 bekannt. Dennoch handelt es sich um eine relativ junge Technologie, die bereits in industriellem Maßstab verfügbar ist. Zu den wichtigsten Merkmalen der PEM-Elektrolyse gehören eine hohe Lastdynamik, eine sehr gute Teilleistungsfähigkeit oder Flexibilität und eine hohe Stromdichte.

Flüssiges Wasser wird der Anode zugeführt und gespalten. Die beiden Protonen (H<sup>+</sup>), die dabei entstehen, diffundieren durch die Membran zur Kathode, wo sie mit Elektronen zu Wasserstoff kombiniert werden.

Die Elektrolysezelle als kleinste funktionale Einheit besteht im Fall der PEM-Elektrolyse aus den Bipolarplatten und der Membran-Elektroden-Einheit (engl.: membrane electrode assembly, kurz MEA), welche die Elektroden inkl. Katalysator- und Gasdiffusionsschicht sowie die Membran umfasst. Die elektro-chemische Reaktion findet an den Elektroden der Elektrolysezellen statt. Wasserstoff wird an der Kathode produziert, Sauerstoff an der Anode.

In PEM-Elektrolysezellen werden Feststoff-Membranen auf PTFE-Basis verwendet, welche ionenleitfähig (für H<sup>+</sup> Protonen) sind und eine geringe Permeabilität für Gase und Flüssigkeiten aufweisen. Demnach ist die Protonleitende-Polymermembran eine semipermeable Membran aus Ionomeren. Ionomere gehören zur Gruppe der Thermoplaste, haben aber gegenüber den Thermoplasten den Vorteil, dass in ihnen Ionenbindungen wirksam werden und sie im Gegensatz zu den meisten Kunststoffen als Elektrolyte eingesetzt werden können. Die PEM sorgt durch ihre Gasundurchlässigkeit dafür, dass sich die Produkte Wasserstoff und Sauerstoff nicht

vermischen. Bei diesem Verfahren hat der Wasserstoff eine höhere Reinheit als bei Elektrolyseverfahren ohne Membran.

Die Aufgabe der Ionomere ist es, Protonen durchzulassen, damit das auf der Anodenseite gebildete  $H^+$ -Ion zur Kathodenseite diffundieren kann. Auf der Wasserstoffseite besteht die Elektrode meist aus Kohlenstoff mit Platin als Katalysator. Die Sauerstoffherzeugung an der Anode ist mit wesentlich höheren Überspannungen verbunden als an der Kathode. Als Katalysatoren werden heute fast ausschließlich iridiumbasierte Systeme  $IrO_2$  verwendet, die auch mit dem sehr aktiven Ruthenium kombiniert werden.

Iridium ist eines der seltensten Elemente in der Erdkruste und entsprechend teuer. Daher ist die Entwicklung von alternativen Katalysatoren auf der Anodenseite ein Schwerpunkt bei der Weiterentwicklung der PEM.

In der folgenden Tabelle 3 und Tabelle 4 ist eine Übersicht der Reaktionsgleichungen und typischer Leistungsparameter der PEM-Elektrolyse dargestellt.

*Tabelle 3: Übersicht chemische Reaktionsgleichung PEM-Elektrolyse*

Reaktion an Kathode (HER)	Reaktion an Anode (OER)	Gesamtreaktion
$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	$H_2O \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^- + 2H^+$	$H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$

*Tabelle 4: Übersicht typische Leistungsparameter PEM-Elektrolyse*

Parameter	Einheit	Wert
Spez. Strombedarf Stack-Level (BoL)	$kWh_{el}/kg_{H_2}$	47 - 52
Spez. Strombedarf System-Level (BoL)	$kWh_{el}/kg_{H_2}$	50 - 57
Wirkungsgrad-Degradation Stack	% p.a.	1-1,5
Stack-Lebensdauer	h	50.000 - 80.000
Zellspannung	V	1,4 - 2,3
Zellstromdichte	$A/cm^2$	1 - 3
Betriebstemperatur	$^{\circ}C$	50 - 80
Betriebsdruck	bar(ü)	0,15 - 30
Stackleistung	$MW_{DC}$	1 – 5
Modulleistung	$MW_{DC}$	2 – 20
Teillastbereich	% $P_{Nenn}$	(5) 10 - 100

#### 3.1.3 AEM-Elektrolyse (AEMEL)

AEM-Elektrolyseure enthalten eine ionenleitende, auf beiden Seiten mit Katalysator beschichtete Membran. Im Unterschied zur PEM wandern Hydroxidionen (OH<sup>-</sup>) hindurch. Die Membran des neueren AEM-Elektrolyseurs ist deutlich kostengünstiger als die des PEM-Elektrolyseurs. Sie ist von Gasdiffusionsschichten umhüllt. Den Abschluss auf beiden Seiten bilden Stahl-Bipolarplatten. Es entsteht Wasserstoff mit einer Reinheit von 99,9 %.

Da der Betrieb der AEM-Elektrolyse unter leicht alkalischen Bedingungen stattfindet, können edelmetallfreie Katalysatoren für die Elektroden und preiswerte Werkstoffe für die Zellen eingesetzt werden. Im Gegensatz zur AEL kann die AEM-Elektrolyse bei höheren Stromdichten betrieben und dynamisch an- sowie abgefahren werden. Dies resultiert in einer hohen Flexibilität. Die AEM-Elektrolyse vereint somit die Vorteile der PEM und AEL-Technologie.

Bisher kämpfen die AEMEL-Systeme allerdings noch mit Undichtigkeiten bei der Membran und entsprechenden Lebensdauerverlusten. Durch die Integration einer geeigneten Membran in einen AEM-Elektrolyseur können die Investitions- und Betriebskosten der Wasserstoffherzeugung im Vergleich zum heutigen Benchmark, der PEM-Wasserelektrolyse, gesenkt werden.

#### 3.1.4 SO-Elektrolyse (SOEL, auch SOEC) [2]

Die Hochtemperatur-Elektrolyse wird bei Wassertemperaturen von über 100°C bis teilweise 1200°C durchgeführt. Aufgrund dieser hohen Temperaturen befindet sich das zu spaltende Wasser in seiner gasförmigen Phase. Betrachtet man nicht die benötigte Energie für die aufzubringende Wärme, liegt der spezifische Energiebedarf der HT-Elektrolyse unter dem der Konkurrenzmethoden, wie die PEM oder AEL. Dadurch eignet sich dieses Verfahren besonders für Industriestandorte, an denen bereits Wasserdampf in großen Mengen und bei hohen Temperaturen produziert wird. Einer der wenigen – wenn nicht aktuell der einzige Hersteller mit serienreifen HT-Elektrolyseuren, ist die Firma BloomEnergy aus den USA.

Der Aufbau der Hochtemperaturrelektrolyse setzt sich im Wesentlichen aus einer Kathode, einer Anode und einem Elektrolyten, der die beiden Elektroden nicht elektrisch- sondern Ionenleitend miteinander verbindet, zusammen. Der Wasserdampf wird auf die Kathode der Zelle geleitet und in Wasserstoff und Sauerstoff-Ionen (O<sup>2-</sup>) aufgespaltet. Das Sauerstoff-Ion diffundiert durch den Elektrolyten zur Seite der Anode und wird durch Abgabe der überschüssigen Elektronen zu elementarem Sauerstoff umgewandelt. Im Unterschied zu herkömmlichen Elektrolysetypen wird bei der Hochtemperatur-Elektrolyse als Elektrolyt ein keramischer Festkörper verwendet, der die beiden Elektroden voneinander trennt. Als Material eignet sich Yttrium stabilisiertes Zirkoniumoxid, das zum einen ein guter elektrischer Isolator, zum anderen ein sehr guter Leiter für Sauerstoffionen ist. Die Hochtemperatur-Elektrolyse wird auf Grund des Festkörperelektrolyten auch Solid-Oxid-Electrolysis-Cell (kurz SOEC) genannt. Erst bei Temperaturen größer als 800°C erreicht die Leitfähigkeit der Sauerstoff-Ionen einen geeigneten Bereich für die Durchführung der Elektrolyse. Auch die Kathode ist porös gestaltet, um in diesem Fall einen guten Fluss des Wasserstoffgases zu gewährleisten. Hier eingesetzte Materialien sind unter anderem Nickel, welches die Aufgaben

der elektrischen Leitung und als Katalysator zur Spaltung des Wassers übernimmt, und einer Metall-Keramik Verbindung aus Strontium, Yttrium und Zirkonium, welches auch als Grundgerüst für den Festkörper-Elektrolyt dient.

Die Anode besteht aus einem Perowskit-Kristall. Die hierfür verwendeten Metalle sind unter anderem Lanthan, Cobalt, Strontium und Eisen. Die Anode ist auf Grund ihrer Kristallstruktur so porös gestaltet, dass ein guter Transport von Gasen, aber auch gleichzeitig von den notwendigen Elektronen erzielt werden kann.

Eine Gasdiffusionsschicht muss zwischen Festkörperelektrolyt und der Anode eingebracht werden, um eine ungewollte Reaktion zwischen zum Beispiel Strontium oder Lanthan mit dem Elektrolytmaterial zu verhindern. Diese Reaktion ist ein langwieriger Prozess über die Lebensdauer der Elektrolyse-Zelle hinweg. Das Strontium oder Lanthan diffundiert über die Zeit in den Festkörperelektrolyten und setzt sich dort im Gitter fest. Andersherum kann das Zirkonium in die Anode wandern. Die Bildung der dabei entstehenden Produkte aus den beiden Materialien würde den Sauerstofftransport behindern und somit den Wirkungsgrad der Zelle herabsetzen.

#### 3.1.5 Prozessbeschreibung

Das Inputmedium Trinkwasser wird aus dem lokalen Versorgungsnetz entnommen und der Wasseraufbereitung zugeführt. Der Elektrolyseur benötigt für den Betrieb vollentsalztes Wasser, welches dann in den Elektrolysestacks in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird. Zur Bereitstellung dieses entmineralisierten Wassers wird eine Wasseraufbereitungsanlage benötigt. Die Wasseraufbereitung kann dabei in zwei Einheiten unterteilt werden:

- Demineralizer: Der Demineralizer erzeugt aus Trinkwasser (oder anderem Rohwasser vergleichbarer Qualität) das VE-Wasser mit  $<1 \mu\text{S}/\text{cm}$  Leitfähigkeit. Zum Einsatz kommen hier verschiedene verfahrenstechnische Schritte hintereinander, wie z.B. Enthärtung, Umkehrosmose und Elektrodenionisation (EDI) oder Ionentauscher, die je nach Bedarf kombiniert werden.
- Wasserwerk: Das Wasserwerk besteht im Wesentlichen aus einem Vorrats-Tank und einer Vordruckpumpe zur Versorgung der Elektrolyse.

Der Demineralizer produziert in verschiedenen Prozessschritten technologiebedingt Abwasser. Das entstehende, ökologisch unbedenkliche Abwasser wird in den Abwasseranschluss eingeleitet. Die anfallenden Mengen und Qualitäten werden gesondert ausgewiesen.

Das aufbereitete Wasser wird dem sogenannten „Zellstack“ zugeführt. Als „Zellstack“ wird eine Vielzahl von aneinandergereihten Elektrolysezellen bezeichnet. Unter Gleichstrom findet der Elektrolyseprozess statt, in dem sich Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufspaltet. Das resultierende Wasser / Wasserstoffgemisch respektive Wasser / Sauerstoffgemisch wird dem jeweiligen Abscheider zugeführt, in dem das jeweilige Gas vom Großteil des Restwassers getrennt und ausgeleitet wird. Das Restwasser wird dem „Zellstack“ erneut zugeführt.

Zur geregelten Gleichstrom-Versorgung der Elektrolyse kommt für den Elektrolyseur eine eigenständige Gleichrichteranlage zum Einsatz. Vorgeschaltet ist ein Mittelspannungs-Stromrichtertransformator, der an die lokalen Netzbedingungen angepasst ist.

Während des Elektrolyseprozesses entsteht Verlustwärme, welche über Wärmetauscher an ein geschlossenes Kühlwassersystem abgegeben wird. Dieses Kühlwassersystem überträgt die Wärme mittels eines Rückkühlsystems bestehend aus Tischkühlern bzw. Chillern an die Umgebung.

Beim Anfahren, Abfahren oder im Störfall wird es notwendig sein Wasserstoff kontrolliert an die Umgebung abzugeben. Hierfür werden entsprechende Abblaseeinrichtungen benötigt. Der Sauerstoff soll voraussichtlich (zunächst) nicht verwendet und kontrolliert an die Umgebung abgegeben werden.

Der Elektrolyseur sowie die Hilfs- und Nebenanlagen befinden sich in einer containerisierten Einhausung. Sämtliche Anlagenteile und Rohrleitungsverbindungen halten den maximal auftretenden Drücken und Temperaturen sicher stand. Die Rohrleitungen werden spannungsfrei und schwingungsarm verlegt. Die auf Dauer technische Dichtheit muss aufgrund der Konstruktion oder der laufenden Überwachung und Instandhaltung gewährleistet sein. Die in der vorzusehenden Anlage eingesetzten Anlagenteile und Rohrleitungsverbindungen werden, soweit möglich, gemäß TRBS 2152-2 auf Dauer technisch dicht ausgeführt. Anlagenteile, die laut TRBS 2152-2 nicht dauerhaft technisch dicht ausgeführt werden können, sondern lediglich technisch dicht, werden vor der ersten Inbetriebnahme, sowie bei Veränderungen und Reparatur- oder Umbauarbeiten größeren Ausmaßes als Ganzes oder in Abschnitten sowie wiederkehrend in noch festzulegenden Zeitabständen auf Dichtheit geprüft.

In der Einhausung von wasserstoffführenden Komponenten wird die Atmosphäre über eine Gaswarnanlage überwacht, welche im Falle einer Detektion von Wasserstoff bei Überschreitung von 40% der UEG von  $H_2$  (4,0 Vol-%  $H_2$  in Luft) die Abblasevorrichtungen aktiviert und die Anlage abschaltet.

Die Elektrolyse verfügt als System über eine eigene Steuerung. Das Leitsystem überwacht eigenständig den Anlagenzustand und prüft alle relevanten Meldungen und Messwerte auf eine Betriebsweise innerhalb der als zugelassen vorgegebenen Grenzen. Bei Abweichungen werden Sicherheitsmaßnahmen abgeleitet (z.B. Leistungsreduktion oder das Herunterfahren der Anlage) und entsprechende Meldungen an das übergeordnete Leitsystem abgesetzt.

Alle Anlagenkomponenten sind mittels eines BUS-Systems mit einer zentralen Steuerung verbunden, welche im Fall einer Wasserstoffdetektion oder einer Störung alle Anlagenkomponenten in einen sicheren Zustand versetzt, sofern dies notwendig wird.

Nach der Erzeugung des Wasserstoffs in den Elektrolysestacks, wird dieser den DeOxo-Trocknern zugeführt, um mögliche Sauerstoffverunreinigungen und Restfeuchte abzuscheiden. In den DeOxo-Trocknern wird der im Wasserstoff enthaltene Restsauerstoff über einen katalytischen Prozess mit Hilfe eines Palladium-Katalysators in Wasser umgewandelt. Anschließend wird dem Wasserstoff zunächst durch Kühlung und Kondensation Feuchtigkeit entzogen. Die anfallenden Wassermengen sind sehr gering und werden an das lokale Abwassernetz abgegeben. Das Wasser enthält keine Beimischungen oder Schadstoffe. Nach der Vortrocknung durchströmt der Wasserstoff ein Adsorptionsbett, wo dem Wasserstoff das restliche enthaltene Wasser entzogen wird. In großen zeitlichen Abständen muss das Adsorptionsmedium regeneriert werden, was durch ein Durchströmen mit warmem Wasserstoff gewährleistet wird. Während dieser Regenerationsphase wird auf einen zweiten Adsorptionsbehälter umgeschaltet, um einen kontinuierlichen Betrieb zu gewährleisten. Der Wasserstoff, der zur Regeneration genutzt wurde, wird dem Eingangsstrom vor einem

Pufferspeicher wieder beigemischt. Außer Wasser fallen bei der Trocknung und Reinigung keine kontinuierlichen Abfallprodukte oder Luftschadstoffe an.

Anschließend wird der trockene Wasserstoff in einen Pufferspeicher überführt und bei dem Ausgangsdruck des Elektrolyseurs (z. B. 30 – 40 bar) gepuffert. Dies geschieht, um den Elektrolyseur von den nachfolgenden Verdichtungsstufen zu entkoppeln und transiente An- und Abfahrvorgänge bzw. Laständerungen zu ermöglichen.

Alle Anlagenteile sind als dauerhaft technisch dicht im Sinne der TRGS 722 ausgelegt. Der Pufferspeicher für Wasserstoff hat sich in einem überwachten bzw. belüfteten Bereich der Einhausung zu befinden.

## 3.2 H<sub>2</sub>-Verdichter

---

Wesentliche Kriterien zur Auswahl des geeigneten Kompressortyps stellen die erforderlichen Förderleistungen und Druckverhältnisse dar. Darüber hinaus stellen Platzbedarf, Investitions- und Betriebskosten sowie Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit relevante Auswahl Faktoren dar.

Für große Volumenströme werden im Gasbereich (Pipelines, Gasspeicher, Prozessgasindustrie) überwiegend Kolbenverdichter und Turboverdichter eingesetzt. Turboverdichter kommen aufgrund der technisch begrenzten machbaren Ausgangsdrücke, insbesondere für Wasserstoff, für das vorliegende Projekt nicht in Frage. Für hohe Druckverhältnisse eignen sich vor allem Kolben- und Membrankompressoren. Schraubekompressoren oder ionische Kompressoren werden aufgrund der geringen Förderleistungen bzw. nicht ausreichender Produktreife als nicht geeignet für das Projekt angesehen.

Als geeignete Bauarten für die Nieder- und Mitteldruckstufen werden Kolbenkompressoren empfohlen. Kolbenkompressoren der erforderlichen Leistungsklasse werden von verschiedenen Herstellern in Europa angeboten, der Einsatz in der Prozessgasindustrie ist etabliert. Für die Hochdruckstufe werden Membrankompressoren empfohlen, welche u.a. im Bereich von Mobilitätsanwendung (Tankstellen, Abfüllstationen) eingesetzt werden. Alternativ können im Hochdruckbereich ebenfalls Kolbenkompressoren eingesetzt werden, welche am Markt jedoch nur von wenigen Anbietern verfügbar sind.

Um Verunreinigungen des Produktgases mit Öl zu vermeiden, ist es allgemein empfohlen, Wasserstoff-Kompressoren als trockenlaufende Kompressoren auszuführen. Es ist aber auch möglich, ölgeschmierte Kompressoren mit einem nachgeschalteten Filter zu verwenden.

Für die Auslegung von Kompressoren ist die Anzahl der Verdichterstufen von großer Bedeutung. Diese wird bestimmt von dem realisierbaren Druckverhältnis je Stufe, welches abhängig von der Bauart des Kompressors ist. Für eine Verdichtung von 30 bar auf über 950 bar sind bei Kolbenkompressoren fünf Stufen ein guter Orientierungswert. Darüber hinaus sind bei der Auslegung die zulässigen Gastemperaturen zu beachten (z.B. max. 135 °C gemäß API 618). Typische Stufendruckverhältnisse für Kolbenkompressoren liegen bei 2-3, während Membrankompressoren höhere Stufendruckverhältnisse von 5-10 erreichen können.

Durch den Verdichtungsprozess findet ein Temperaturanstieg des Gases statt. Um die zulässigen Gastemperaturen einzuhalten und den thermodynamischen Wirkungsgrad zu verbessern, erfolgt nach jeder Verdichterstufe eine Rückkühlung des Gases auf ca. 35-45 °C mittels wasser- oder luftgekühlter Gaskühler. Die Abwärme wird je Kompressor-Modul über einen Wärmeübertrager an einen sekundären Kühlwasserkreislauf der abgegeben.

### 3.3 H<sub>2</sub>-Speicher

Wasserstoffdruckspeicher kommen in verschiedenen Bauformen und Druckstufen zum Einsatz. Für den geplanten H<sub>2</sub> Hub in Ehingen empfiehlt sich die Nutzung eines Hochdruckniveaus mit 500 bar und eines Höchstdruckniveaus mit 950 bar. Dadurch kann der Betankungsvorgang sowohl für 350 bar- als auch 700 bar-Abnehmer durch Überströmen (d. h. ohne Kompressoreinsatz während des Tankvorgangs) erfolgen.

Die Ausführung als Druckspeicherbänke wird in Form von horizontal gestapelten Zylinderbündeln empfohlen. Diese Zylinder sind typischerweise um die 10 m lang und als Typ-IV-Speicher ausgeführt. Unterschiedliche Typen beschreiben verfügbare Material- und Fertigungskonzepte. Typ-I-Speicher beispielsweise sind einfache Stahlzylinder. Mit aufsteigender Typnummer erhöht sich die Komplexität des Wandaufbaus – verbunden mit einer Gewichtsreduktion und Belastbarkeitssteigerung. Typ-IV-Speicher stellen den Stand der Technik dar und beschreiben eine Composite-Technologie folgenden Aufbaus:

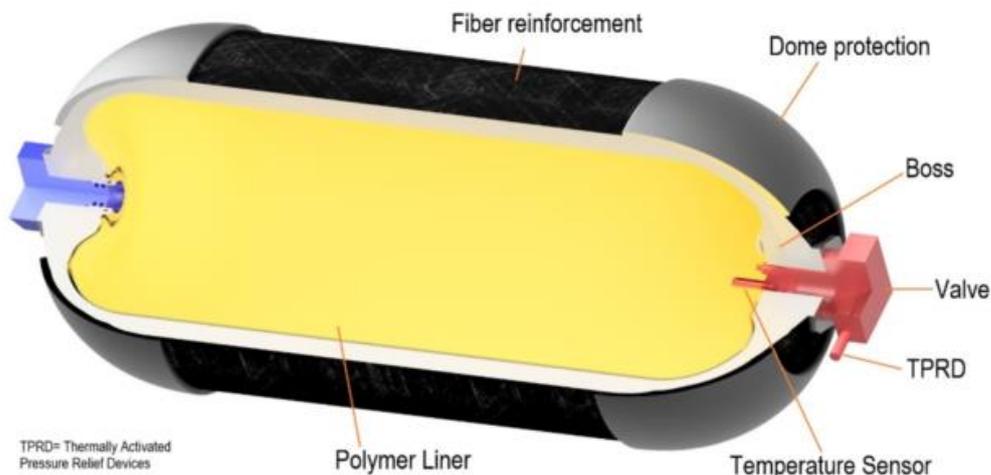


Abbildung 4: Allgemeiner Aufbau eines Wasserstoffdruckbehälters Typ IV [3]

- Polymer Liner: Der Thermoplast Innenliner dient als gasdichter Speicher. Gute Barriere-Eigenschaften sollten bei der Materialauswahl berücksichtigt werden.
- Composite: Das Composite Material ist der tragende Teil des Composite Druckbehälters und dient der Lastaufnahme.
- Boss: Das Bossteil aus Metall stellt die Anschlussstelle zwischen Liner und Füllventil dar.
- Dome protection: Die Dome protection ist zum Schutz der Carbonfaser gegen Beschädigungen von außen vorgesehen.

## 3.4 H<sub>2</sub>-Distribution

---

Für die Abgabe von H<sub>2</sub> an die Endkunden werden Wasserstoff-Dispenser in zwei Druckstufen eingesetzt: 350 bar und 700 bar. Für diese Dispenser sind entsprechende Überdachungen, Einfriedungen und Beleuchtungen vorzusehen. Eine Betankung ist nur von ausgewiesenen Personen und nach vorheriger Authentifizierung möglich.

Die Abgabeeinrichtungen werden auf einer Tankinsel errichtet und mit einem allseitig umlaufenden Bordstein (H = > 12 cm), bei einem seitlichen Überstand größer 20 cm gegen Anfahren geschützt. Der 700 bar Dispenser ist zusätzlich mit einem Anfahrerschutz (64 kN) nach dem Stand der Technik gem. TRGS 751, 4.1.4.1 Absatz 1 Nummer 1 geschützt.

Für die sichere Betankung ist eine Zapfsäule mit folgenden Komponenten ausgestattet:

- Abreißkupplung
- Hochdruck-Betankungsschlauch
- Befüllkupplung
- Anzeigeeinheit
- Steuerungseinheit
- Neigungssensor
- Druck- und Temperaturmessung, Infrarotschnittstelle 350 oder 700 bar
- bauseitiger Anfahrerschutz

Die Betankung mit komprimiertem Wasserstoff erfolgt am Dispenser. Die Zapfsäule wird nach der Fahrzeugbetankung automatisch entlastet. An der Zapfsäule, gut sichtbar im Blickfeld des Bedieners, hat sich eine allgemein verständliche Betankungsanweisung mit selbsterklärenden Piktogrammen zu befinden.

Es muss geklärt werden, ob der Betrieb ohne Beaufsichtigung (BOB) für diese Anlage zutreffend ist, weil die Betankung der Fahrzeuge in diesem Fall nur durch einen ausgewiesenen Personenkreis vorgenommen werden darf.

## 4 Elektrische Energieversorgung & H<sub>2</sub>-Zertifizierung

---

Wasserstoff ist ein Energieträger, dessen Energiegehalt chemisch gespeichert ist. Bei der Elektrolyse zur H<sub>2</sub>-Herstellung wird demnach elektrische Energie in chemische Energie umgewandelt. Elektrische Energie wiederum kann aus regenerativen oder fossilen Quellen stammen. Davon hängt der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck je Energieeinheit ab. Vereinfacht gesagt lässt sich der Sachverhalt so zusammenfassen, dass regenerativer Wasserstoff (auch als „grüner“ Wasserstoff bezeichnet) nur aus regenerativem („grünem“) Strom hergestellt werden kann. Allerdings besteht eine nicht unwesentliche Komplexität darin, einerseits die Herkunft von elektrischem Strom rechtssicher nachzuweisen und andererseits den Bilanzkreis korrekt zu ziehen (Brutto- vs. Nettostrombedarf). Aus diesem Grund gibt es rechtliche Vorgaben, welche hier zum Tragen kommen und nachstehend in Grundzügen erläutert werden. Nur wenn diese Vorgaben erfüllt werden, gelten für die Abnehmer des erzeugten Wasserstoffs bestimmte monetäre Vorteile und weitere Privilegien, die im Berichtsverlauf thematisiert werden.

### 4.1 Lastprofilprognose

---

Eine gängige Form der Stromversorgung von H<sub>2</sub>-Elektrolyseuren ist der Abschluss von Stromlieferverträgen, auch Power Purchase Agreements (PPA) genannt. Auf diese Weise werden insbesondere regenerative Stromerzeugungsanlagen vermarktet, wobei der Abnehmer zwar leitungstechnisch an das öffentliche Stromnetz gekoppelt ist, aber dennoch das fluktuierende Erzeugungsprofil der vertraglich gebundenen Energieanlage mit seinem eigenen Lastgang synchronisieren muss. In der Umsetzung bedeutet dies, dass der Abnehmer ein Profil mit seinen Elektroenergie benötigenden Assets mehr oder weniger nachfahren muss. Zwar gibt es prinzipiell auch die Möglichkeit einer Sekundärvermarktung (sprich Weiterverkauf) bereits eingekaufter Strommengen, wenn diese beispielsweise nicht benötigt werden oder die Anlage außer Betrieb ist, aber hierbei unterliegt der Abnehmer den Risiken und Unwägbarkeiten des Strommarktes. Ein reiner Anschluss an das Stromnetz und der Bezug von grünem Strom alleine ist nicht ausreichend, um Wasserstoff dergestalt als „grün“ zu qualifizieren, dass bei Nutzung zu Mobilitätszwecken die THG-Quotenabrechnung und die Mautbefreiung in Anspruch genommen werden kann.

Unter den aktuellen regulatorischen Gegebenheiten und mangels Möglichkeiten einer Direktversorgung des geplanten H<sub>2</sub> Hubs in Ehingen mit regenerativem Strom z. B. durch einen eigenen PV- oder Windpark wird ein PPA als wahrscheinlichste Form der Energieversorgung eingeschätzt. Aufgrund der derzeitigen Lage im Energiemarkt wurden für das hier zu untersuchende Projekt hinsichtlich PPA ausschließlich PV- und Onshore-Wind-Portfolien berücksichtigt. Basierend darauf wurde ein beispielhaftes und als annähernd repräsentativ anzusehendes Jahreserzeugungsprofil entwickelt. Dieses ist stundenscharf aufgelöst und wird als Lastgang dem H<sub>2</sub> Hub Ehingen aufgeprägt, um eine vereinfachte Betriebssimulation durchführen zu können. Diese wird benötigt, um den jährlichen Wasserstoffoutput und die erforderliche Speichergröße abschätzen zu können.

Nachstehende [Abbildung 5](#) zeigt die Häufigkeitsanteile des Auftretens der geclusterten Stromerzeugungsleistungen auf stündlicher Basis für Wind (onshore)- und PV-Anlagen mit **jeweils** etwa 2 MW Peakleistung. D. h. das Stromprofil wurde in verschiedene Leistungsbänder zerlegt

und die jeweiligen Stunden aufsummiert, die in das zugeordnete Leistungsband fallen (z. B. alle Stunden, in denen die Stromerzeugung zwischen 0 und 0,1 MW beträgt, ergeben ein Leistungsband).

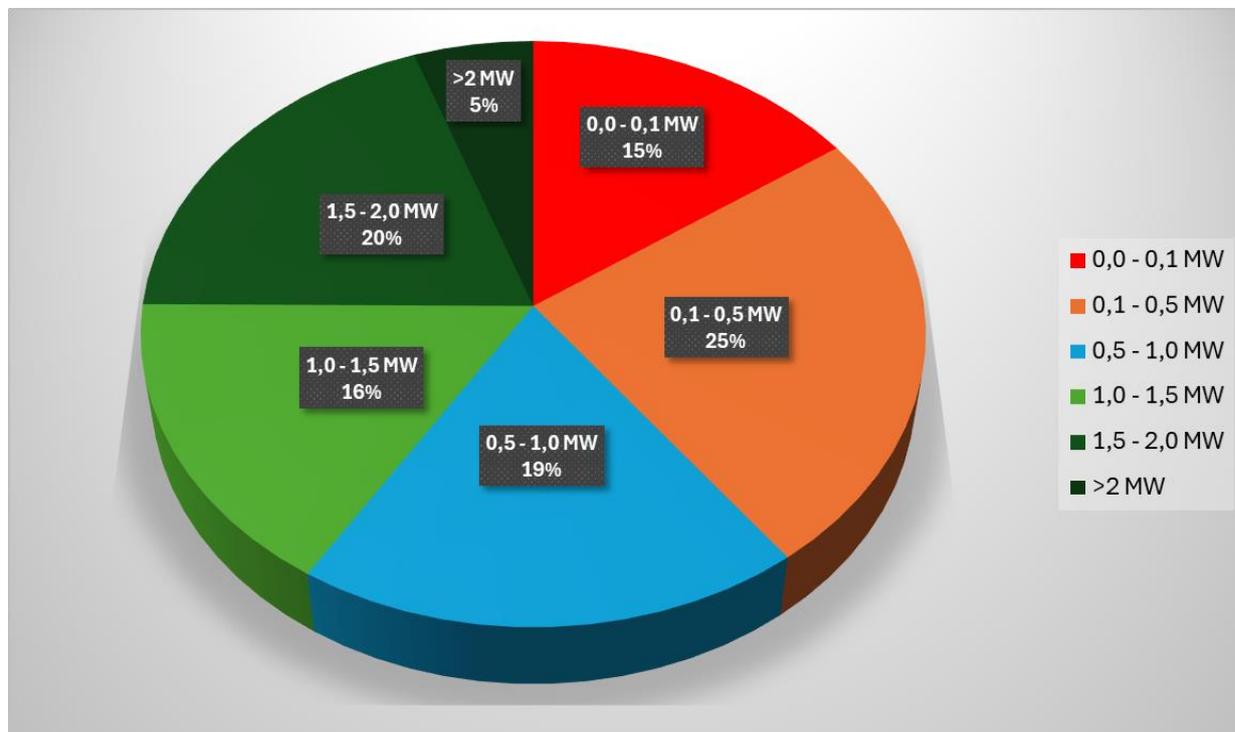


Abbildung 5: Aufteilung des unterstellten PPA-Stromprofils in Lastbänder

Regenerative Stromerzeugungsanlagen sind durch einen z. T. stark schwankenden Lastgang charakterisiert und erreichen – speziell für PV- und Onshore-Windenergieanlagen – selbst in der Kombination gerade einmal 4000 Vollbenutzungsstunden. Entsprechend hoch sind die jährlichen Zeitanteile im Niedriglastbereich. Um überhaupt einen wirtschaftlichen Betrieb des H2 Hubs erreichen zu können, muss die Maximallast des PPA etwa doppelt so hoch wie der nominelle Strombedarf ausgelegt werden. Tritt der Fall ein, dass aufgrund des PPA-Stromprofils mehr Strom bereitsteht als abgenommen werden kann, ist dieser entweder zu veräußern oder kann anderweitig genutzt werden. Allerdings kann es auch zu der Situation kommen, dass das Stromangebot zwar größer Null, aber kleiner als die Mindestlast des H2 Hub ist. Auch dann kann die vertraglich vereinbarte Stromlieferung nicht selbst abgenommen werden, sofern keine Alternativen mit entsprechendem Elektroenergiebedarf zur Verfügung stehen.

In einem stark vereinfachten Szenario beträgt die Mindestlast des H2 Hub 0,1 MW. Unter diesen Umständen wäre bereits in 15% der Zeit kein Betrieb möglich und eine alternative Vermarktung erforderlich. Weiterhin wäre bei einer Nennlast von 1,0 MW in etwa 40% der Zeit ein zu hohes Stromangebot verfügbar, was ebenfalls mit einer anderweitigen Nutzung/Vermarktung des Stromes zu lösen wäre. Beides ist für die Anlagendimensionierung und den wirtschaftlichen Betrieb nachteilig.



**Information:**

Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements/PPA) sind übliche Instrumente bei der Versorgung von industriellen Anlagen mit regenerativer Energie. Der damit verbundene organisatorische und technische Aufwand erfordert speziell bei kleinskaligen Stromabnehmern ausgeklügelte übergeordnete Konzepte.

## REDII-Forderungen [5;6]

Der Delegierte Rechtsakt (engl. delegated act, DA) zur Definition von grünem Wasserstoff der Renewable Energy Directive (RED) beschreibt, welche Kriterien elektrischer Strom erfüllen muss, damit aus ihm hergestellter Wasserstoff rechtlich als erneuerbar bezeichnet werden kann.

Die RED gibt auf europäischer Ebene Ziele zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor vor. Zur Erfüllung dieser Ziele werden mehrere alternative Antriebsarten genannt. Neben Biokraftstoffen und direkter Stromnutzung in Elektroautos zählen dazu auch aus erneuerbarem Strom hergestellte synthetische Kraftstoffe, sogenannte RFNBOs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin). Auch Wasserstoff fällt, wenn er mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom hergestellt wird, in diese Kategorie.

### Vier Optionen für vollständig erneuerbaren Strom

Der DA beschreibt vier Arten des Strombezugs für die „vollständig erneuerbare“ Herstellung von grünem Wasserstoff (siehe auch [Abbildung 6](#)):

1. **Direktbezug von Strom aus einer Erneuerbaren Energie (EE) Anlage:** Strom, der aus einer EE-Anlage ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes an den Elektrolyseur geleitet wird, zählt als vollständig erneuerbar. Ein Anschluss von Elektrolyseur und EE-Anlage an das Stromnetz ist zwar möglich, muss aber über ein Smart Metering System erfolgen, damit der Strombezug nachvollzogen werden kann. Ab dem 01.01.2028 muss die EE-Anlage zudem die Bedingung der Zusätzlichkeit erfüllen, also extra für den Elektrolyseur-Betrieb gebaut werden (s.u.). Dies soll vermeiden, dass bereits vorhandene EE-Kapazität für die Produktion von Wasserstoff aufgebraucht wird und fossile Kraftwerke dadurch mittelbar stärker für die Strombereitstellung gefordert werden.
2. **Bezug von Netzstrom in einer Gebotszone mit mehr als 90% EE-Anteil:** In Ländern oder Regionen, in denen bereits ein Großteil des Strommixes aus erneuerbaren Quellen stammt, darf dieser ohne weitere Einschränkungen zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff verwendet werden. Dabei reicht es aus, wenn der EE-Anteil in der Gebotszone die 90%-Schwelle in einem der letzten fünf Kalenderjahre überschritten hat. Jedoch darf der Elektrolyseur eine maximale Anzahl von Betriebsstunden, welche sich aus Multiplikation des EE-Anteils im Strommix mit der Anzahl der Stunden im Jahr ergibt, nicht überschreiten.
3. **Bezug von EE-Strom über ein Power Purchase Agreement (PPA):** Hierbei wird ein Vertrag zwischen EE-Betreiber (oder einem Aggregator) und dem Wasserstoff-Hersteller abgeschlossen, der die Lieferung des produzierten Stroms über das öffentliche Netz an den Elektrolyseur regelt. Damit der produzierte Wasserstoff als erneuerbar gilt, müssen

die Prinzipien der Gleichzeitigkeit und des räumlichen Zusammenhangs erfüllt sein: Für die Gleichzeitigkeit muss der Strom vom Elektrolyseur in der gleichen Stunde verbraucht werden, wie er eingespeist wurde (bis 31.12.2029: gleicher Monat), oder in einer Stunde mit Day-Ahead-Strompreis unterhalb einer bestimmten Schwelle (geringer als 20€/MWh oder  $0,36 \cdot \text{Preis pro Tonne CO}_2$  für eine MWh). Das Kriterium des räumlichen Zusammenhangs erfordert, dass die EE-Anlage sich in der gleichen Gebotszone wie der Elektrolyseur befindet, oder in einer angrenzenden Zone mit höherem Strompreis oder einer Offshore-Gebotszone. Weiterhin ist auch für den PPA-Bezug, wie im Fall des Direktbezugs, das Prinzip der Zusätzlichkeit erforderlich, es sei denn, die Emissionen des Netzstroms liegen bei unter 18g CO<sub>2e</sub> je MJ bzw. 64,8 g CO<sub>2e</sub> je kWh.

- 4. Stromverbrauch, der das ein Herunterfahren einer EE-Anlage im Zuge einer Redispatch-Maßnahme vermeidet:** Wenn die aktuelle Situation am Strommarkt die Übertragungskapazität des Stromnetzes überlastet, kann der Netzbetreiber eine Redispatch- oder Engpassmanagement-Maßnahme anordnen. Dabei wird vor dem Netzengpass ein Kraftwerk heruntergeregelt, wohingegen ein anderes Kraftwerk hinter dem Netzengpass eine höhere Leistung aufbringen muss. Falls dafür eine EE-Anlage heruntergeregelt werden würde, kann die entsprechende Menge Strom stattdessen von einem Elektrolyseur verbraucht werden, und zählt für die Herstellung von RFNBOs als vollständig erneuerbar. Dies soll für die bestmögliche Ausnutzung der bestehenden EE-Kapazität sorgen.

Im Sinne der Zusätzlichkeit dürfen – nach einer Übergangsphase- bis zum 01.01.2028 EE-Anlagen, deren Strom über Direktleitung oder PPA verwendet wird, nicht länger als drei Jahre vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein, ein Zeitraum, der Unsicherheiten im Planungs- und Genehmigungsprozess von Elektrolyseuren Rechnung tragen soll. Darüber hinaus dürfen sie keine staatlichen Subventionen für Bau oder Betrieb erhalten haben, es sei denn, es fand seit dem Subventionsbezug ein Repowering der EE-Anlage statt. Elektrolysekapazität, die weniger als drei Jahre nach Inbetriebnahme zu einem erneuerbaren Erzeugungsstandort hinzugefügt wird, gilt für diese Zwecke als gleichzeitig mit dem Standort in Betrieb gegangen.

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Varianten ist es möglich, Wasserstoff aus Netzstrom zu erzeugen. In diesem Fall gilt der Strom anteilig mit dem EE-Anteil im Strommix als erneuerbar. Auch die Kombination von mehreren Bezugsoptionen ist möglich, was ebenfalls eine anteilige Bilanzierung zur Folge hat.



**Information:**

Wasserstoff ist im Sinne der RED II und der CVD nur dann als erneuerbar eingestuft, wenn er die RFNBO-Kriterien erfüllt.

Nachdem auf EU-Ebene die Einspruchsfrist von Rat und Parlament abgelaufen ist, sind die delegierten Rechtsakte nun angenommen. Hierdurch wird ein weiterer Meilenstein zur Energiewende in Europa gesetzt. Nach der bereits erfolgten Einigung der Europäische Kommission, des Europäischen Parlamentes und des Europäischen Rates Ende März 2023 auf eine umfassende

Neugestaltung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (zukünftig RED III) wird das Thema RFNBOs und grüner Wasserstoff zukünftig erheblich an Bedeutung gewinnen. So erhöhen sich im Verkehrssektor die bereits verbindlichen Ziele massiv und sehen erstmals eine Kombination von RFNBOs und fortschrittlichen Biokraftstoffen vor. Des Weiteren müssen im Industriesektor bis 2030 42% und bis 2035 60% des verbrauchten Wasserstoffs aus erneuerbaren Energiequellen stammen.



Abbildung 6: Optionen für die Herstellung von „grünem“ Wasserstoff gemäß REDII [5]

### 4.3 REDIII-Forderungen

Die erneute Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (REDIII) muss von der deutschen Bundesregierung in nationales Recht umgesetzt werden. Dieser Prozess ist derzeit im Fluss und wird von zahlreichen Forderungen für Nachbesserungen begleitet. Dabei geht es beispielsweise um Vereinfachungen von Genehmigungsverfahren und Priorisierungen von Projekten im Bereich der Erneuerbaren Energien. Welche Interessen sich schlussendlich durchsetzen werden und wie die Konsequenzen für den geplanten H2 Hub in Ehingen aussehen, ist momentan nur sehr schwer abschätzbar und eher im Bereich des Spekultativen.

## 5 Genehmigungsmanagement

---

### 5.1 Genehmigungsprozess

---

Für die Errichtung und den Betrieb des geplanten Wasserstoff Hub in EHINGEN ist eine behördliche Genehmigung erforderlich. Nach geltendem Recht sind kommerzielle H<sub>2</sub>-Elektrolyseanlagen nach BImSchG mit Öffentlichkeitsbeteiligung genehmigungspflichtig – unabhängig von ihrer Größe. Für Forschungsanlagen gelten auch jetzt schon vereinfachte Genehmigungsverfahren.

Gasfüllanlagen, dazu zählen neben Tankstellen auch Trailerbefüllstationen, benötigen eine Erlaubnis nach §18 BetrSichV. Es ist möglich, das Erlaubnisverfahren für die Tankstellenkomponenten ebenfalls in das BImSchG-Verfahren zu integrieren und somit einen ganzheitlichen Genehmigungsantrag für den Wasserstoff Hub zu erarbeiten, so fern als Antragsteller und Bauherr ein- und dieselbe juristische Person in Erscheinung tritt. Die Beteiligung der nachgeordneten Behörden (z. B. im Rahmen des Bauantrags) erfolgt aufgrund der Konzentrationswirkung durch die verfahrensführende Behörde, konkret ist diese im Regierungspräsidium Tübingen angesiedelt.

Allerdings sind vom BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) Vereinfachungen der Genehmigungsverfahren für Wasserstoffinfrastrukturen angekündigt, die für den Wasserstoff Hub EHINGEN mit hoher Wahrscheinlichkeit ihre Wirksamkeit entfalten werden, da sie sich derzeit im Gesetzgebungsverfahren befinden („Wasserstoffbeschleunigungsgesetz“). Diese Maßnahmen sind ein Bestandteil des zweiten Teils des sogenannten „Industriepakets“.

Gemäß den Verlautbarungen der aktuellen Bundesregierung sind zukünftig für H<sub>2</sub>-Projekte in der Kategorie des geplanten H<sub>2</sub> Hub nur noch einfache Erlaubnisverfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung zu erwarten. Die Bearbeitungszeiträume von der Antragstellung bis zur Genehmigungserteilung können sich dadurch auf 3 – 6 Monate verkürzen, eine formelle und inhaltlich-fachlich einwandfreie Antragstellung vorausgesetzt.

Dazu folgendes Statement vom BMWK (Pressemitteilung Energie vom 29.05.2024):

*„Das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz beschleunigt, vereinfacht und digitalisiert die relevanten Planungs-, Genehmigungs- und Vergabeverfahren. Und verringert damit regulatorische Anforderungen. Hierzu beinhaltet das Gesetz Änderungen im Umwelt- und Vergaberecht. Flankierend kommen Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz, Fernstraßen- und Raumordnungsgesetz sowie der Verwaltungsgerichtsordnung hinzu. Konkret sieht das Gesetz unter anderem Höchstfristen für wasserrechtliche Zulassungsverfahren, digitale Genehmigungsverfahren, Erleichterungen für den vorzeitigen Maßnahmenbeginn, beschleunigte Vergabeverfahren, verkürzte Instanzenzüge, beschleunigte Eilverfahren sowie die Verringerung des behördlichen Prüfaufwandes bei der Modernisierung von Elektrolyseuren vor.*

*Wichtig ist auch: Die Infrastrukturvorhaben des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes liegen im überragenden öffentlichen Interesse – ein Ansatz, der sich bei der Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien bewährt hat. Davon profitieren unter anderem Elektrolyseure, die*

*Wasserstoff mittels Stroms aus erneuerbaren Energien herstellen. Der Gesetzentwurf setzt für dieses Erfordernis sehr schlanke und vollzugstaugliche Kriterien fest.*

*Zum Schutz von Trinkwasser und Wasserhaushalt verfolgt das Gesetz bei erheblichem Wasserverbrauch durch Elektrolyseure einen differenzierten Ansatz. Hiernach gilt das überragende öffentliche Interesse für diese Anlagen uneingeschränkt in allen unkritischen Fällen, in denen keine Wasserknappheit zu befürchten ist. In Problemfällen, in denen die Wasserentnahme durch Elektrolyseure die öffentliche Wasserversorgung oder den Wasserhaushalt erheblich beeinträchtigen kann, findet das überragende öffentliche Interesse hingegen keine Anwendung. Dies gilt also für Problemfälle, wenn die öffentliche Trinkwasserversorgung als Kernbestandteil der öffentlichen Wasserversorgung tangiert werden kann oder wenn für den Klimaschutz relevante Gebiete wie Auen, Moore und geschützte Feuchtgebiete unmittelbar unvermeidbar beeinträchtigt werden.“*

Dennoch bleibt festzuhalten, dass es sich bei der Vereinfachung von Genehmigungsverfahren im H2-Infrastrukturbereich um eine Absicht bzw. Prognose handelt, welche erst bei Entfaltung ihrer Gesetzeskraft als Tatsache und Entscheidungsgrundlage angesehen werden darf. Mögliche Anpassungen im Gesetzestext und der daraus resultierenden Durchführung sind demnach unbenommen.

## 5.2 Beteiligung von Gutachtern und Fachplanern

Um eine Erlaubnis bzw. Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb des Wasserstoff Hub zu erlangen, werden verschiedenste Konzepte und Fachgutachten benötigt. Damit wird gegenüber der Behörde nachgewiesen, dass die Anlage alle gültigen, hier zutreffenden Verordnungen, Regeln und Richtlinien erfüllt, welche einen sicheren, beeinträchtigungsarmen und umweltverträglichen Betrieb gewährleisten sollen.

Zu beachten ist, dass Technische Regeln und Richtlinien selbst keinen Gesetzesrang haben, aber von den Behörden als Beurteilungsgrundlage dafür herangezogen werden, dass eine Anlage der „guten ingenieurtechnischen Praxis“ sowie der besten verfügbaren Technik entspricht. Dadurch wird sichergestellt, dass bestimmte „Schutzgüter“ durch die Errichtung und den Betrieb der Anlage nicht oder nicht wesentlich in Mitleidenschaft gezogen werden. Derartige Schutzgüter sind Menschen (Anwohner, Betriebspersonal, Passanten) oder auch die Umwelt (Fauna und Flora, Boden, Wasser etc.).

Nachstehende [Tabelle 5](#) verschafft einen ersten Überblick (ohne Garantie auf Vollständigkeit aufgrund behördlicher Ermessensspielräume!) über zu berücksichtigende Fachgebiete.

*Tabelle 5: Übersicht spezifischer Fachplanungs- und Prüfleistungen*

	Stellungnahme	Konzept	Gutachten/ Nachweis
Umweltverträglichkeitsvorprüfung	X		Bei Bedarf

	Stellungnahme	Konzept	Gutachten/Nachweis
Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)			Bei Bedarf
Umwelt- und Artenschutz <sup>1</sup>			X
Artenschutz Kartierungen			X
Ausgangszustandsbericht (AZB)	(X)		Bei Bedarf
Kampfmittelfreiheit	X		Bei Bedarf
Hydrogeologische Analyse			X
Baugrund			X
Brandschutz		X	X
Blitzschutz		X	
Explosionsschutz		X	X
Schallschutz		Bei Bedarf	X
HAZOP/ Gefahren- und Risikoanalyse <sup>2</sup>		X	Bei Bedarf
Verkehrsführung			Bei Bedarf
AwSV/WHG-Prüfung	(X)	Bei Bedarf	Bei Bedarf

Gemäß Bebauungsplan der Stadt Ehingen vom 14.02.1991 ist der Planbereich der „Riedlinger Straße“ mit den entsprechenden Flurstücken ausgewiesen; „im nord-östlichen Bereich als Mischgebiet; die übrigen Flächen sind als Gewerbegebiet geplant“.

<sup>1</sup> Zum Fachgebiet Umwelt- und Artenschutz gehören Landschaftspflegerische Begleitpläne, FFH-Verträglichkeitsprüfungen, Artenschutzrechtliche Prüfungen (Artenschutzfachbeitrag), Faunistische Planungsraumanalysen und ggf. Fachbeiträge zur Wasserrahmenrichtlinie. Welche dieser umweltfachplanerischen Studien von der Genehmigungsbehörde eingefordert werden, ist bei einem Scoping-Termin mit der zuständigen Stelle abzustimmen.

<sup>2</sup> In diesem Zusammenhang sind die Themen Freistrahbrand und KAS-18 zu behandeln.

## 5.3 Genehmigungsrisiken

---

### 5.3.1 Lärmbelästigung

Als typisches Genehmigungsrisiko für prozess- und verfahrenstechnische Anlagen sind die im Betrieb auftretenden Schallemissionen zu nennen. Im Fall des geplanten Wasserstoff Hub treten insbesondere die Luftkühler (Trockenkühler/Tischkühler) und der Wasserstoffkompressor schalltechnisch in Erscheinung. Dadurch können Anrainer in ihrem Wohlbefinden beeinträchtigt werden, wenn die Distanz zur nächstgelegenen Wohnbebauung gering ist. Entsprechend werden behördlicherseits ambitionierte Grenzwerte (Unterscheidung Tag/Nacht) vorgegeben, deren Einhaltung nachweispflichtig ist.

Aufgrund des dynamischen Fortschritts speziell in der Kompressortechnik sowie vielfältigen Optionen hinsichtlich von Schallschutzmaßnahmen wird diese Thematik dennoch als beherrschbar eingeschätzt, wenngleich sie mit finanziellen Unwägbarkeiten verknüpft ist. Die Palette an Primär- und Sekundärmaßnahmen ist so breit, dass dieses Risiko für die in Ethingen vorgesehenen Standorte aktiv gemanagt und minimiert werden kann.

### 5.3.2 Naturschutz

Naturschutzseitige Unwägbarkeiten kommen vor allem dadurch zustande, dass bei Artenschutzkartierungen auf dem Baufeld oder in unmittelbarer Umgebung dazu streng geschützte Tierarten dokumentiert werden. Dazu zählen typischerweise Vogelarten (z. B. Bodenbrüter), Reptilien (z. B. Eidechsenarten) oder Insekten (z. B. Schmetterlingsarten).

Im Falle des Auftretens derartiger Lebewesen müssen Auflagen erfüllt werden, die von der Umsiedlung in ggf. neu zu schaffende Ersatzhabitate bis hin zur Vorgabe von Zeitfenstern für Bautätigkeiten reichen. Daraus resultieren möglicherweise empfindliche Zeitverzögerungen und signifikante Mehrkosten. Da die in Rede stehenden Standorte in unmittelbarer Nähe einer Bundesstraße und einer stark frequentierten Tankstelle gelegen sind, wird dieses Risiko allerdings als niedrig eingeschätzt. Es handelt sich allerdings nur um eine Prognose und keine abschließende Bewertung.



**Information:**

In der Gesamtschau wird die Genehmigungserteilung bei den in Rede stehenden Standorten als weitgehend unkritisch eingeschätzt. Dies trifft umso mehr zu, als dass perspektivisch vonseiten des Gesetzgebers Vereinfachungen wahrscheinlich sind.

### 5.3.3 Sicherheitsabstand

Vonseiten EnBW wurden Bedenken hinsichtlich der Lagerung von Wasserstoff in unmittelbarer Umgebung einer Wohnsiedlung vorgebracht. In dem Zusammenhang wurde konkret auf die KAS-

63-Regelungen verwiesen. Aus diesem Grund wurde ein Sachverständiger vom TÜV Rheinland konsultiert, welcher sich dazu wie folgt geäußert hat [bearbeitete Inhalte]:

#### Erfordernis einer Ausbreitungsbetrachtung

*„[Die Notwendigkeit einer Ausbreitungsrechnung] leitet sich nicht ausschließlich aus der BetrSichV ab, sondern eher aus der GefStoffV. Die hier untersetzende TRGS 407 enthält unter Kapitel 3.2.4 und 3.2.5 die entsprechenden zugrunde liegenden Szenarien. Für ggf. vorhandene Lageranlagen im Sinne der TRBS 3146 ist Kapitel 4.5.3. heranzuziehen.“*

#### Ermittlung des Sicherheitsabstandes

*„Die Vorgehensweise nach KAS 63 ist hier, strenggenommen, nicht einschlägig. Die KAS-Papiere sind originär im Kontext der 12.BImSchV (StörfallVO) verfasst und in der Regel nur auf Störfallanlagen anzuwenden. Dies ist hier [voraussichtlich] nicht der Fall.*

*Das bedeutet, dass die in TRBS 3146 Abschnitt 4.5.3.2 beschriebene Vorgehensweise einer Einzelfallbetrachtung anzuwenden ist. So auch in KAS-63 auf Seite 1. Der Vorteil ist hierbei auch, dass das zugrundeliegende Szenario in gewissen Grenzen modellierbar ist.*

*Bei einer Unterschreitung des Sicherheitsabstandes gilt nach TRBS 3146, Abschnitt 4.5.3.2 (7):*

*„Befinden sich innerhalb des Sicherheitsabstands Schutzobjekte, so müssen Maßnahmen getroffen werden, die zu einer Verringerung des Sicherheitsabstandes führen (z. B. Ableitung von Gasen in Entsorgungssysteme oder geschlossene Auffangsysteme).“*

*[Zusammenfassend kommt] KAS-63 nur im Rahmen der Störfallverordnung zur Anwendung und muss im Projekt [H<sub>2</sub> Hub ADK] nicht berücksichtigt werden. [Für das Projekt H<sub>2</sub> Hub ADK] ist die TRBS 3151 zu beachten und die darin enthaltene Abstandsberechnung muss durchgeführt werden. Diese muss aber erst vor der IBN gemacht und dann dokumentiert werden.“*

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass Sicherheitsabstände (unabhängig von ihrer Quelle!) keine starren Vorgaben darstellen, welche bei Nichteinhaltung zu einer Genehmigungsverweigerung führen. Vielmehr steht eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung, welche über die Anordnungsplanung selbst hinausgehen, um im Resultat den berechneten Sicherheitsabstand zu verringern. Dazu zählen selbst organisatorische Maßnahmen wie Hinweisschilder etc. In der Konsequenz wird auch dieses Genehmigungsrisiko als beherrschbar eingestuft.

## 6 Produktabnahme

### 6.1 Lokale Bedarfsanalyse

Im Vorfeld der vorliegenden Machbarkeitsstudie für einen H2 Hub in Ehingen gab es bereits Interessenbekundungen einzelner Unternehmen als künftige Abnehmer für den in Zukunft erzeugten Wasserstoff, aber auch in Hinblick auf die Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme. Im Rahmen der Projektdurchführung bestand für die ortsansässigen Unternehmen sowie die öffentliche Hand die Möglichkeit der Mitwirkung, von der erfreulicherweise Gebrauch gemacht wurde. Eine Abfrage quantitativer Bedarfsprognosen brachte eine Reihe von in erster Linie wirtschaftlichen Unwägbarkeiten zutage, welche es den Unternehmen erschwerte, sich für die zukünftige Abnahme von Wasserstoff verbindlich zu verpflichten. Dennoch konnte ein wertvoller Überblick über die Affinität lokaler Player zu den Produkten des geplanten H2 Hub in Ehingen herauskristallisiert werden. Diese Übersicht ist in [Tabelle 6](#) enthalten und ist wie folgt zu interpretieren:

- „++“ ⇒ hohes und konkretes Interesse
- „+“ ⇒ erklärtes Interesse
- „○“ ⇒ eventuelles Interesse
- „-“ ⇒ nicht absehbares Interesse
- „--“ ⇒ überhaupt kein Interesse

*Tabelle 6: Qualitative Interessenlage ortsansässiger Unternehmen im Zusammenhang mit den Produkten eines zukünftigen H2 Hub in Ehingen*

	Wasserstoff	Sauerstoff	Abwärme
Klinikum	-	+	++
Busunternehmen A	++	--	--
Busunternehmen B	+	--	--
Spediteur A	+	--	--
Feuerwehr	-	--	○
Schulgebäude	--	--	-
Spediteur B	++	--	--

Aus der lokalen Bedarfsanalyse wurde eine Prognose auf Basis des Betriebsregimes eines abgeschätzten Fuhrparks abgeleitet, nach der 100 t Wasserstoffbedarf im Jahr für Ehingen realistisch

sind. Allerdings ist damit zu rechnen, dass dieser Bedarf nicht von Beginn eines kommerziellen Betriebes des H2 Hub an abgenommen wird, sondern ein sukzessiver Anstieg erfolgt. Damit verbunden wären negative Folgen für die Wasserstoffkosten.

Das der Bedarfsprognose zugrunde liegende Betriebsregime beruht auf den Annahmen, dass

- Sieben H<sub>2</sub>-Busse und drei H<sub>2</sub>-LKW im Fuhrpark als regelmäßige Abnehmer angeschafft werden
- H<sub>2</sub>-Busse sechs Tage pro Woche mit täglich 350 km Laufleistung zum Einsatz kommen
- H<sub>2</sub>-LKW fünf Tage pro Woche mit täglich 300 km Laufleistung zum Einsatz kommen

## 6.2 Regionale Bedarfsanalyse

Um die wirtschaftliche Tragfähigkeit eines zukünftigen H2 Hub auf breitere Füße stellen zu können, wurde neben der lokalen auch die regionale Wasserstoff-Bedarfsebene einbezogen. Diese kann bei Abweichungen hinsichtlich der Bedarfsprognose als Kompensation für einen Wasserstoffhochlauf dienen. Konkrete Abfragen von Unternehmen waren aus Gründen des Zeitaufwands leider nicht durchführbar, aber es konnte zumindest eine erste Bedarfsanalyse hochgerechnet werden. Damit verbunden wurde eine Prognose der zukünftigen Marktsituation:

- „“ ⇒ Bedarf/Nachfrage wahrscheinlich
- „“ ⇒ Bedarf/Nachfrage unwahrscheinlich
- „“ ⇒ Ausblick positiv
- „“ ⇒ Ausblick unverändert
- „“ ⇒ Ausblick negativ

*Tabelle 7: Analyse von relevanten Branchen bezüglich Nachfragesituation für Produkte des zukünftigen H2 Hub in Ehingen mit Prognose der Zukunftstendenz*

	Wasserstoff	Sauerstoff	Abwärme
Busunternehmen			
Klärwerke			
Rettungsdienst			
Speditionen			
Müllabfuhr			

Als Kernaussage der regionalen Bedarfsanalyse ist festzuhalten, dass aufgrund der erhöhten räumlichen Distanz die Nebenprodukte Abwärme und Sauerstoff kaum wirtschaftlich nutzbar sein dürften, was bei Abwärme auf die relativ geringen Leistungen und bei Sauerstoff auf den hohen

Aufbereitungsbedarf sowie den starken Wettbewerb zurückzuführen ist. Zur Deckung der erwartbaren Wasserstoffnachfrage selbst wäre aber ein H<sub>2</sub> Hub in Ehingen auch auf regionaler Ebene (Landkreis ADK und angrenzende) attraktiv, zumal die Verkehrsanbindung des vorgesehenen Standortes als sehr positiv anzusehen ist.

### 6.3 Resultierendes Betriebsregime

Als Betriebsregime kann vereinfacht der zeitliche Ablauf von Betankungen an den beiden angedachten Dispensern (350 bar und 700 bar) in Verbindung mit der jeweils abgenommenen Menge an Wasserstoff abgenommen werden. Durch die Einbindung von Druckspeicherbänken für den durch die Elektrolyse erzeugten Wasserstoff können die Herstellung und die Abnahme zeitlich teilweise entkoppelt werden. So kann die Elektrolyse nachts mit günstigem Strom die H<sub>2</sub>-Speicher füllen und tagsüber werden Lastspitzen beherrschbar, wenn ein großer Teil des angenommenen zukünftigen Wasserstoff-Fuhrparks in enger zeitlicher Abfolge tanken möchte.

Tabelle 8: Mittlere Verbrauchsdaten von H<sub>2</sub>-Nutzfahrzeugen [7]

Fahrzeug	Tankgröße	Verbrauch	Fahrleistung pro Jahr	Fahrleistung pro Tag	Verbrauch pro Tag
Bus (6-Tage-Woche)	36 kg	9,5 kg/ 100 km	109.200 km	350 km	33,25 kg/d
LKW (5-Tage-Woche)	31 kg	7,0 kg/ 100 km	78.000 km	300 km	21,00 kg/d
Müllsammel- fahrzeuge	16,3 kg	k. A.			

Als Arbeitshypothese wird für das Betriebsregime unterstellt, dass an einem **durchschnittlichen Werktag** eine  **Hälfte des Fuhrparks in einem Zwei-Stunden-Slot zwischen 06:00 Uhr und 08:00 Uhr** und **die andere Hälfte zwischen 16:00 Uhr und 18:00 Uhr** die H<sub>2</sub>-Tankstelle (als Teil des H<sub>2</sub> Hub) in Anspruch nimmt. Für einen Betankungsvorgang (Komplettdauer ruhendes Fahrzeug) kann eine Zeit von ca. 12 – 15 Minuten veranschlagt werden. Der maximal zulässige H<sub>2</sub>-Durchfluss beträgt derzeit 120 g/s (Betankungsprotokoll), je nach Kühlsystem. Für die Zukunft sind noch höhere Durchflussraten zu erwarten.

Pro Stunde können bei vollen Wasserstoffspeichern somit 4 Fahrzeuge mit 350 bar und 4 Fahrzeuge mit 700 bar betankt werden. Gemäß **Tabelle 8** ist bei einem durchschnittlichen Tankvorgang eine Abgabemenge von 30 kg H<sub>2</sub> realistisch, da ein Tank nicht restlos entleert werden kann. Bei einer nutzbaren Speicherfüllmenge von 400 kg, in Vollast laufender Elektrolyse (18 kg/h) und einer Verdichterkapazität von 2 x 18 kg/h kann die Tankstelle knapp zwei Stunden bei voller Auslastung betrieben werden und dabei bis zu 15 Fahrzeuge auffüllen. Anschließend sinkt die Abgabekapazität auf ein Fahrzeug in zwei Stunden (Output Elektrolyse).

## 7 Anlagenplanung Basisszenario

Viele Informationen, die für den Entwurf eines Anlagenkonzeptes benötigt werden, sind in irgendeiner Form miteinander verknüpft oder stehen schlichtweg noch nicht zur Verfügung. Daher ist ein iterativer Prozess vonnöten, welcher zunächst mit Abschätzungen arbeitet und anschließend in mehreren Iterationsschleifen diese Parameter präzisiert, bis ein stimmiges Gesamtbild dabei herauskommt. Im Moment wird aus der Bedarfsprognose eine Größenordnung von 100 t Wasserstoffabnahme pro Jahr als wahrscheinlich erachtet. Der nächste Schritt ist die Synchronisierung des unterstellten Beispiel-PPA (vgl. [Abschnitt 0](#)) mit diesem angenommenen Wasserstoff-Output.

### 7.1 Prozesstechnische Vorauslegung und Nutzungssimulation

Zur Stromversorgung des geplanten H2 Hub muss voraussichtlich aus regulatorischen Gründen (vgl. [Abschnitt 0](#)) ein PPA abgeschlossen werden und dieses beruht aus Verfügbarkeitsgründen (Abstimmung mit EnBW) auf Photovoltaik und Onshore-Wind. Anhand einer einfachen, stündlich aufgelösten Anlagensimulation wird die resultierende H2-Erzeugung für ein Jahr aufsummiert. Dabei werden unterschiedliche Nennleistungen der eingesetzten Elektrolyse-Stacks sowie verschiedene Hersteller und Technologien (AEM/PEM) einbezogen.

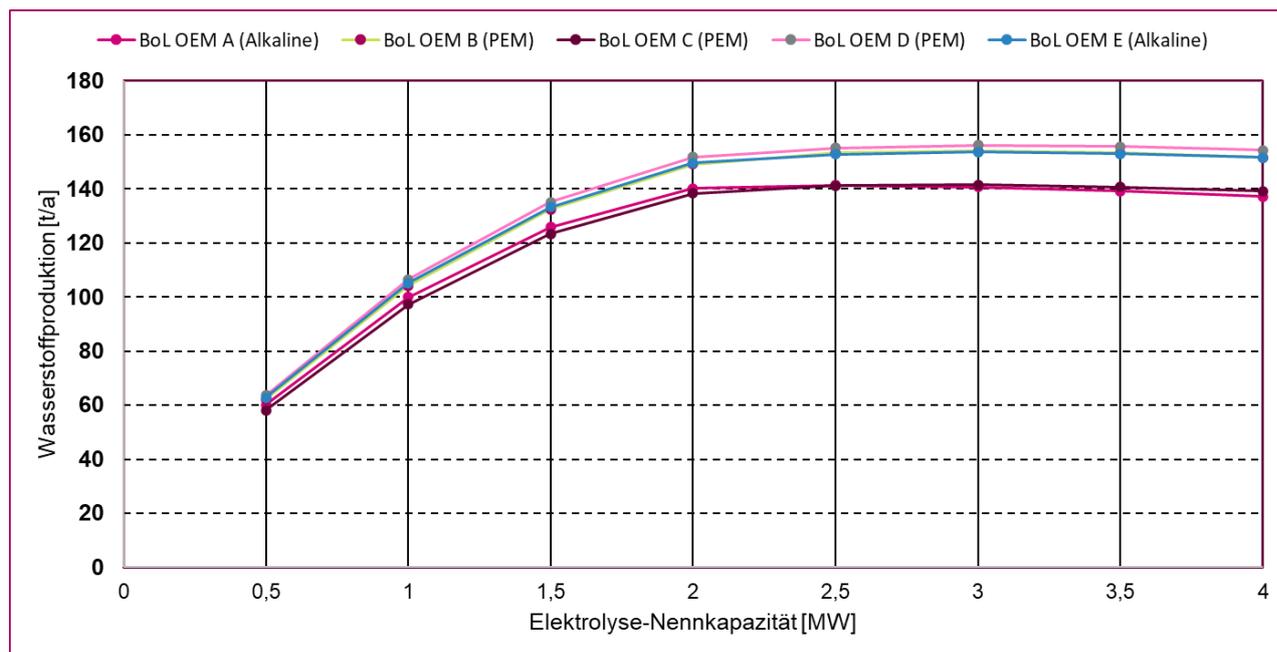


Abbildung 7: Jährliche Wasserstofferzeugung in Abhängigkeit der Elektrolyseurleistung

Das Resultat lässt sich [Abbildung 7](#) entnehmen. Zum besseren Verständnis sei hinzugefügt, dass bei einer Stackleistung von 0,5 MW der Elektrolyseur oftmals in Vollast läuft und ein großer Teil des zur Verfügung stehenden Stromes gar nicht abgenommen werden kann, während der Teillast-Betrieb mit zunehmender Stackleistung zunimmt.

Als Erzeugungsooutput an Wasserstoff kommen bei 0,5 MW Stackleistung etwa 60t zustande, während ab 2 MW ca. 150t erzielt werden, die auch bei größerer Auslegung nicht gesteigert werden können, da die einem vorgegebenem Profil folgende Strombereitstellung keinen höheren Output erlaubt. Es kommt im Gegenteil sogar zu einer leichten Output-Absenkung, da bei größeren Elektrolyseuren höhere Mindestlasten zum Tragen kommen, wodurch weitere Teile des PPA (Schwachlastzeiten) aus der Nutzbarkeit fallen.

Die Differenzen zwischen den beiden unterschiedlichen Technologien sowie den analysierten Elektrolyseur-OEM halten sich in Grenzen, besonders im Volllast-Betrieb (kleinere Elektrolyseure). Als wichtigste Erkenntnis ist mitzunehmen, dass für eine Größenordnung von 100 t Wasserstoff im Jahr eine Elektrolyse-Stackleistung von 1 MW sehr gut geeignet ist, sofern der unterstellte Beispiel-PPA zutreffend ist. Theoretisch wäre bei durchgehendem Volllastbetrieb dieses Elektrolyseurs (100% Verfügbarkeit ohne Wartung, Reparatur etc. – also ein reiner Modellwert!) eine Wasserstoffproduktion von 158 Jahrestonnen die Obergrenze. Sollten sich in der Zukunft regulatorische Spielräume ergeben, wäre somit noch etwas Kapazitätspuffer vorhanden.

Ein weiterer, essentiell wichtiger Bestandteil des H2 Hub ist der Wasserstoffspeicher. Es wurde die Festlegung getroffen, dass ausschließlich Druckspeicherbänke (und keine H<sub>2</sub>-Flüssigspeicher) berücksichtigt werden. Damit muss sowohl die 350 bar-Druckstufe als auch die 700 bar-Druckstufe bedient werden können. Dies geschieht vorzugsweise mit einer kaskadierten Betankung. Darunter ist eine stufenweise Umschaltung von niederen Speicherdruckniveaus auf höhere Speicherdruckniveaus zu verstehen. Ist der 700 bar-Tank eines Abnehmerfahrzeuges beispielsweise nahezu leer (Restdruck exemplarisch 30 bar), müsste aus einem 900 bar-Höchstdruckspeicher der Wasserstoff stark entspannt werden, obwohl er vorher erst mit entsprechendem Energieeinsatz auf diesen Druck gebracht wurde. Außerdem ist die Vorhaltung von großen Kapazitäten an Höchstdruckspeichern überproportional teuer.

Aus diesem Grund ist es sinnvoller, einen (beinahe) leeren Tank zunächst von einem niedrigeren Druckniveau aus zu befüllen, ehe bei Bedarf auf ein höheres Druckniveau umgestellt werden muss. Das Management eines solchen Betankungsprozesses übernimmt die zentrale Kaskaden- bzw. Bankensteuerung.

Mit zunehmender Anzahl an Druckniveaus steigen allerdings auch die Komplexität des Gesamtsystems sowie der Platzbedarf wesentlich an. Aus diesem Grund kommen bei einem Referenzprojekt nur zwei Druckstufen zum Einsatz: **500 bar** und **950 bar**. Diese Konfiguration wird für den geplanten H2 Hub in Ehingen ebenfalls vorgeschlagen.



### Information:

Bei Druckgasspeichern im Hoch- und Höchstdruckbereich muss zwischen Brutto- und Nettospeicherkapazität unterschieden werden. Die Differenz zwischen beiden Werten ist das Speicherinventar, welches aus Sicherheitsgründen nicht entladen werden darf.

Neben den Druckniveaus ist weiterhin die Speicherkapazität von zentraler Bedeutung für die Anlagen- und Anordnungsplanung. Angesichts der unsicheren Bedarfslage und Unwägbarkeiten bezüglich des PPA und des allgemeinen H<sub>2</sub>-Hochlaufs wären möglichst große Speicher sehr hilfreich. Andererseits sind diese mit hohen Kosten und Flächenbedarfen verbunden und wirken sich somit negativ auf den Business Case aus. Zur Auflösung wird daher als Bemessungskriterium

die etwa 30-stündige Überbrückung eines Elektrolyseur-Totalausfalls empfohlen. Das ist als minimale Reaktionszeit tendenziell knapp bemessen und auch im Fall einer mehrtägigen „Dunkelflaute“ nicht ausreichend, aber es genügt, um entsprechende Vorkehrungen zutreffen (24h in Anlehnung an typische Wartungsverträge plus 6h Kommunikations- und Entscheidungsfenster). Die Kosten für größere Speicher werden hierbei als schwerwiegender eingeschätzt als mögliche Konsequenzen einer Unterdimensionierung.

Die Überbrückung eines 30-stündigen, werktäglichen H<sub>2</sub>-Bedarfs allein aus Druckspeichern erfordert etwa 420 kg H<sub>2</sub>. In Anbetracht vorliegender Daten über die Verfügbarkeit von 500 bar-Druckspeichern in **38 kg-Einheiten** und 950 bar-Druckspeichern in **19 kg-Einheiten** dienen diese Größen als Bezugskomponenten. Für ein **Verhältnis 10:1** von 500 bar-Hochdruck- zu 950 bar-Höchstdruckspeichern wird folgende Speicherkonfiguration für die Anlagendimensionierung vorgeschlagen:

- 10 Einheiten 500 bar-Hochdruckspeicher á 38 kg = **380 kg H<sub>2</sub>-Kapazität**
- 2 Einheiten 950 bar-Höchstdruckspeicher á 19 kg = **38 kg H<sub>2</sub>-Kapazität**

Damit beläuft sich die Gesamtspeicherkapazität auf **438 kg H<sub>2</sub>**. Dies ist etwas höher als die minimal geforderten 420 kg H<sub>2</sub>, wobei zu beachten ist, dass nicht der gesamte Speicherinhalt für die Befüllung von Fahrzeugtanks zur Verfügung steht, sondern aus Beanspruchungsgründen ein Restdruck zwingend verbleiben muss (auch Speicherinventar genannt). Die Differenz trägt diesem Sachverhalt Rechnung.

Entsprechend dem unter **Abschnitt 0** aufgeführten Betriebsregime ist eine Betankung von sieben Bussen und drei LKW (= ca. 300 kg Wasserstoff) innerhalb von 105 Minuten möglich, auch wenn der Elektrolyseur außer Betrieb ist. Theoretisch könnten bei Nennlast aller Komponenten sieben Busse (350 bar) und parallel sieben LKW (700 bar) unmittelbar nacheinander vollständig betankt werden, ehe eine kapazitätsbedingte Unterbrechung notwendig ist.

## 7.2 Anordnungskonzept

---

Limitierende Faktoren der Anordnungskonzepte sind zunächst einmal die als grundsätzlich geeignet identifizierten Grundstücke in der Riedlinger Straße 28/30 sowie in der Riedlinger Straße 25 selbst. Deren Zuschnitt und bisherige bzw. zukünftige Nutzung gibt einen ersten Rahmen für mögliche Anordnungsvariationen vor.

Weiterhin sind Sicherheitsabstände hinsichtlich Brandschutzes und Explosionsschutzes zu beachten, für die erste Indikationen vorliegen. In vielen Fällen sind **5 m** Abstand zwischen Brandlasten bzw. feuergefährdeten Komponenten aus Brandschutzsicht hinreichend. Kann diese Distanz nicht gewährleistet werden, steht immer noch die Option einer Brandschutzwand zur Verfügung (welche entsprechende Kosten nach sich zieht). Explosionszonen sind ebenfalls bei der Anordnungsplanung freizuhalten, um Gefährdungen auszuschließen. Da Explosionszonen oftmals in einer gewissen Höhe an Ausdehnung gewinnen (Kegelform), werden die Konsequenzen teilweise überschätzt. Außerdem gibt es hier beispielsweise durch die gezielte Positionierung von Ausbläsern vielfältigen Handlungsspielraum zur flächeneffizienten und gleichzeitig regelkonformen und sicheren Anordnung.

Im konkreten Fall ist das Flächenangebot auf dem bevorzugten Grundstück Riedlinger Straße 28 selbst für das Basisszenario (o. g. Beschreibung mit 1 MW-Stackleistung des Elektrolyseurs) grenzwertig, aber es wurde eine Lösung gefunden, welche sämtlichen Belangen Rechnung trägt. Zunächst wurde der Ansatz verfolgt, die bereits existierende Leichtbauhalle im Eigentum der Tankstelle für die Unterbringung des Elektrolyseurs zu nutzen. Nachdem jedoch als Technologie „AEM“ ausgewählt und ein konkreter Hersteller adressiert wurde, zeigte sich die bestehende Halle als deutlich zu klein, um die 16 m lange Elektrolyseanlage aufzunehmen. Dafür bot es sich an, die Kompressoreinheit hierin unterzubringen. Dies hat schallschutztechnische Vorteile, da die Halle für diesen wichtigen Schallemissionen eine gewisse Abschirmwirkung bietet. Der Elektrolyseur mit seinen dachseits montierten Luftkühlelementen als zweite maßgebliche Schallemissionsquelle ist seinerseits so positioniert, dass der Abstand zur schutzwürdigen Wohnbebauung maximal ist.

Die Verkehrs- und Rangierfläche für die Betankung erlaubt eine beidseitige Nutzung des zentral arrangierten Duo-Dispensers (350 bar/700 bar) und beugt somit einer Einschränkung von Fahrzeugmodellen (Tankstutzen teilweise links/teilweise rechts; vorne, hinten...) vor. Die Chiller (Kühlaggregate) werden nicht von Wasserstoff, sondern nur von Kältemittel durchströmt und sind daher als Brandlast nicht relevant, was die einzuhalten Abstände auf die Wartungsflächen reduziert.

## 7 Anlagenplanung Basisszenario

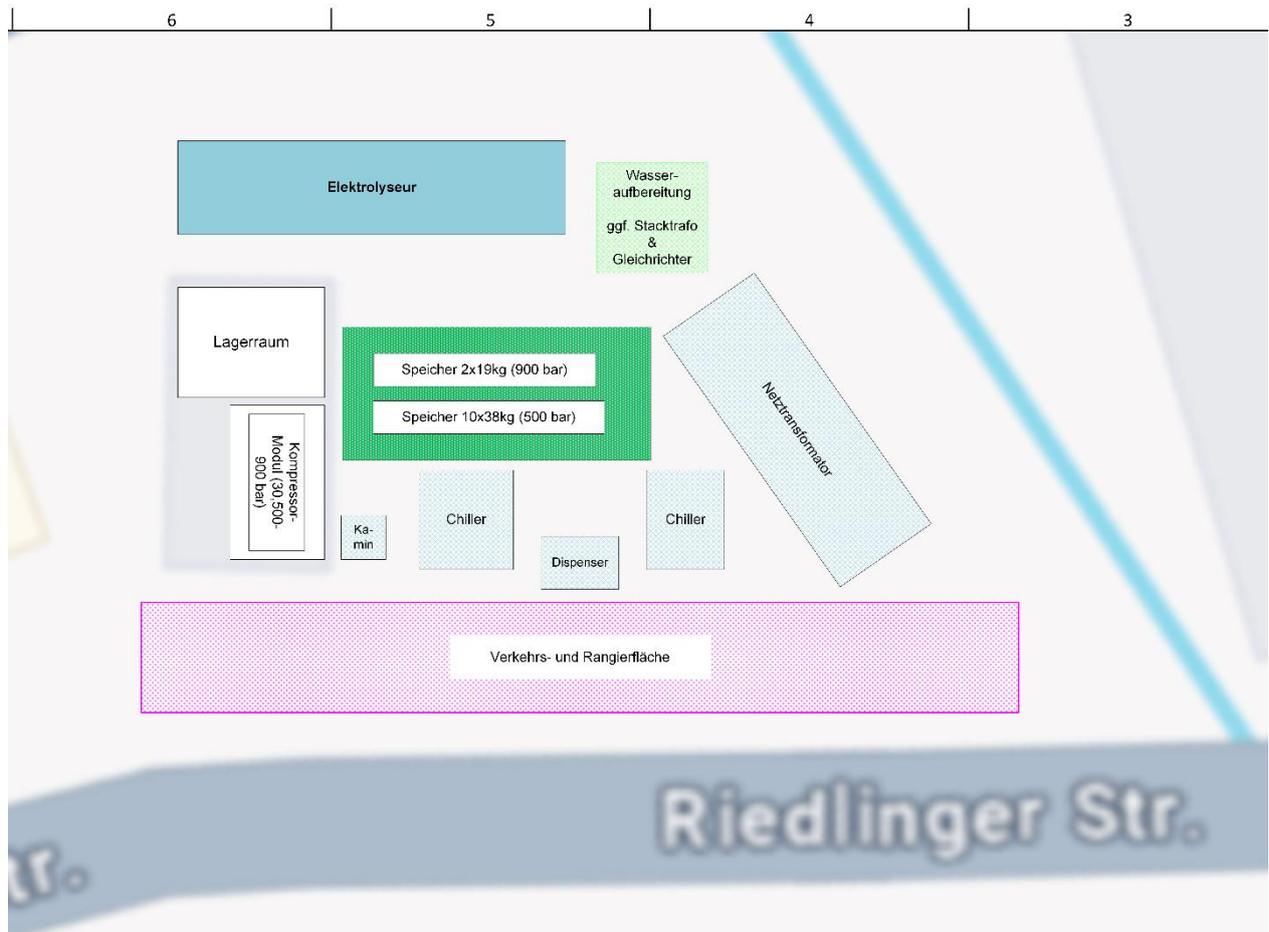


Abbildung 8: Kompakte Anordnungsplanung bei 1 MW Stackleistung (siehe Anlage A01)

Die auf Kompaktheit getrimmte Anordnungsplanung des Basisszenarios ist in [Abbildung 8](#) maßstabsgetreu skizziert und weist für alle Verbindungen bzw. Stoffströme möglichst kurze Wege auf. Sofern erforderlich, kann der Lagerraum als Reservefläche auch zur Unterbringung der Kaskaden-/Bankensteuerung genutzt werden, deren flächenmäßiger Footprint ein individuelles Engineering erfordert.

## 7 Anlagenplanung Basisszenario

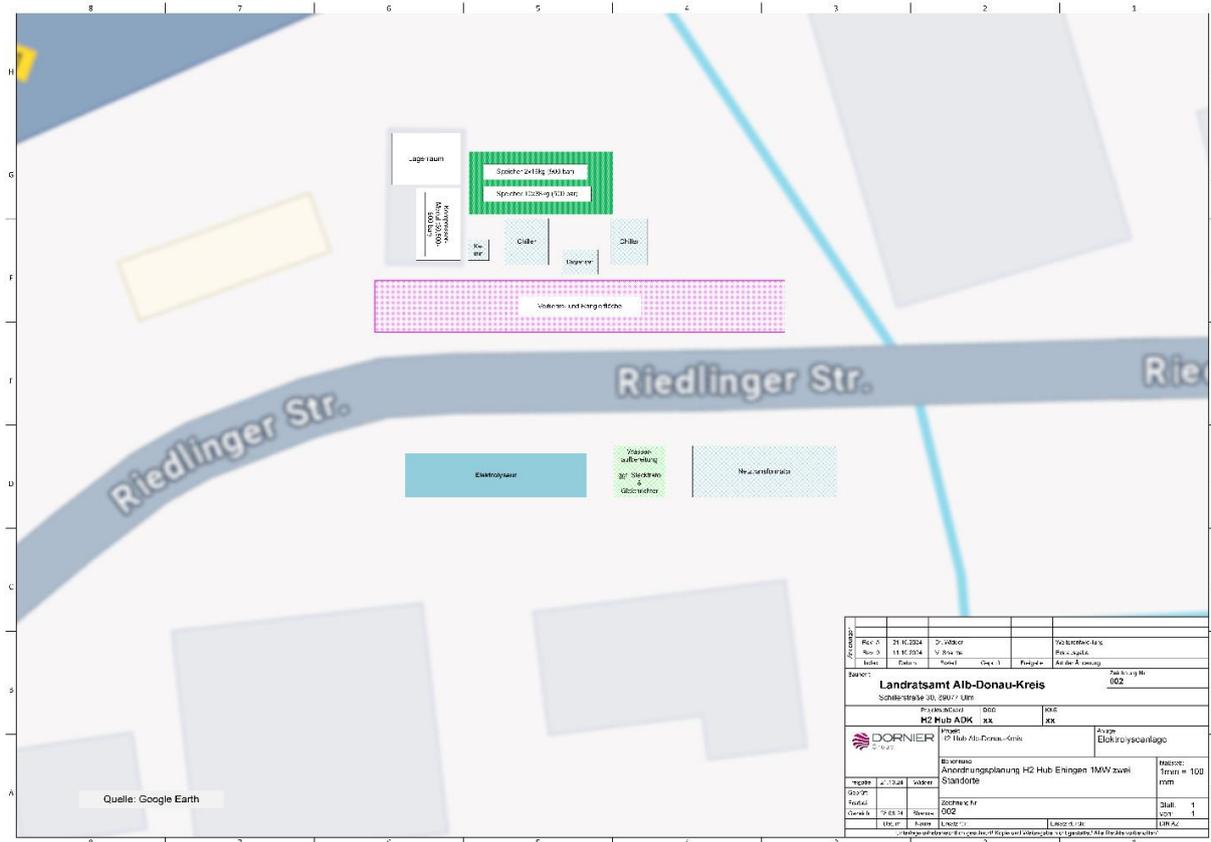


Abbildung 9: Anordnungsplanung als Doppelstandort bei 1 MW Stackleistung (siehe Anlage A02)

Sollte sich im weiteren Planungsverlauf ein Scheitern der kompakten Anordnungsplanung auf dem Grundstück Riedlinger Straße 28 abzeichnen, beispielsweise weil Bodengrundgutachten einen ungeeigneten Untergrund oder Altlasten aufzeigen, wäre ein Doppelstandort gemeinsam mit der Riedlinger Straße 25 eine gangbare Option. Dieses Grundstück wurde von der Stadt Ehingen als nachrangige Lösung unter Vorbehalt gesetzt, aber keineswegs als Standort gesperrt.

Anspruchsvoller ist dieser Standort (Haus-Nr. 25) vor allem wegen der kürzeren Distanzen zur Wohnbebauung. Dies betrifft in erster Linie den Schall sowie Explosionsrisiken. Um möglichen Bedenken der Anwohner entgegenzukommen, werden die besonders kritischen Hoch- und Höchstdruckspeicher auf der gegenüberliegenden Straßenseite belassen. Dies gilt ebenfalls für den Kompressor als Schallquelle. Für die Luftkühler des Elektrolyseurs müssen gesonderte Schallschutzmaßnahmen ergriffen werden. Immerhin minimiert die straßennahe Anordnung der umgesetzten Aggregate nicht nur die Distanzen für die Leitungsführung, sondern maximiert ebenfalls die Entfernung zur nächstgelegenen Wohnbebauung.

Ein Wermutstropfen bei dieser AOP-Variante ist die unvermeidlich durchzuführende Straßenquerung. Diese muss voraussichtlich mittels eines gedeckelten Kanals („Birco“-Kanal) erfolgen, welcher in die Straßendeckschicht eingearbeitet und auf diese Weise zugänglich ist. Immerhin können sowohl Elektrizität als auch Wasserstoff in einem gemeinsamen Kanal geführt werden, was den Aufwand und somit auch die Kosten reduziert.

## 8 Anlagenplanung Progressives Szenario

In dem Fall, dass sich die Menge und die Bereitschaft zukünftiger Wasserstoffabnehmer erhöht, eine verbindliche Verpflichtungserklärung über die zukünftige Nutzung des geplanten H2 Hub in Ehingen abzugeben, wird eine höhere Wasserstoffproduktion benötigt. Diese Situation wird als „Progressives Szenario“ bezeichnet und mit 2 MW-Elektrolyse-Stackleistung (2 x 1 MW AEM) ausgestattet. Alle anderen Komponenten bleiben im Rahmen der Machbarkeitsstudie unangetastet, weil diese mit demselben Footprint auch höhere Kapazitäten bereitstellen können. Dies ist speziell bei dem H<sub>2</sub>-Kompressor der Fall, dessen containerartige Einhausung verschiedene Baugrößen aufnehmen kann. Sollte sich herstellerepezifisch dennoch ein höherer Platzbedarf ergeben, bestehen ausreichende Reserven in der zur Unterbringung vorgesehenen Bestandshalle, welche aktuell als Lagerraum bzw. Freifläche deklariert sind.

### 8.1 Anordnungskonzept

Für das „progressive Szenario“ erfordert die Anordnung zweifelsohne den Doppelstandort beiderseits der Riedlinger Straße.



Abbildung 10: Anordnungsplanung als Doppelstandort bei 2 MW Stackleistung (siehe Anlage A03)



kann bei einer steigenden Nachfrage eine hohe Anzahl von Fahrzeugen betankt werden, welche über die umsetzbaren Kapazitäten der Onsite-Erzeugung mittels Elektrolyse hinausgeht. Die mit der vorgehaltenen Fläche (siehe Markierung) realisierbare Elektrolyseur-Kapazität wird auf mindestens  $12 \text{ MW}_{\text{Stack}}$  geschätzt, was bei künftig zu erwartenden Effizienzgewinnen eine Wasserstoffproduktion von **bis zu 250 kg/h** ermöglicht. Entsprechend hoch ist die Anzahl an zu betankenden Nutzfahrzeugen. Die dafür zu erweiternden Speicherkapazitäten finden im Konzept flächentechnisch Berücksichtigung.

Dazu wird weiterhin ein zusätzlicher Duo-Dispenser benötigt, dessen Druckniveaus erst festgelegt werden können, wenn eine neue Generation an  $\text{H}_2$ -Fahrzeugen am Markt absehbar ist. Dieser könnte unmittelbar neben dem Trailerentlade-Panel mit Bezug zur Rangier- und Abstellfläche installiert werden. Mit insgesamt **vier  $\text{H}_2$ -Dispensern** (2x Duo-Dispenser) wäre bei gleichzeitiger Nutzung die vollständige Betankung von 16 Fahrzeugen pro Stunde leistbar. Ohne ein entsprechendes Verkehrskonzept unter Berücksichtigung von Schleppkurven, Anprallschutz und Sichtachsen (Fußgänger!) wäre die exakte Positionierung eines zweiten Duo-Dispensers jedoch unseriös. Dieses Verkehrskonzept ist als Teil einer Entwurfsplanung zu entwickeln. Ausgehend von der aktuellen Analyse erscheint es aber realistisch, einen zweiten Duo-Dispenser in ein Erweiterungskonzept integrieren zu können, wenn man bedenkt, dass ein Wasserstoffhochlauf perspektivisch zu einem Rückgang von Dieselantrieben führt. In der Konsequenz folgt daraus, dass bei einem erfolgreichen Wasserstoffhochlauf die bestehende Betankungsinfrastruktur für Dieselkraftstoff sukzessive in ein Erweiterungskonzept einfließen könnte. Die damit verbundenen Möglichkeiten eröffnen Spielräume, welche die Zukunftsperspektive des angedachten Standortes klar unterstreichen.



**Information:**

Für die externe Belieferung einer Wasserstoff-Tankstelle wird eine Trailer-Dockingstation benötigt. Damit einhergehend ist der Bedarf für ein ausgereiftes Verkehrs- und Stellplatzkonzept, welches über eine grundständige Anordnungsplanung hinausgeht.

## 9 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

---

Als eine der wichtigsten Grundlagen jeglicher Investitionsentscheidungen hat die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einen hohen Stellenwert. Dabei werden die Investitionskosten (CAPEX) und die Betriebskosten (OPEX) über einen definierten Zeitraum, der üblicherweise mit der Lebensdauer der Anlage korreliert, in wirtschaftliche Kennzahlen überführt. Im vorliegenden Fall steht der spezifische Wasserstoffpreis im Fokus, um abschätzen zu können, ob sich der H<sub>2</sub> Hub unter marktwirtschaftlichen Bedingungen behaupten kann und ob Angebot und Nachfrage in Einklang gebracht werden können.

### 9.1 Modellannahmen

---

Zur Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsberechnung sind verschiedene Grundannahmen zu treffen, die nachstehend aufgelistet sind. Diese Annahmen und Randbedingungen bilden das Basisszenario. Wenn nicht explizit ein anderer Wert angegeben ist (wie bei der Sensitivitätsanalyse), ist dieses Basisszenario für jedes Berechnungsergebnis gültig.

- Anlagenkonfiguration wie unter [Kapitel Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden](#) beschrieben
- Betrachtungszeitraum = Lebensdauer aller Hauptkomponenten mit Ausnahme der Elektrolyse-Stacks: 20 Jahre
- Stacktausch nach zehn Jahren
- Jährlicher H<sub>2</sub>-Output 100,5 t
- Strompreis 100€/MWh
- Trinkwasserpreis 3,50€/m<sup>3</sup>
- Stickstoffpreis 1.700€/t
- Abwassergebühr 1,50€/m<sup>3</sup>
- Personalbedarf 1 Vollzeitäquivalent über die gesamte Betriebszeit plus 1 Jahr
- WACC branchenüblich etwa 7%

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird nicht in Elektrolyse und Tankstelle unterschieden, sondern der H<sub>2</sub> Hub wird als Einheit betrachtet. Eine Separierung in zwei unterschiedliche Bauherren und/oder Betreiber stellt jedoch keine maßgebliche Verzerrung dar, sofern beide zu den Bedingungen der Modellannahmen wirtschaften.

### 9.2 CAPEX-Prognose

---

Zur Aufstellung einer belastbaren Kostenschätzung wurde ein Referenzprojekt herangezogen, für das reale Angebote und Preisindikationen vorliegen. Bei diesem Referenzprojekt handelt es sich um eine Wasserstofftankstelle mit onsite-Elektrolyse in einer vergleichbaren Größenordnung, für die im 2. HJ. 2025 die Inbetriebnahme vorgesehen ist. Da die Kosten für die Elektrolyse-Technologien AEL, AEMEL und PEMEL vergleichbar sind, ist die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für alle drei Technologieoptionen gleichermaßen gültig! Alle in [Tabelle 9](#) aufgeführten Positionen verstehen sich inkl. Lieferung, Montage bzw. Ausführung und Inbetriebnahme. Es ist eine Schwankungsbreite angegeben (von „Progressiv“ bis „Konservativ“), die den Unsicherheitsbereich der Kostenprognose abbilden soll. Dennoch muss darauf hingewiesen werden, dass es sich angesichts eines hochdynamischen Marktumfeldes um eine

Momentaufnahme handelt, welche fortlaufend anhand des Marktgeschehens nachzujustieren ist. Unvorhergesehene Ereignisse im globalen Kontext können von dieser Kostenprognose selbstverständlich nicht erfasst werden.

Tabelle 9: Kostenschätzung für einen H2 Hub in Ehingen

	Progressiv	Mittelwert	Konservativ
Planung, Gutachten, Genehmigung	375.000€	435.000€	495.000€
Netzanschlüsse	275.000€	350.000€	425.000€
Bauleistungen	370.000€	450.000€	530.000€
BE <sup>3</sup> Elektrolyse	2.150.000€	2.400.000€	2.650.000€
Stickstoffversorgung	15.000€	20.000€	25.000€
Abwärme-Schnittstelle	15.000€	25.000€	35.000€
Verdichter	900.000€	1.050.000€	1.200.000€
Speicher (418 kg)	300.000€	350.000€	400.000€
Dispenser 350 bar	100.000€	120.000€	140.000€
Dispenser 700 bar	120.000€	140.000€	160.000€
BoP/Installation	530.000€	630.000€	730.000€
Stackersatz	300.000€	330.000€	360.000€
Handling Fee	<b>+ 15%</b>	<b>+15%</b>	<b>+15%</b>

Die in Tabelle 9 dargestellten Kosten wurden in Gruppen zusammengefasst. Die „grüne“ Gruppe umfasst sämtliche Positionen, die sowohl von der Elektrolyse als auch von der Tankstelle benötigt werden. Eine kalkulatorische Zuordnung ist Verhandlungssache, jedoch kann eine paritätische Verteilung als qualifizierte Verhandlungsgrundlage unterstellt werden. Die „blaue“ Gruppe umfasst alle Positionen, die zur Wasserstofferzeugung gehören und die „rote“ Gruppe enthält die Kosten der Tankstelle.

<sup>3</sup> BE = Betriebseinheit, umfasst alle funktionserforderlichen Komponenten wie u. a. Wasseraufbereitung, Power Supply Unit, Einhausung, internes BoP

Wichtig ist, dass zu diesen Kosten noch ein **Aufschlag** für die Vergabe an einen möglichen Generalunternehmer hinzuzuaddieren ist. Dieser kauft bestimmte Komponenten zu und fügt einen Risiko- und Gewinnzuschlag obendrauf, der als „Handling Fee“ bezeichnet wird. Gleichzeitig dient dieser Posten als Reserve für Nachforderungen, ohne die erfahrungsgemäß kaum ein Projekt umgesetzt werden kann. Insgesamt wird hierfür ein Wert von **15%** angesetzt. Bei einer Aufteilung der Gesamtkosten auf zwei Parteien, von denen eine die Elektrolyse und eine die Tankstelle verantwortet, ergibt sich bei einer paritätischen Verteilung der übergeordneten Kostenblöcke folgender CAPEX:

- Bauherr Elektrolyse: **3,52 Mio. € (Mittelwert)**
- Bauherr Tankstelle: **3,34 Mio. € (Mittelwert)**

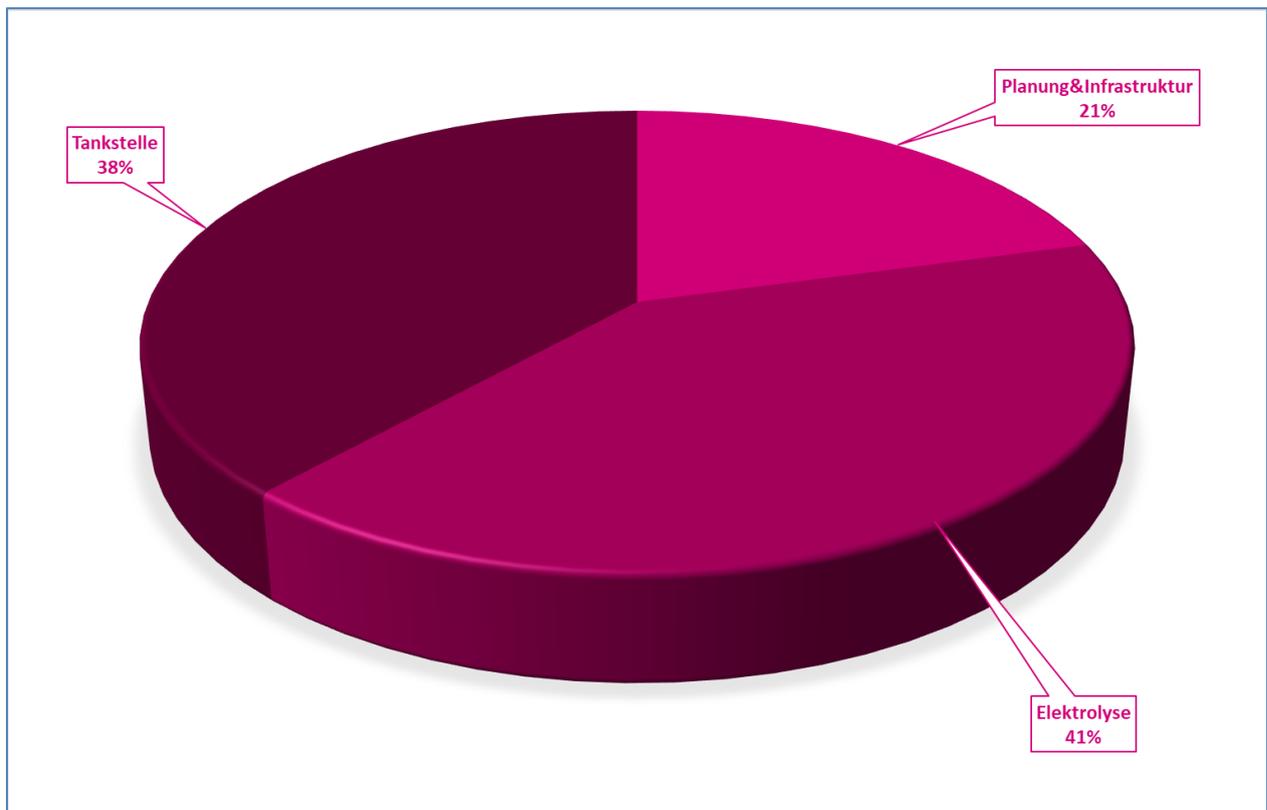


Abbildung 12: Aufteilung der Investitionskosten

Wie **Abbildung 12** zu entnehmen ist, ist der Kostenaufwand für Elektrolyse und Tankstelle in etwa vergleichbar. Allerdings wären die Tankstellenkomponenten selbst auch für einen weitaus höheren Output als 100 Jahrestonnen H<sub>2</sub> geeignet, wenn das Betriebsregime auf eine über den Tag verteilt näherungsweise gleichmäßige Nutzung nivelliert werden kann. Maßgeblich ist hierfür die Kompressorkapazität für die zwei vorzuhaltenden Druckstufen (350 bar/700 bar), welche je Druckstufe oberhalb der Elektrolyseur-Nennkapazität liegen muss.

### 9.3 OPEX-Prognose

Entscheidend beeinflusst wird der resultierende Wasserstoffpreis, den ein Abnehmer zu bezahlen hat, durch die Betriebskosten bei der Wasserstofferzeugung. Um einen ersten Eindruck von den Größenordnungen zu erhalten, sind in [Abbildung 13](#) die wesentlichen Stoff- und Energieströme stark vereinfacht dargestellt. Stickstoff wurde nur der Vollständigkeit halber mit aufgeführt, obwohl dieser selbst nicht in das Endprodukt einfließt, sondern als Inertgas nur für verfahrenstechnische Sicherheitsvorkehrungen (Spülprozesse) dient.

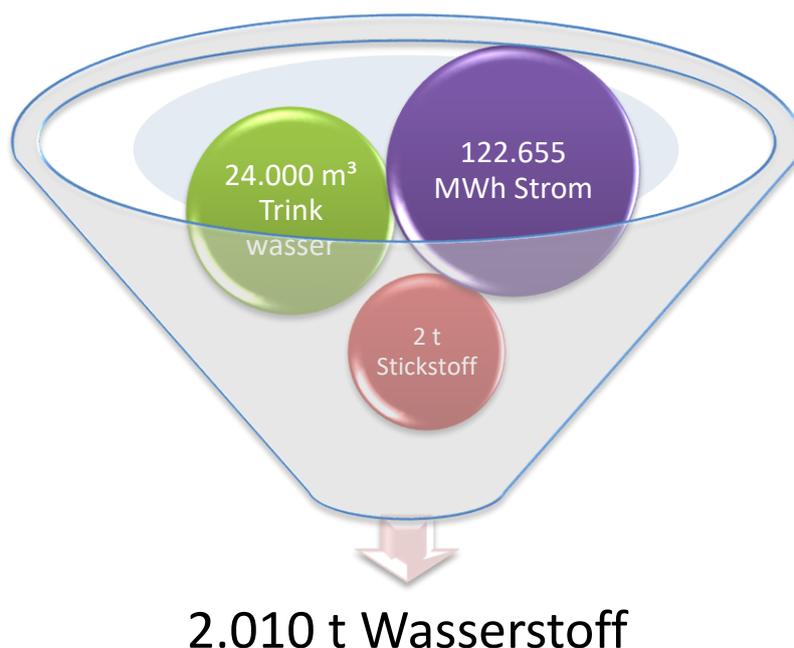


Abbildung 13: Stilisierte Energie- und Massenbilanz

Wie [Tabelle 10](#) und [Abbildung 14](#) aufzeigen, sind die Anteile der unterschiedlichen Betriebskostenbeiträge extrem ungleich verteilt. Da Elektroenergie, Instandhaltung und Personalaufwand gemeinsam mehr als 98% der OPEX betragen, sind die anderen Bestandteile als vernachlässigbar zu betrachten.

Tabelle 10: Betriebskostenschätzung

	Progressiv	Mittelwert	Konservativ
Elektroenergie	10 Mio. €	12,6 Mio. €	14 Mio. €
Trinkwasser	70.000€	84.000€	100.000€
Stickstoff	30.000€	40.000€	50.000€
Instandhaltung	4 Mio. €	5,2 Mio. €	6 Mio. €

	Progressiv	Mittelwert	Konservativ
Personalaufwand	1 Mio. €	2,05 Mio. €	2,5 Mio. €
Sonstiges	100.000€	116.000€	150.000€

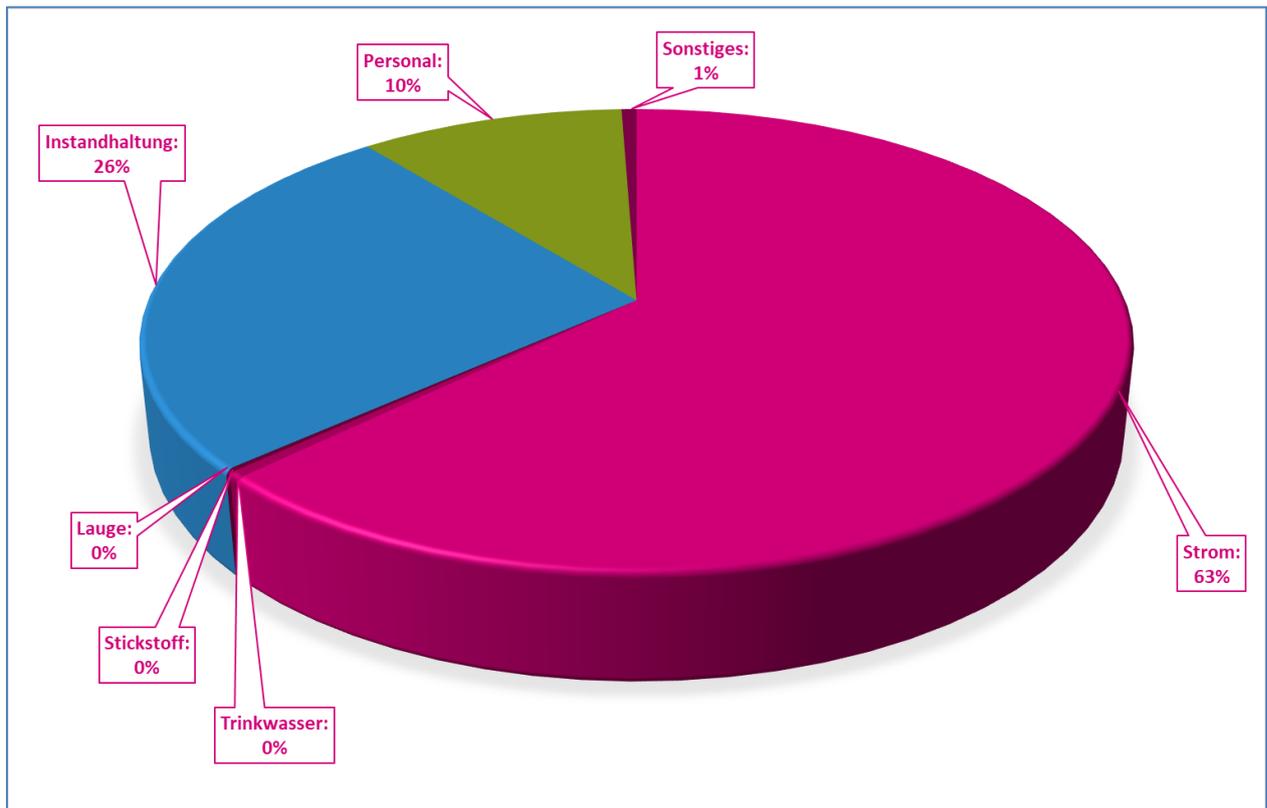


Abbildung 14: Betriebskostenverteilung

Dementsprechend groß sind folgerichtig aber auch die Auswirkungen von (zukünftigen) Abweichungen der Berechnungsannahmen. Die größten Stellschrauben und ihre Auswirkungen auf die H<sub>2</sub>-Kosten werden detailliert durch die Sensitivitätsanalyse (siehe [Abschnitt 0](#)) untersucht.

## 9.4 Levelised cost of Hydrogen (LCOH)

In Hinblick auf eine Investitionsentscheidung ist letztendlich zuallererst der resultierende Wasserstoffpreis per kg (LCoH) relevant, welcher einen ökonomisch sinnvollen Betrieb erlaubt. Sofern dieser LCoH wettbewerbsfähig ist, kann von einer adäquaten Nachfrage ausgegangen werden. Ist er es nicht, können Möglichkeiten analysiert werden, um den LCoH abzusenken. Eine dieser Möglichkeiten wäre die Beantragung von Fördermitteln. In der nachstehenden [Tabelle 11](#) ist der LCoH für das weiter oben beschriebene „Basisszenario“ einmal mit und einmal ohne Förderung prognostiziert worden. Als Förderung wurde eine **40-%iger Zuschuss auf die CAPEX-Kosten**

unterstellt. Die Unterteilung in „Best Case“, „Mittelwert“ und „Worst Case“ rührt daher, dass für die **CAPEX-Schätzungen eine Schwankungsbreite** angegeben wurde, welche sich hier wiederfindet. Für die OPEX-Anteile ist einheitlich nur der Mittelwert/das Basisszenario eingeflossen, um einer Verwässerung der Ergebnisse bis hin zum Verlust der Aussagekraft entgegenzuwirken. Es ist wichtig zu betonen, dass sich die ermittelten LCoH-Werte auf **„grünen“ Wasserstoff** beziehen! Demnach sind Vergleiche mit H<sub>2</sub>-Preisen an bestehenden H<sub>2</sub>-Tankstellen kritisch zu hinterfragen.

Tabelle 11: Angabe der spezifischen Wasserstoffkosten

	Best Case	Mittelwert	Worst Case
Prognose ohne Förderung	15,10€ per kg	<b>16,75€</b> per kg	18,15€ per kg
Prognose mit Förderung (40% Gesamt H2 Hub CAPEX)	12,80€ per kg	<b>14,08€</b> per kg	15,11€ per kg
Prognose mit Förderung (45% nur auf Elektrolyse CAPEX)	14,03€ per kg	<b>15,54€</b> per kg	16,81€ per kg

Da das Basisszenario von einer gleichmäßigen Abnahme des Wasserstoffoutputs ab Inbetriebnahme ausgeht, in der Realität aber ein sukzessiver Hochlauf wahrscheinlicher ist, wurde dieser Fall separat berechnet. Als Rechenbasis dient die Annahme, dass ein degressiver Hochlauf von 40t auf 100,5t Wasserstoffverkauf innerhalb der ersten neun Jahre eintritt. Bei dieser dynamischen Betrachtungsweise kommen folgende Wasserstoffkosten zustande:

- **20,38€** pro kg (ohne Förderung)
- **16,86€** pro kg (mit 40% Förderung Gesamt H2-Hub-CAPEX)
- **18,79€** pro kg (mit 45% Förderung Elektrolyse-CAPEX)

Unterstellt wird dabei, dass die Investition für die Endausbaustufe vollständig vor der Inbetriebnahme erfolgt. Wenn davon ausgegangen wird, dass die Elektrolyse-Stacks entsprechend dem Nachfragewachstum schrittweise (z. B. im Drei-Jahres-Rhythmus) ergänzt werden, sinkt der LCoH in der Größenordnung von 2€/kg.

## 9.5 Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse werden einige der o. g. Annahmen systematisch variiert, um die Auswirkungen auf den H<sub>2</sub>-Preis zu ermitteln. Als Analyseparameter wurden der Strompreis, der Wasserstoffoutput und der Personaleinsatz gewählt. Der Strompreis ist von Belang, weil dieser den OPEX-Betrag dominiert und zusätzlich sehr volatil ist. Der Wasserstoff-Output ist wegen Skaleneffekten von enormer Bedeutung für die Gesamtwirtschaftlichkeit. Zu guter Letzt besteht beim Personaleinsatz eine hohe Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Organisation. Aus den vorgenannten Gründen besteht daher für diese drei Parameter ein gesteigertes Interesse.

Zur Methodik ist anzumerken, dass das Basisszenario als Grundlage der Kalkulation dient und selbstverständlich stets nur ein Parameter variiert wird, während die anderen im Basisszenario verharren. Für die CAPEX-Schätzung wurde der Mittelwert verwendet.

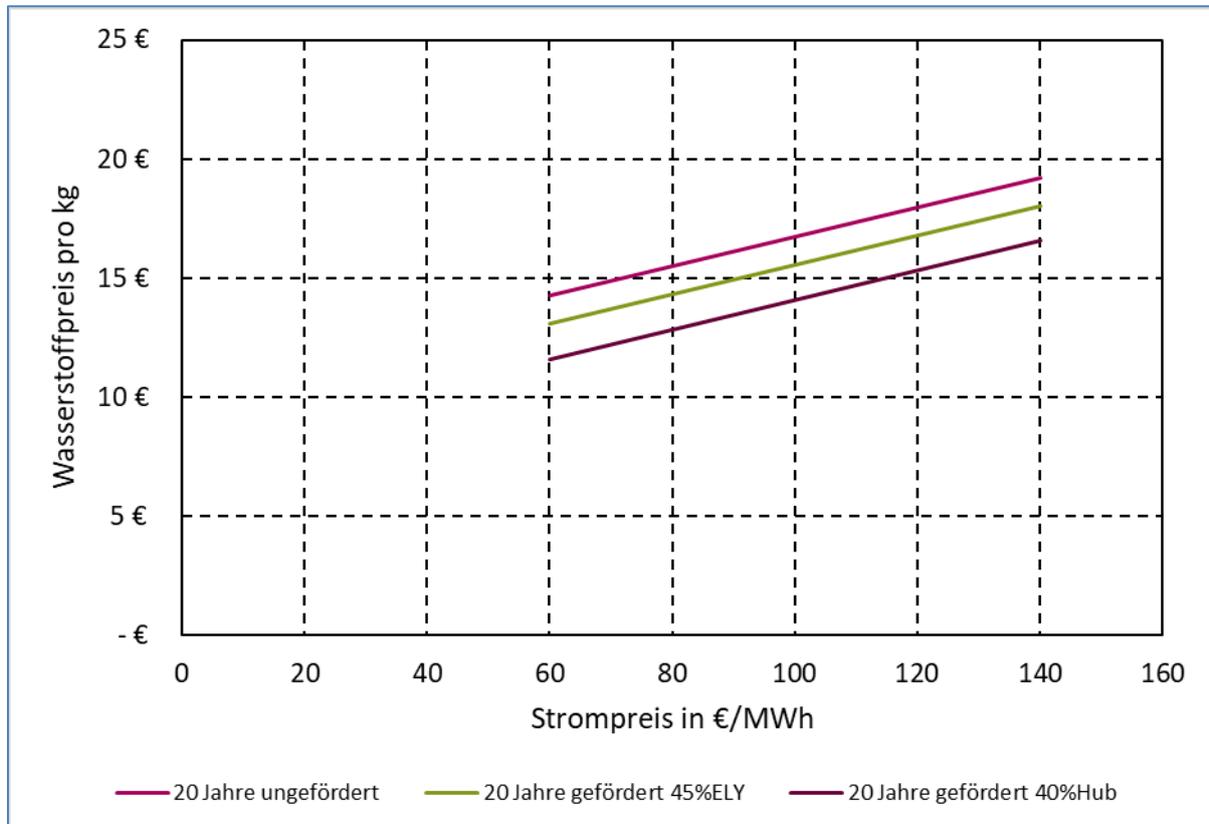


Abbildung 15: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für Strompreisvariation

Wenig überraschend erweist sich der Einfluss des Strompreises auf den LCoH als signifikant. Eine (theoretische) Erhöhung des (mittleren) Strompreises von 60€/MWh auf 140€/MWh würde einer Steigerung der Wasserstoffkosten von knapp 50% entsprechen, wenn alle anderen Rahmenbedingungen gleichblieben. Der im Basisszenario unterstellte Strompreis von 100€/MWh ist für Grünstrom-PPA-Verhältnisse keinesfalls überzogen, sondern eher zu optimistisch. Demzufolge droht eher ein Preisanstieg auf über 100€/MWh, der sich schnell auf zweistellige Prozentzuwächse der LCoH summieren kann.

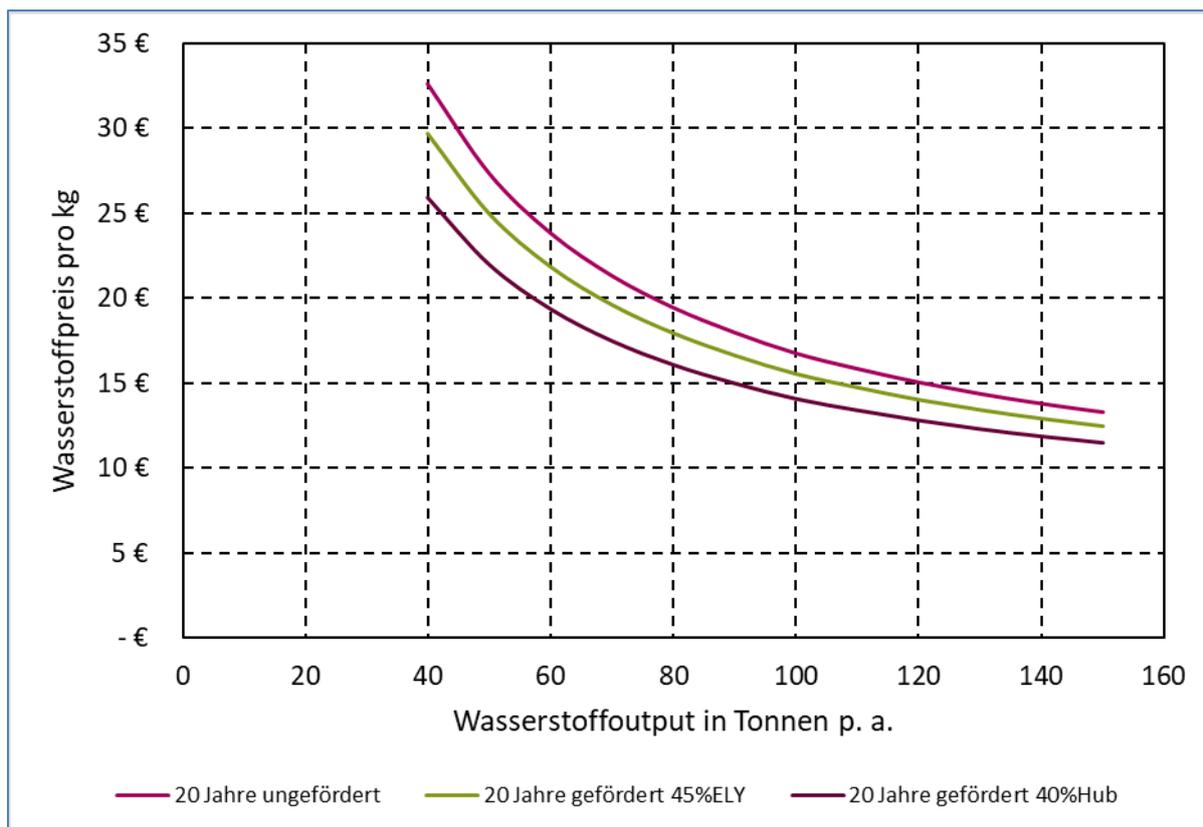


Abbildung 16: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse für die Wasserstoff-Output-Variation

Gemäß [Abbildung 16](#) ist der Einfluss des jährlichen Wasserstoffoutputs auf die Wasserstoffkosten nicht linear, sondern sogar asymptotisch. Unter 100t pro Jahr ist der Begriff „Preisexplosion“ eine zutreffende Beschreibung. Im Gegensatz dazu ist die Absenkung des Preises bei jährlichen Verkaufsmengen oberhalb von 100t pro Jahr moderat, aber trotzdem für die Wettbewerbsfähigkeit entscheidend. Als Fazit ist festzuhalten, dass eine jährliche Verkaufsmenge von mindestens 100t H<sub>2</sub> als Kriterium für eine Investitionsentscheidung nachvollziehbar begründet werden kann (für die Konfiguration des H<sub>2</sub> Hub im Basisszenario).



**Information:**

Selbst im Fall des Zusammentreffens aller (unter den aktuellen Gegebenheiten) bestmöglichen Wirtschaftlichkeitsparameter für CAPEX **und** OPEX sind LCoH unter 10€/kg als unrealistisch einzustufen.

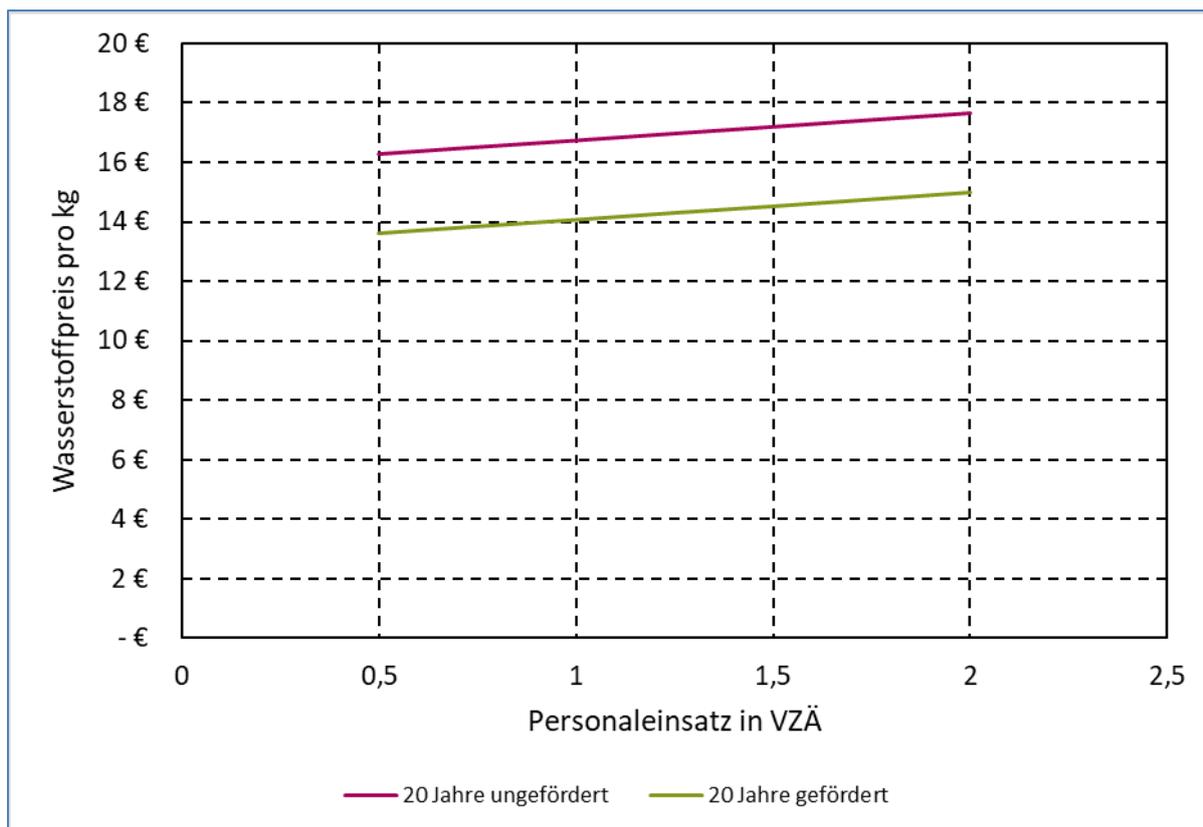


Abbildung 17: Ergebnis der Sensitivitätsanalyse bei Variation des Personaleinsatzes

Für den Personaleinsatz lässt sich eine eher untergeordnete Bedeutung bezüglich der Wirtschaftlichkeit ableiten. Der Verlauf ist linear (proportional) und es ist selbst für die beiden Extremwerte eine Auswirkung von  $<2\text{€/kg H}_2$  ersichtlich. Das ist keineswegs vernachlässigbar, aber transparent kalkulierbar.

## 9.6 Benefits für Abnehmer von „grünem“ Wasserstoff

Im Gegensatz zu „grauem“ Wasserstoff (der aus fossilen Quellen stammt) ist „grüner“ Wasserstoff in der Regel teurer, dafür werden aber regulatorische monetäre Vorteile gewährt, die bis hin zu einer Überkompensation des Wettbewerbsnachteils oder gar Pflicht zum Einsatz zertifizierter regenerativer Energieträger führen können. Von Bedeutung sind hierbei die Mautbefreiung, der Erwerb von THG-Zertifikaten sowie konkrete Ausschreibungsbedingungen und gesetzliche Regelungen wie die „Clean Vehicle Directive“ (CVD).

Der Gesetzgeber gewährt formal mautpflichtigen Nutzfahrzeugen unter der Bedingung eines CO<sub>2</sub>-neutralen Antriebs die Befreiung von der Pflicht zur Mautentrichtung. Je nach Streckenführung und Distanz kann dies zu erheblichen Einsparungen führen. Gleiches gilt für die Teilnahme am THG (Treibhausgas)-Quotenhandel, wodurch CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte veräußert werden können und die daraus resultierenden Erlöse die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung positiv beeinflussen.

In den letzten Jahren hat es jedoch einen massiven Verfall der THG-Zertifikate gegeben und es ist aktuell nicht absehbar, wie es hierbei zukünftig weitergehen wird.

Was die auftraggeberseitig (für Ausschreibungen von Mobilitätsdienstleistungen) gewünschte oder gesetzlich vorgeschriebene (CVD) Nutzung von CO<sub>2</sub>-neutralen bzw. -armen Mobilitätsformen angeht, besteht kein Wettbewerbsdruck mehr gegenüber fossilen Antriebskonzepten. In diesem Fall würde Wasserstoff beispielsweise mit batterieelektrischen Antriebsarten konkurrieren, wobei ganz andere Kriterien (z. B. Reichweite) eine gesteigerte Bedeutung erhalten.

### 9.7 Fazit Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

---

Generell wurde von Vertretern der Transport- und Logistikbranche auf den hohen Wettbewerbsdruck hingewiesen, der allenfalls marginale Spielräume für Antriebskonzepte bietet, welche vom etablierten Preisgefüge abweichen. Demzufolge ist die Bereitschaft zum Umstieg von Diesel auf Wasserstoff von einer weitgehend kostenneutralen Gestaltung dieser Mobilitätswende abhängig. Da dies absehbar nicht zu gelingen scheint, sind Quotenregelungen bei auszuschreibenden Beförderungsleistungen der öffentlichen Hand zur Wahrung gleicher Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer nahezu unausweichlich, sofern die wasserstoffbasierte Mobilität eine reale Chance bekommen soll.

## 10 Schritte zur Projektrealisierung

---

Nachdem das Ergebnis der Machbarkeitsstudie vorliegt, kann die Umsetzbarkeit des Vorhabens als positiv bewertet werden. Im Folgenden wird aufgezeigt, welche Aktionen zur Errichtung des H2 Hub in Ehingen als notwendig erachtet werden.

### 10.1 Skizzierung der Entscheidungskette

---

Als Hauptakteure sind der Elektrolyse-Betreiber und der Tankstelle-Betreiber in den Realisierungsprozess involviert. Beide Unternehmen sind nach ihrer Einschätzung der Marktlage aufgefordert, eine vorläufige Investitionsentscheidung zu treffen. Dazu werden belastbare Aussagen zu Fördermöglichkeiten benötigt, bestenfalls bereits die Fördermittelzusagen. Außerdem ist auf Basis der bereits durchgeführten Bedarfsanalyse ein Business Case zu entwickeln.

Fallen in beiden Unternehmen die vorläufigen Investitionsentscheidungen zugunsten des H2 Hub aus, sind Verhandlungen über einen Kooperationsvertrag inkl. der Zuständigkeiten sowie einen Wasserstoffliefervertrag zwischen Elektrolyse- und Tankstellenbetreiber zu führen. Sofern hierin eine Einigung erzielt wird, steht der finalen Investitionsentscheidung (FID) nichts mehr im Wege und Planungsleistungen können ausgeschrieben werden, um beispielsweise einen Generalplaner vertraglich zu binden. Dieser setzt dann alle weiteren Prozesse in Gang bzw. treibt das Projekt voran.

### 10.2 Terminplan als Roadmap

---

In der nachstehenden [Abbildung 18](#) ist eine grobe zeitliche Struktur vorgeschlagen, welche die Eckpunkte eines realistischen Terminplans umreißt. Dieser Terminplan erfordert eine Vergabe der Planungsleistungen im zweiten Quartal 2025.

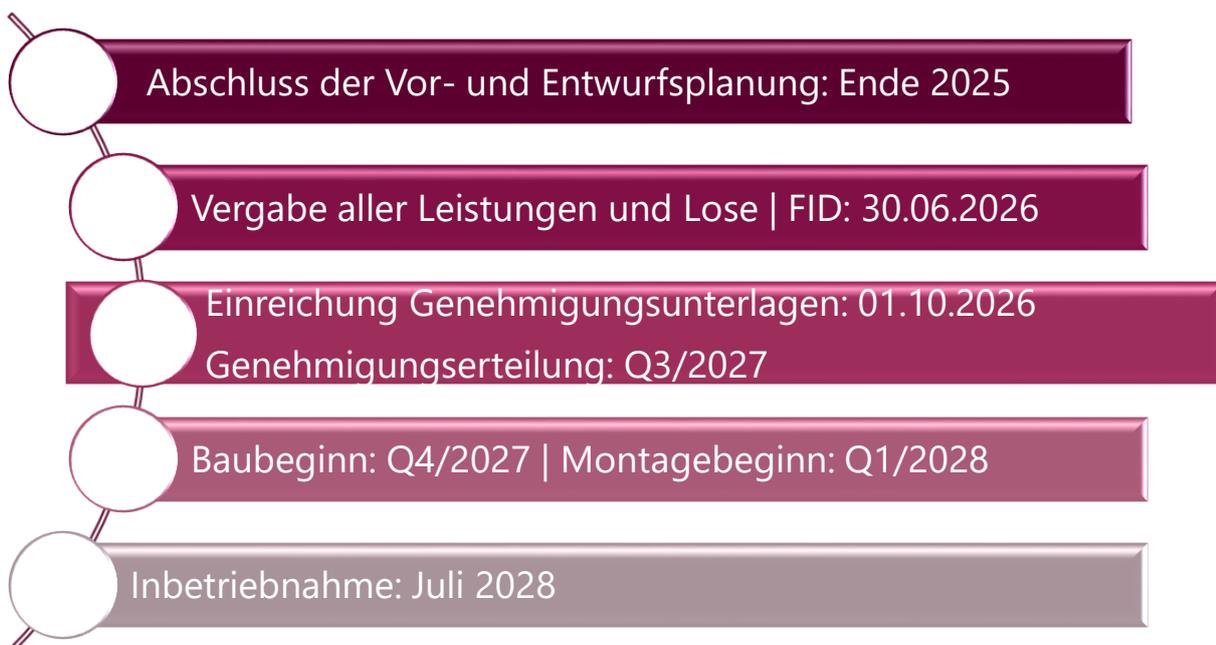


Abbildung 18: Entwurf einer Terminkette für die Realisierung des H2 Hub Ehingen

### 10.3 Fördermittel

---

Nach letzten Auskünften (29.10.2024) des zuständigen Ministeriums in Baden-Württemberg ist für Elektrolyseure mit einer Leistung >1MW eine 45%-ige CAPEX-Förderung möglich. Die konkreten Förderbedingungen konnten jedoch bis zur Berichtslegung nicht hinreichend ausgewertet werden. Bezüglich der H<sub>2</sub>-Tankstelle sind gegenwärtig keine adäquaten Förderprogramme bekannt, welche hohe Erfolgsaussichten versprechen. Hierzu sind noch weitere Recherchen, auch auf nationaler und europäischer Ebene, notwendig.

### 10.4 Maßnahmen zur Risikominimierung

---

Nach Einschätzung von Dornier liegen die größten Projektrisiken auf der wirtschaftlichen Seite. Die Themen Genehmigung, Akzeptanz und Sicherheit spielen hierbei nur eine untergeordnete Rolle, da sie voraussichtlich gut beherrschbar sind.

Die Unsicherheiten des Wasserstoffhochlaufes können nach Lage der Dinge dazu führen, dass die H<sub>2</sub>-Tankstelle weniger genutzt wird als prognostiziert. In dem Fall wäre die Amortisation stark gefährdet. Eine Möglichkeit der Absicherung besteht durch langfristige Abnahmeverträge oder die Gründung einer Energiegenossenschaft, wobei die künftigen H<sub>2</sub>-Abnehmer selbst Anteile erwerben.

Als zweites relevantes Risiko wird die kalkulierte Lebensdauer zentraler Komponenten, insbesondere des H<sub>2</sub>-Kompressors, betrachtet. Verfehlt dieser die der Kalkulation des H<sub>2</sub>-Abgabepreises zugrunde liegende Lebensdauer (20 Jahre) deutlich, können die Auswirkungen eine ernste wirtschaftliche Schieflage für den H<sub>2</sub> Hub hervorrufen. Abhilfe wäre hier z. B. durch vertragliche Klauseln mit dem Lieferanten über eine verlängerte Gewährleistung denkbar.

## 11 Literaturverzeichnis

---

- [1] Power-to-Gas; Grundlagen – Konzepte – Lösungen; Frank Graf, René Schoof, Markus Zdrallek; 2021 Vulkan-Verlag GmbH; Essen; ISBN 978-3-8356-7446-2
- [2] <https://www.uni-augsburg.de/de/forschung/einrichtungen/institute/amu/wasserstoff-forschung-h2-unia/h2lab/h2-er/elektrolyse/th-el/>
- [3] <https://ecs-composite.com/wasserstoff/>
- [4] Peter Kurzweil, Otto K. Dietlmeier: Elektrochemische Speicher, Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen, 2., aktualisierte und erweiterte Auflage, ISBN 978-3-658-21829-4
- [5] <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-ist-gruener-wasserstoff-laut-dem-delegated-act-der-eu-definiert/>
- [6] <https://www.taylorwessing.com/de/insights-and-events/insights/2023/03/kriterien-fuer-die-erzeugung-von-gruenem-wasserstoff>
- [7] <https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/fahrzeugdatenbank-kategorie/h2-lkw-2/>