

HyPipe Bavaria  
Wasserstoffcluster Ingolstadt



2023

HyPipe Bavaria

---

Wasserstoffcluster Ingolstadt



**Herausgeber:**



Abschlussbericht zum Projekt:  
HyPipe Bavaria – H<sub>2</sub>-Cluster Ingolstadt

Am Blütenanger 71, 80995 München  
+49 (0) 89 158121-0

Mail: [info@ffe.de](mailto:info@ffe.de)

Web: [www.ffe.de](http://www.ffe.de)

**Veröffentlicht am:**

Datum

**Autoren:**

Stefan Schmidt

Serafin von Roon

Quirin Strobel

**FfE-Nummer:**

Bayernets-02

**Projektpartner:**

Audi AG

bayernets GmbH

Bayerngas GmbH

Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH

Energienetze Bayern GmbH & Co. KG

Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH

Stadtwerke Ingolstadt Energie GmbH

Stadtwerke Ingolstadt Netze GmbH

# Inhalt

|   |    |
|---|----|
| Vorwort .....   | 5  |
| 1 Ausgangssituation und Projektinhalt .....   | 6  |
| 2 Die Entwicklung des Wasserstoffclusters Ingolstadt im zeitlichen Verlauf .....          | 8  |
| 2.1 Datenerhebung.....  | 8  |
| 2.2 Netzmodellierung.....   | 10 |
| 2.3 Ergebnis der Netzmodellierung.....  | 11 |
| 3 Kostenabschätzung der Wasserstoffgestehung .....  | 15 |
| 4 Zentrale Bausteine für eine erfolgreiche Umsetzung des Wasserstoffclusters Ingolstadt . | 18 |
| 5 Literatur .....   | 20 |
| 6 Anhang – Positionspapier .....  | 21 |

# Vorwort

Die Unternehmen AUDI AG, Bayerngas GmbH, bayernets GmbH, BAYERNOIL Raffineriegesellschaft mbH, Energienetze Bayern GmbH & Co. KG, Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH, Stadtwerke Ingolstadt Energie GmbH und Stadtwerke Ingolstadt Netze GmbH unterzeichneten 2022 einen Letter of Intent zum Aufbau und der Nutzung eines Wasserstoffclusters. Unter dem Projektnamen „HyPipe Bavaria - H<sub>2</sub>-Cluster Ingolstadt“ plant das Konsortium den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur im Großraum Ingolstadt für die Versorgung der beteiligten Industriestandorte und der Region mit Wasserstoff.

Das Projekt wird von der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE) begleitet. Die FfE ist im Rahmen des Projektes zuständig für die Organisation der erarbeiteten Inhalte, die Koordinierung der Arbeitsschritte sowie das Stakeholdermanagement. Der Abschlussbericht basiert auf den Daten der Konsortialpartner und wurde durch die Kostenabschätzung (vgl. Kapitel 3) der FfE ergänzt.



Abbildung : Die Konsortialpartner beim gemeinsamen Abschlussworkshop in der Gunvor Raffinerie

# 1 Ausgangssituation und Projektinhalt

Im Pariser Klimaabkommen wurde 2015 das Ziel vereinbart, die Erderwärmung auf 1,5° Celsius zu beschränken. Zentrale Ursache für die Erderwärmung ist die Freisetzung von großen Mengen an Treibhausgasen, die beim Verbrennen fossiler Energieträger wie Kohle, Öl oder Erdgas entstehen. Zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens haben die EU, Deutschland und Bayern Klimaschutzziele verankert. Europa soll bis 2050 und Deutschland bis 2045 klimaneutral werden. Die bayerische Landesregierung hat sich als Ziel gesetzt, dass Bayern bereits bis zum Jahr 2040 klimaneutral wird. Dies kann nur durch enorme Anstrengungen in allen Sektoren – Verkehr, Haushalte, Industrie, Gewerbe & Handel sowie Landwirtschaft - geschehen. Die Transformation unseres heutigen Systems kann u.a. durch die Substitution von fossilen Brennstoffen durch klimaneutrale Energieträger bewerkstelligt werden. Klimaneutrale Energieträger, wie beispielsweise nachhaltiger Wasserstoff, können ohne die Freisetzung von Treibhausgasen mit Hilfe von erneuerbar erzeugtem Strom gewonnen werden. Nachhaltiger Wasserstoff trägt zur Dekarbonisierung sowohl beim stofflichen Einsatz in Industrieprozessen als auch bei der energetischen Verwendung in Industrie, Gewerbe und Haushalten bei. Durch die chemischen Eigenschaften ist nachhaltiger Wasserstoff in vielen Industriezweigen eine der wenigen Alternativen zur Vermeidung von prozessbedingten Emissionen. Zusätzlich dient Wasserstoff als Grundbaustein für die Erzeugung synthetischer Kraftstoffe.

Die Konsortialpartner Audi AG, bayernets GmbH, Bayerngas GmbH, Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH, Energienetze Bayern GmbH & Co. KG, Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH und die Stadtwerke Ingolstadt unterzeichneten 2022 eine gemeinsame Absichtserklärung, um sich den großen Herausforderungen der Transformation zu stellen und gemeinsam ein Konzept für eine nachhaltige Wasserstoffversorgung der Region Ingolstadt zu erarbeiten. Die zentralen Inhalte des Projekts „HyPipe Bavaria“ beschäftigen sich mit der Umstellung des bestehenden Erdgasnetzes in ein Wasserstoffnetz, den Anschluss an den überregionalen European Hydrogen Backbone und die Wasserstoffversorgung der beteiligten Unternehmen sowie der Region Ingolstadt. Begleitet wurde das Projekt durch die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FFE).

Übergeordnetes Ziel des Projektes war das gemeinsame Aufzeigen, wie der Aufbau der Wasserstoffversorgung in der Region Ingolstadt gelingen kann. Voraussetzung hierfür ist, dass Wasserstoff in ausreichenden Mengen zur Verfügung steht. Deshalb ist sowohl ein regionales Produktionskonzept als auch der überregionale Import in Betracht zu ziehen. Der Wasserstoff wird von den möglichen Produktionsstandorten zu den von den Konsortialpartnern identifizierten Verbrauchern transportiert.

Für den leitungsgebundenen Wasserstofftransport sollen im Sinne einer effizienten Netzplanung überwiegend bestehende Erdgasleitungen genutzt werden. Bis zur vollständigen Umstellung sämtlicher Netzkunden auf Wasserstoff sind sowohl Wasserstoffleitungen als auch Erdgasleitungen notwendig. In der Übergangsphase wird der Verbrauch an Erdgas stetig reduziert und der Wasserstoffeinsatz zunehmen. Mit steigender Substitution der Methanbedarfe durch Wasserstoff sinken die Transportbedarfe für Methan. Der Transportbedarf für Wasserstoff steigt indes. Für das Gelingen dieser Transformation ist ein durchdachtes Konzept zu einem Infrastruktur Um- und Neubau auf Fernleitungsnetzebene sowie in den betroffenen Netzbereichen der nachgelagerten Netzebene unabdingbar. Für die Transformation sind deshalb, je nach Netzstruktur und -ebene, gegebenenfalls einzelne, ergänzende Neubauten sowohl für das Wasserstoffnetz als auch für das Erdgasnetz notwendig, um auch in der Übergangszeit die Versorgungssicherheit in beiden Systemen zu gewährleisten.

Im Rahmen des Projektes wurden erste Abschätzungen der regionalen Produktions- und Verbrauchsmengen getroffen und eine hierfür mögliche Netzentwicklung durch den Projektpartner bayernets GmbH berechnet. Die Pläne zum European Hydrogen Backbone unterstreichen die Bedeutung des Energieträgers Wasserstoff in unserem zukünftigen Energiesystem, und das hier ausgearbeitete Konzept zeigt, wie bis zur Fertigstellung der

ersten Ausbaustufe des European Hydrogen Backbone der Wasserstoff auf regionaler Ebene zu den Verbrauchern transportiert werden kann.

Die Konsortialpartner haben sich in Eigeninitiative zusammengetan, um die Umsetzung des regionalen Wasserstoffnetzes zu konkretisieren und Hemmnisse sowie hierzu passende Lösungsansätze herauszuarbeiten. Hierdurch wird in der Region ein wichtiger Beitrag zur notwendigen Transformation hin zu einem klimaneutralen Bayern geleistet. Den Konsortialpartnern ist es wichtig, allen Verbrauchern - sowohl im privaten als auch im gewerblichen und industriellen Bereich - einen diskriminierungsfreien Zugang und eine gesicherte Versorgung zu ermöglichen.

Die Ergebnisse wurden gemeinsam mit allen Projektpartnern erarbeitet. Basis war eine Datenerhebung durch die FfE zu den Wasserstoffbedarfen und zur Infrastruktur bei den Projektpartnern. Die Daten wurden validiert und das sich hieraus ergebende Gesamtbild in der Region Ingolstadt im Konsortium kritisch diskutiert. Zusätzlich wurden Workshops mit den Gasnetzbetreibern zur Weiterentwicklung der Infrastruktur und mit allen Projektpartnern zur Priorisierung politischer Handlungsoptionen durchgeführt. Aufbauend auf den erarbeiteten Inhalten wurde von der bayernets GmbH abschließend eine Netzsimulation durchgeführt, um detailliertere Informationen zur Planung der Netzentwicklung zu erhalten.

## 2 Die Entwicklung des Wasserstoffclusters Ingolstadt im zeitlichen Verlauf

Um den Wasserstoffnetzaufbau zu konkretisieren, muss im ersten Schritt die Entwicklung des Wasserstoffverbrauchs identifiziert werden. Im zweiten Schritt ist es notwendig, die Versorgung dieser Verbraucher über Netze zu konzipieren. Anhand der zu versorgenden Verbraucher werden die in diesem Gebiet bestehenden Gasleitungen identifiziert. Anschließend wird geprüft, welche Leitungen perspektivisch aus dem Erdgasbereich herausgenommen und auf Wasserstoff umgestellt werden könnten. Dementsprechend kann auf diesem Wege sowohl aus wirtschaftlicher und technischer Perspektive optimiert als auch ressourcen- und umweltschonend gehandelt werden. Nach dem Festlegen von geeigneten Leitungen zur Umstellung auf Wasserstoff, muss das Netz auf Versorgungssicherheit geprüft werden. Dies geschieht mittels modellbasierter, strömungsmechanischer Simulationen, die die Belastung des Netzes simulieren und dementsprechend beispielweise notwendige Neubauten aufzeigen. Neubauten können sowohl zur Aufrechterhaltung der Erdgasversorgung, als auch zur Bereitstellung von Wasserstoff benötigt werden.

### 2.1 Datenerhebung

---

Mittels einer durch die FfE organisierten Datenabfrage wurden Informationen zu geplanten Wasserstoffprojekten in der Region erhoben. Hiermit kann die antizipierte Entwicklung innerhalb des Clusters abgebildet werden. Zentrale Daten in jährlicher Auflösung bis 2032 und für die Stützjahre 2040 und 2050 sind hierbei:

- Ein- und Ausspeiseleistungen von Wasserstoff an Netzkopplungs- und Anschlusspunkten
- benötigte Wasserstoffmengen an den jeweiligen Verbrauchsstandorten
- installierte/geplante Elektrolyse- und elektrische Anschlussleistung.

Bei der Datenerhebung wurde auf einer bestehenden Marktabfrage aus dem Jahr 2021 aufgebaut, die von der bayernets GmbH im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) durchgeführt wurde. Anschließend wurden die erhobenen Werte aufbereitet und zu einem Gesamtbild der Region zusammengeführt. Dieses Datengerüst bildete die Grundlage für die Ableitung der notwendigen Netzentwicklung und der Ausarbeitung von Handlungsempfehlungen. Im Bezug auf die Datenabfrage ist zu erwähnen, dass es sich hierbei aufgrund kartellrechtlicher Vorgaben um veröffentlichte Daten der Partner handelt. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass in Zukunft weitere, oder auch geänderte, Bedarfe oder Erzeugungspotenziale folgen werden. In Tabelle 1 sind die gemeldeten Ausspeiseleistungen und -mengen dargestellt. Die meisten Partner rechnen ab 2027 mit einem bis 2045 steigenden Wasserstoffbedarf. Gerade die Raffinerien der Gunvor und Bayernoil bestimmen den Wasserstoffbedarf im Cluster. Bei der Bedarfsmeldung der Stadtwerke Ingolstadt (SWI) handelt es sich um die eigene Einschätzung, wie sich die Wasserstoffabnahme aus ihren Versorgungsnetzen entwickeln wird. Eine Befragung der Anschlussnehmer ist hierzu noch nicht erfolgt. Die Bedarfsmeldung der Stadtwerke beinhaltet auch den Bedarf der Audi AG. Während die Stadtwerke Ingolstadt 2045 von einer 100-prozentigen Versorgung ihres Netzgebietes ausgeht, geht die Audi AG nur von einer 20 % Beimischung von Wasserstoff aus. Für die Audi AG gibt es für die Transformation des Gasbedarfes weitere Alternativen. Die Energienetze Bayern GmbH & Co. KG sieht die gemeldeten Bedarfe als Option für eine zukünftige Energieversorgung der genannten Netzabschnitte. Um diese Option zu ziehen, muss das vorgelagerte Netz den benötigten Wasserstoffbedarf zur Verfügung stellen. Nur dann ist es möglich, ihren Kunden weiterhin die notwendige Versorgungssicherheit, auch mit dem neuen Medium Wasserstoff zu garantieren. Sollte die benötigte Wasserstoffmenge noch nicht zur Verfügung stehen, würde daher die Versorgung übergangsweise weiterhin zunächst mit Erdgas erfolgen (ggf. mit einer Beimischung von Wasserstoff).

Tabelle 1: Gemeldete Ausspeiseleistungen und -menge der Konsortialpartner an den relevanten Standorten für die wichtigsten Jahre der H<sub>2</sub>-Clusterentwicklung

| Partner   | Standort                        | Ausspeisung | Einheit | 2024 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
|-----------|---------------------------------|-------------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Gunvor    | Kösching                        | Leistung    | MW      | 60   | 60   | 60   | 60   | 60   | 60   | 60   | 60   |
|           |                                 | Menge       | GWh     | 500  | 500  | 500  | 500  | 500  | 500  | 500  | 500  |
| Bayernoil | Neustadt                        | Leistung    | MW      | 0    | 90   | 130  | 360  | 550  | 870  | 870  | 870  |
|           |                                 | Menge       | GWh     | 0    | 330  | 470  | 2200 | 3500 | 5200 | 5700 | 6600 |
| SWI       | Ingolstadt mit Nachbargemeinden | Leistung    | MW      | 0    | 90   | 90   | 90   | 110  | 330  | 370  | 370  |
|           |                                 | Menge       | GWh     | 0    | 50   | 200  | 200  | 250  | 700  | 850  | 1000 |
| ENB       | Netzkoppelpunkt Münchsmünster   | Leistung    | MW      | 0    | 2    | 2    | 2    | 20   | 20   | 20   | 20   |
|           |                                 | Menge       | GWh     | 0    | 6    | 6    | 6    | 60   | 60   | 60   | 60   |
| ENB       | Netzkoppelpunkt Neustadt        | Leistung    | MW      | 0    | 3    | 3    | 3    | 30   | 30   | 30   | 30   |
|           |                                 | Menge       | GWh     | 0    | 10   | 10   | 10   | 100  | 100  | 100  | 100  |
| ENB       | Netzkoppelpunkt Freinhausen     | Leistung    | MW      | 0    | 0    | 0    | 0    | 10   | 10   | 10   | 10   |
|           |                                 | Menge       | GWh     | 0    | 0    | 0    | 0    | 20   | 20   | 20   | 20   |

Tabelle 2: Gemeldete Einspeiseleistungen und -menge der Konsortialpartner an den relevanten Standorten für die wichtigsten Jahre der H<sub>2</sub>-Clusterentwicklung

| Partner   | Standort  | Einspeisung | Einheit | 2024 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 |
|-----------|-----------|-------------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Gunvor    | Kösching  | Leistung    | MW      | 60   | 60   | 60   | 60   | 60   | 60   | 60   | 60   |
|           |           | Menge       | GWh     | 500  | 500  | 500  | 500  | 500  | 500  | 500  | 500  |
| Bayernoil | Vohburg   | Leistung    | MW      | 0    | 90   | 130  | 170  | 480  | 480  | 480  | 480  |
|           |           | Menge       | GWh     | 0    | 330  | 470  | 620  | 900  | 2000 | 2400 | 3400 |
| ENB       | Hohenwart | Leistung    | MW      | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0,2  | 0    | 0    | 0    | 0    |
|           |           | Menge       | GWh     | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0    | 0    | 0    | 0    |

Bei den in Tabelle 1 und Tabelle 2 dargestellten Daten handelt es sich um aufgerundete Maximalwerte der einzelnen Partner. Sie spiegeln die aktuellen Meldungen für die zukünftigen Bedarfe der Partner wieder und können sich durch unterschiedliche Entwicklungen in Zukunft verändern.

Auf der anderen Seite zeigen die gemeldeten Einspeiseleistungen und -mengen in

Tabelle 2 den zukünftigen Bedarf an zusätzlichem Wasserstoff. Das Cluster-Ingolstadt wird sich ausgehend von der momentanen Datenlage in Zukunft nicht autark mit Wasserstoff versorgen können. Hierfür bedarf es einer regionalen sowie überregionalen Wasserstoffinfrastruktur.

## 2.2 Netzmodellierung

---

Ausgehend von einem ersten regionalen Startnetz zwischen den großen Verbrauchern und Erzeugern von nachhaltigem Wasserstoff in der Industrie – hier die Raffinerien der Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH und Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH –, soll dieses Wasserstoffstartnetz durch den Anschluss weiterer Kunden und den überregionalen Anschluss an den European Hydrogen Backbone (2030) wachsen und gleichzeitig durch Umstellung des bestehenden Erdgasnetzes die Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung ermöglichen.

Die Umstellung der bestehenden Gasinfrastruktur zum Aufbau eines Wasserstoffnetzes und eine mögliche Infrastrukturentwicklung zum Anschluss an den European Hydrogen Backbone musste von den Netzbetreibern erarbeitet und geprüft werden. Hierbei galt es, eine klimaneutrale Energieversorgung für alle Verbraucher zu ermöglichen und gleichzeitig einen möglichst ressourcenschonenden sowie gesellschaftlich akzeptablen Netzaufbau bzw. -umbau zu garantieren. Die Versorgungsoptionen einzelner Kunden sind von den jeweiligen Rahmenbedingungen und den örtlichen Netzstrukturen abhängig.

Zur Konzipierung der vorgestellten Entwicklung des Wasserstoffclusters wurden mehrere Workshops mit den beteiligten Gasnetzbetreibern bayernets GmbH, Energienetze Bayern GmbH & Co. KG sowie den Stadtwerken Ingolstadt Netz GmbH unter Koordination der FfE abgehalten. Die Netzbetreiber verfolgten dabei zum Einen die Zielstellung eine wirtschaftlich zweckmäßige und sachgerechte Verbindung von Quellen und Senken zu prüfen sowie über die Anbindung an ein überregionales Wasserstofftransportnetz die zukünftige Wasserstoffversorgung in der Region Ingolstadt zu untersuchen. Basis der Prüfung soll eine negative Netzentwicklungsplanung sein, d.h. eine Prüfung welche Leitungen perspektivisch aus dem Erdgasbereich herausgenommen und auf Wasserstoff umgestellt werden könnten, ohne die Versorgungssicherheit auf Fernleitungsebene im Erdgasbereich zu erhalten. Da sich die Wasserstoffquellen und die Wasserstoffsenken an unterschiedlichen Standorten befinden und die regionale Wasserstoffherzeugung nicht für eine vollständige Bedarfsdeckung ausreichen würde, ist der Transport des benötigten Wasserstoffs über die Netze mehrerer Netzbetreiber erforderlich. Hierbei wurden die Umstellung verschiedener Leitungen sowie die Übergabe von Wasserstoff an den Netzkopplungspunkten (NKPs) betrachtet.

Abschließend wurde das Konzept mit Hilfe eines Modells der bayernets GmbH simuliert und auf eventuelle Schwachstellen geprüft. Hierbei wurden auf Basis der Datenabfrage (vgl. Kapitel 2.1) zeitlich aufgelöste Lastgänge sowie maximale Leistungsbedarfe von Erzeugern und Verbrauchern verwendet, um die Belastung des Netzes und somit einen konkreteren, notwendigen Ausbau genauer abschätzen zu können. Zentrales Ergebnis der Modellierung ist die benötigte Pipelineinfrastruktur. Hierbei ist es wichtig, einen effizienten Gastransport innerhalb des Clusters, unter Einhaltung aller erforderlichen technischen Parameter (z. B. Druck) an Netzkopplungs- und Anschlusspunkten, zu gewährleisten. Die Drücke an den Netzkopplungspunkten zu den jeweiligen Verteilnetzbetreibern (Energienetze Bayern GmbH & Co. KG und Stadtwerke Ingolstadt), ebenso wie an den Anschlusspunkten zu den Industriekunden konnten in der Simulation zu jedem Zeitpunkt bestätigt werden, sofern der hierfür nötige Druck in Höhe von mindestens 35 bar vom überregionalen Netz bereitgestellt wird. Das modellierte Netz kann dann durchgehend stabil betrieben werden. Um die nachgefragte Menge an Wasserstoff gewährleisten zu können und den Netzdruck zu jedem Zeitpunkt aufrecht zu erhalten, muss dem Cluster die Differenz aus regionalem Bedarf und regionaler Erzeugung durch Importe garantiert werden.

## 2.3 Ergebnis der Netzmodellierung

---

Nachfolgend wird die Entwicklung des Wasserstoffnetzes auf Basis der Netzmodellierung und anhand schematischer Karten bis zur letzten Ausbaustufe im Jahr 2045 erläutert und auf die einzelnen Details eingegangen. Die Leitungsdarstellungen auf den Karten, sowie die Positionierung der Standorte sollen lediglich die Vernetzung und die grundlegende Entwicklung darstellen. Sie sind nicht als reale Trassenverläufe oder Netzentwicklungskarten zu verstehen. Vereinfachend wurden nicht-relevante Erdgasleitungen in der Darstellung vernachlässigt.

Das Wasserstoffcluster Ingolstadt beginnt 2023 mit dem Start des Projektes „H2Direkt“ der Energie Südbayern GmbH, der Thüga AG und der Energienetze Bayern GmbH Co. KG, in Hohenwart. Hier soll in einem Pilotprojekt über 18 Monate demonstriert werden, dass mit geringen technischen Umrüstungen die bestehende Gasinfrastruktur weiterverwendet und auf 100 % Wasserstoff umgestellt werden kann. In diesem Feldtest werden zehn private Haushalte und ein Gewerbekunde mit Wärme aus Wasserstoff versorgt werden. Der Wasserstoff für das Pilotprojekt wird mittels Trailer angeliefert werden. H2Direkt ist Teil des TransHyDE-Projekts „Sichere Infrastruktur“ und wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert. Abbildung 2-1 zeigt den Ausbaustand des Wasserstoffnetzes im Jahr 2023. Bis auf die Belieferung des Projektes „H2Direkt“ über LKW-Trailer besteht in der gesamten Region weiterhin das ursprüngliche Erdgasnetz (graue Leitungen). Die Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH stellt als Wasserstoff-Erzeuger und -Verbraucher sowohl eine potentielle Senke als auch eine Quelle für Wasserstoff dar. Der derzeitige Bedarf an Wasserstoff der Raffinerie wird durch Eigenerzeugung gedeckt und soll mittelfristig auf grünen Wasserstoff umgestellt werden. Dafür wird ab 2024 ein Import-Bedarf an grünem Wasserstoff zur Substitution der Eigenerzeugung angesetzt. Gleichzeitig kann die Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH aus Kapazitäten ihrer Eigenerzeugung Wasserstoff auch für andere Verbraucher im Cluster bereitstellen. Die potentiellen Einspeisemengen hängen stark von den konkreten Bedarfen der Abnehmer und deren Anforderungen an die Qualität des Wasserstoffs entsprechend der deutschen regulatorischen Farbenlehre ab und können daher zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht konkret beziffert werden. Die Audi AG hat noch keine konkreten Pläne zur Verwendung von Wasserstoff festgesetzt. Um eine Annahme zu treffen, wurden hier 20 % des Erdgasverbrauchs in Form von Beimischung mit Wasserstoff angenommen. Generell will sich die Audi AG offenhalten, ob die Bereitstellung von Prozesswärme an ihrem Standort in Ingolstadt auf Wärmepumpen oder auf Wasserstoff umgerüstet wird. Einen zentralen Faktor bei dieser Entscheidung stellen die wirtschaftlichen Bedingungen dar. Da sowohl Mengen als auch Preise von nachhaltigem Wasserstoff ungewiss sind, können hier keine näheren Angaben gemacht werden. Die so entstehende Wasserstoffinfrastruktur kann nach Fertigstellung von allen interessierten Marktteilnehmern diskriminierungsfrei und unabhängig von der H<sub>2</sub>-Herkunft bzw. -Erzeugungsart genutzt werden, so dass H<sub>2</sub>-Erzeugungsanlagen und H<sub>2</sub>-Verbraucher effizient miteinander verbunden werden. Grundsätzlich bleibt das bestehende Erdgasnetz bis 2027 unverändert und es werden keine Umwidmungen oder Neubauten vorgenommen - Ausnahme bildet das Pilotprojekt „H2Direkt“ mit der lokal begrenzten Wasserstoffversorgung.

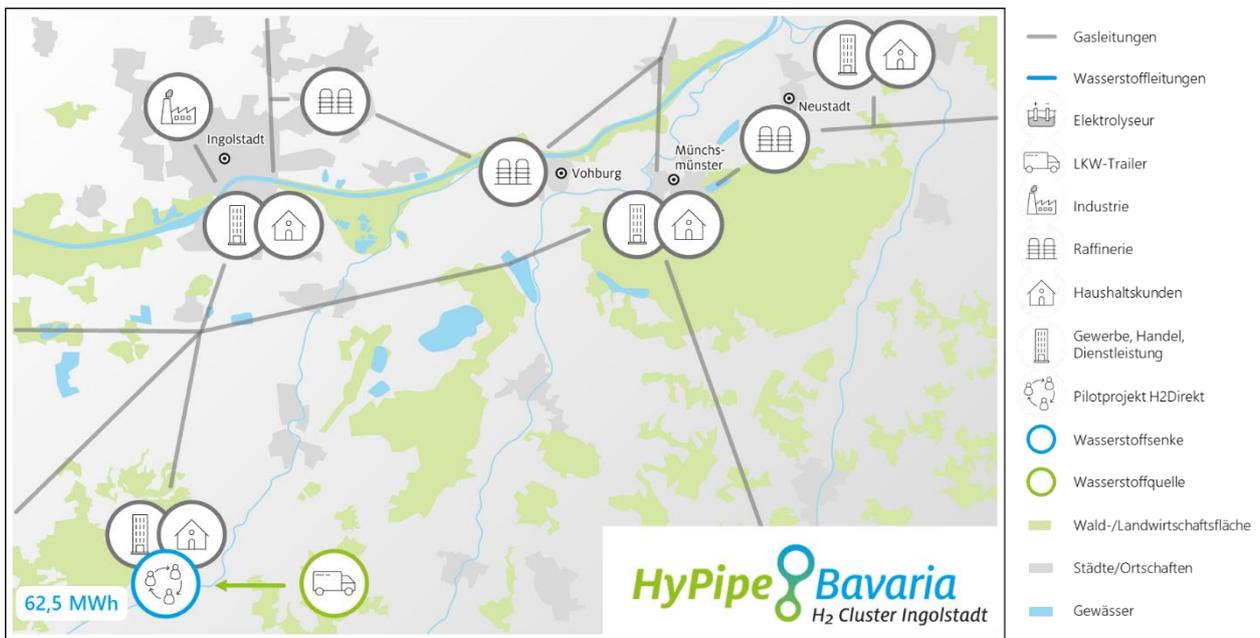


Abbildung 2-1: Schematische Darstellung des Ausgangspunktes zur Netzentwicklung im Jahr 2023. Zu sehen sind die zentralen Gasleitungen in Ingolstadt. Zusätzlich ist das Pilotprojekt der Energienetze Bayern GmbH & Co. KG in Hohenwart abgebildet.

Ab dem Jahr 2027 beginnt der Aufbau einer regionalen Wasserstoffinfrastruktur (vgl. Abbildung 2-2). Wie bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 veröffentlicht, plant die bayernets GmbH als Fernleitungsnetzbetreiber erste Leitungen zwischen den Industriestandorten Kösching, Vohburg und Neustadt zu einem Wasserstoffnetz umzustellen oder neuzubauen. In diesem Zuge möchten die Energienetze Bayern GmbH & Co. KG und Stadtwerke Ingolstadt als Verteilnetzbetreiber über die entsprechenden NKP in Ingolstadt, Münchsmünster und Neustadt a. d. Donau den Kunden in ihrem Gebiet, über eine Beimischung ins Erdgas, nachhaltigen Wasserstoff bereitstellen.

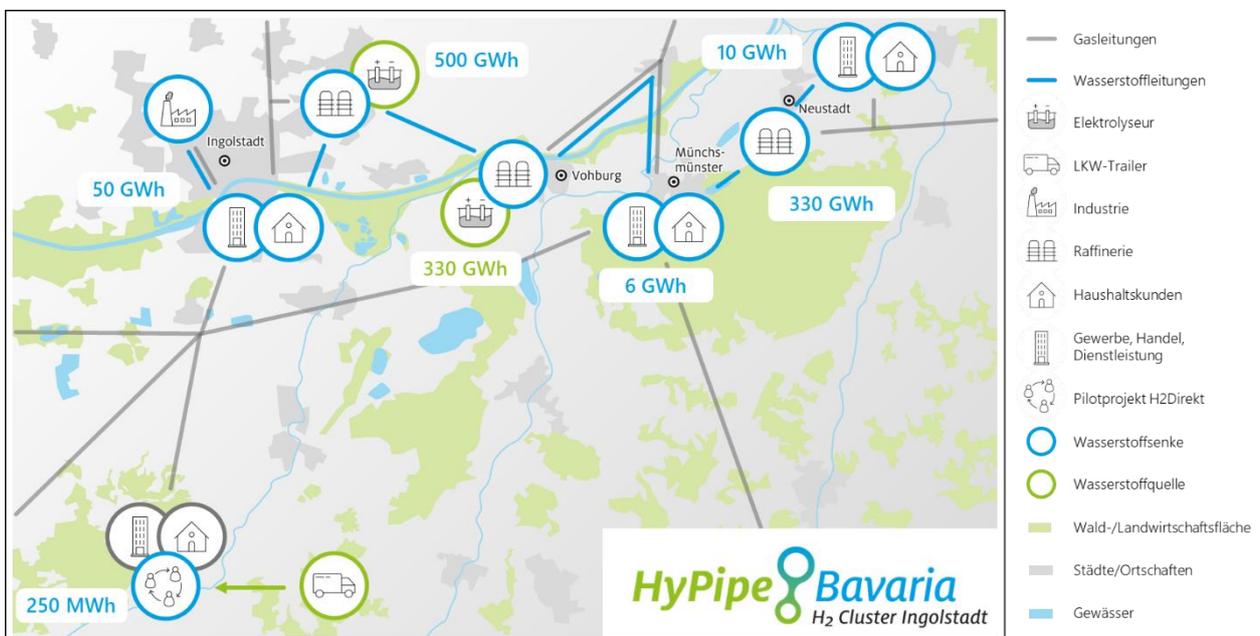


Abbildung 2-2 Erste Verbraucher und Erzeuger von nachhaltigem Wasserstoff im Cluster Ingolstadt im Jahr 2027.

Das Ziel ist es, frühzeitig die Verbraucher zu unterstützen und den CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch die Substitution des Erdgases zu reduzieren. Für den Aufbau des Systems bedarf es einiger Umwidmungen und einem Neubau zwischen den einzelnen Standorten. Der Verlauf der ersten Ausbaustufe des Wasserstoffnetzes im Jahr 2027 ist in

Abbildung 2-2 als hellblaue Linie dargestellt. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit der Verbraucher mit konventionellem Gas wird die Region auf Fernleitungsebene sowie in weiten Teilen auf Verteilnetzebene weiterhin mit Erdgas versorgt.

Während die Gunvor ihren potenziellen Bedarf bis 2029 konstant mit 506 GWh pro Jahr angibt, nehmen die beiden Verteilnetzbetreiber Energienetze Bayern GmbH & Co. KG und Stadtwerke Ingolstadt bis 2030 eine Wasserstoffbeimischung von 10 bzw. 20 % des Gesamtgasverbrauchs an den entsprechenden NKP an. Die Bayernoil geht in den Jahren 2027 und 2028 von einer Wasserstoffdeckung der beiden eigenen Standorte aus (Einspeisung in Vohburg gleich Ausspeisung in Neustadt). Ab 2029 übersteigt die Ausspeisung in Neustadt die Einspeisung in Vohburg und es wird zusätzlicher Wasserstoff aus dem Netz benötigt. Die zweite Ausbaustufe des Wasserstoffclusters und die Verbindung mit dem überregionalen Wasserstofftransportnetz bzw. Weiterführung aus dem Norden folgt ab 2030 (Abbildung 2-3). In diesem Zuge könnten die Versorgungsgebiete der Energienetze Bayern GmbH & Co. KG komplett an das Wasserstoffnetz angebunden und bei ausreichender Wasserstoffverfügbarkeit in enger Abstimmung mit dem jeweiligen vorgelagerten Netzbetreiber und den Kunden auf eine 100-prozentige Wasserstoffversorgung umgestellt werden. Grundsätzlich zeigt sich an den Bedarfsmeldungen der beteiligten Partner ab 2030 eine regionale Unterdeckung (mehr Verbrauch als Erzeugung) an Wasserstoff, die sich durch weitere industrielle Bedarfe in der Region erhöhen könnte. Zwar werden bereits vereinzelte Wasserstoffproduktionen (Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH, Vohburg und Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH) gemeldet, dennoch bedarf es enormer Anstrengungen die geforderten Wasserstoffmengen bereitzustellen. Diese regionale Unterdeckung gilt es durch den Anschluss an das überregionale Wasserstofftransportnetz und den überregionalen Bezug von nachhaltigem Wasserstoff zu decken sowie eine Versorgungssicherheit durch Diversifikation der Bezugsquellen aufzubauen.

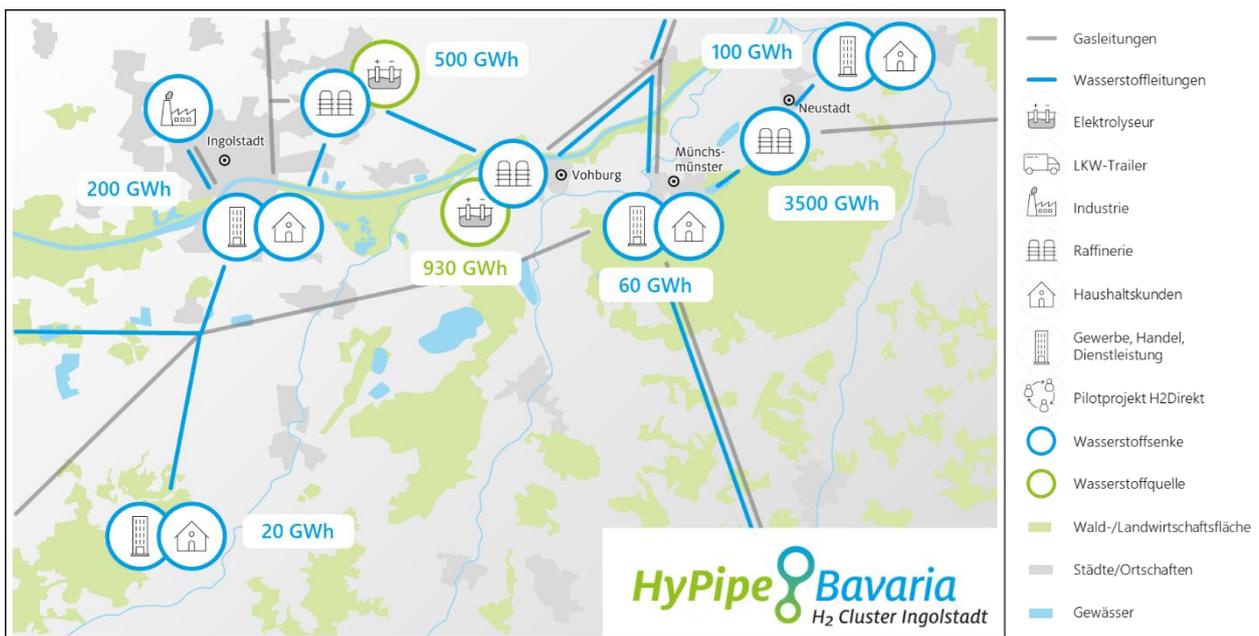


Abbildung 2-3 Abschätzung der notwendigen Netzentwicklung und der bestehenden Verbräuche/Produktion der Wasserstoffinfrastruktur im Jahr 2030 im Cluster Ingolstadt.

Die Wasserstoffbedarfe steigen bei den verbliebenen Verbrauchern (Energienetze Bayern GmbH & Co. KG bereits 100 % Wasserstoffeinsatz, sofern verfügbar) kontinuierlich bis zu einer 100-prozentigen Versorgung mit nachhaltigem Wasserstoff bzw. einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energieversorgung im Jahr 2045.

2045 markiert, gekoppelt an die nationalen Klimaschutzziele, den Abschluss der Cluster Entwicklung. Abbildung 2-4 zeigt hierzu den Ausbau der Infrastruktur. Für die Leistungsfähigkeit und die Versorgungssicherheit des aufgebauten Wasserstoffnetzes werden weitere Erdgasleitungen im Osten und Westen umgewidmet. Insgesamt

ergibt sich im gesamten Cluster 2045 eine Unterdeckung von ca. 4,5 TWh Wasserstoff. Es wird davon ausgegangen, dass diese Mengen durch regionale Erzeugung und den überregionalen Import gedeckt werden.

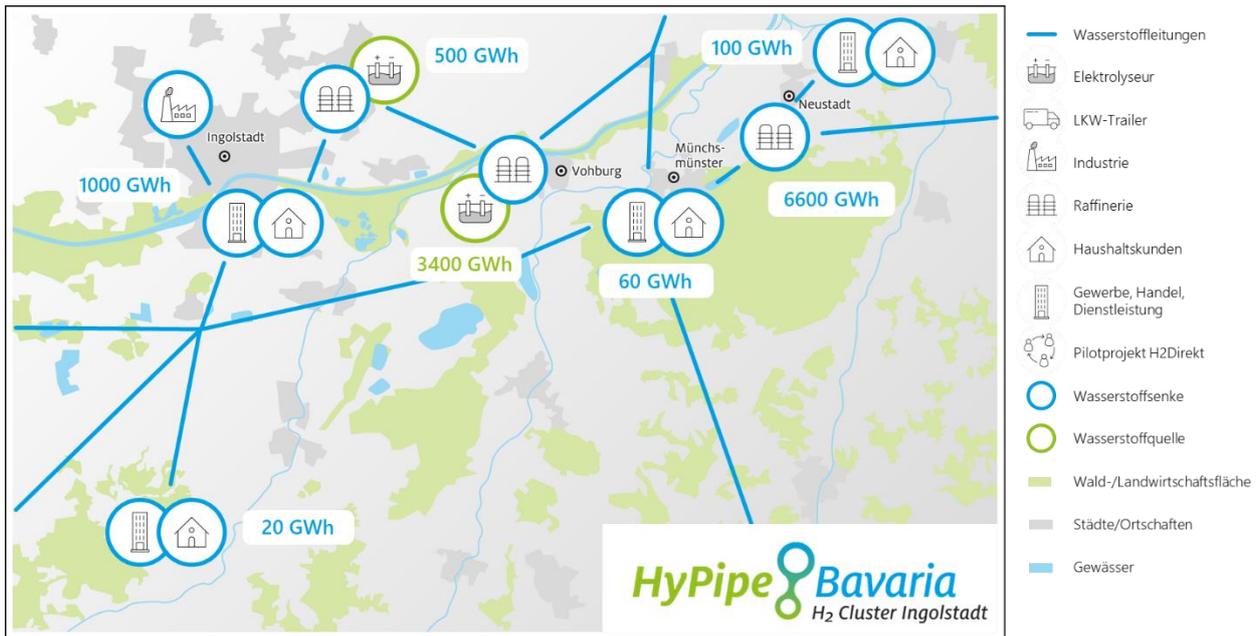


Abbildung 2-4 Finale Ausbaustufe des Wasserstoffclusters in Ingolstadt im Jahr 2045.

Zusammenfassend zeigt das Ausbaukonzept einen ressourcenschonenden Weg in die Wasserstoffzukunft der Region Ingolstadt. Die generelle Machbarkeit konnte durch die Netzmodellierung bestätigt werden und demonstriert, dass der parallele Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur mit gleichzeitiger Versorgungssicherheit durch bestehende Gasleitungen möglich ist. Als Herausforderung konnte im Rahmen der Datenabfrage die Unterdeckung des Wasserstoffbedarfs gesehen werden. Bis jetzt ist nicht konkret absehbar, aus welchen Quellen der enorme Bedarf an Wasserstoff für die Region kommen soll. Allerdings zeigen die Bedarfsmengen, dass ab 2024 mit einer lokalen Produktion begonnen und ab 2027 die Verbindungen zwischen den Verbrauchern durch ein regionales Wasserstoffstartnetz geschaffen werden könnte. Hierfür sind regulatorische und wirtschaftliche Voraussetzung notwendig (vgl. Kapitel 4).

# 3 Kostenabschätzung der Wasserstoffgestehung

Als Ergebnis der Bedarfsabfrage aller Konsortialpartner ergibt sich im Wasserstoff-Cluster eine stetig wachsende Unterdeckung von nachhaltigem Wasserstoff, welche durch bekannte regionale Produktionskapazitäten nicht gedeckt werden kann. Dies führt zu einem perspektivischen Bedarf an überregional importiertem nachhaltigen Wasserstoff, dessen Beschaffung mit entsprechenden Kosten verbunden ist. Diese Kosten gilt es mit den Kosten einer regionalen Erzeugung zu vergleichen und in einem frühen Stadium der Entwicklung die richtigen Rückschlüsse für das Cluster und das Konzept zu ziehen. Dabei setzt sich die Kostenschätzung für den importierten Wasserstoff aus den Erzeugungskosten und den Transportkosten zusammen. Für eine erste Indikation werden weitere Kosten, wie z.B. Netzentgelte vernachlässigt.

Aufbauend auf einer umfassenden Literaturrecherche werden die einzelnen Kosten für die europäischen Länder und ausgewählte Regionen weltweit untersucht. Hierbei wird ausschließlich die Produktion von gasförmigem, nachhaltigem Wasserstoff ( $\text{GH}_2$ ) mit Hilfe von erneuerbar erzeugtem Strom (überwiegend PV und Wind) und der Umwandlung durch die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) betrachtet. Zusätzlich werden Daten bezüglich (Rück-) Wandlung und Transport (Pipeline, Schiff, LKW) zu verflüssigtem Wasserstoff ( $\text{LH}_2$ ), den Derivaten Ammoniak ( $\text{NH}_3$ ) und Methanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ), sowie der Ein- und Auslagerung von Wasserstoff in flüssige, organische Wasserstoffträger (liquid organic hydrogen carrier, LOHC) erhoben. In einem umfassenden Vergleich sind die Anteile und entstehenden Summen der Produktions-, Wandlungs- und Transportkosten aufgeschlüsselt. Fehlende Werte können durch Erfahrungswerte und Experteneinschätzungen der FfE ergänzt werden. Wichtig ist hierbei zu erwähnen, dass bei solch einer vereinfachten Produktionskostenabschätzung keine politischen Rahmenbedingungen mitabgebildet werden können. Auch Marktmechanismen werden außen vor gelassen. Hierbei geht es lediglich darum, eine erste Indikation für die Abschätzung folgender Kosten vorzugeben, welche die „Basis“ der Wasserstoffkosten darstellen:

- Kosten der nachhaltigen Stromgestehung je nach Technologie (Photovoltaik und Wind)
- Technologiekosten der Wasserstofferzeugung (insbesondere Elektrolyse)
- Kompression des gasförmigen  $\text{H}_2$  zum Weitertransport
- (Rück-) Wandlung des  $\text{H}_2$  in flüssiger Form bzw. die untersuchten Derivate
- Transport des jeweiligen Energieträgers mit der korrespondierenden Technologie bis an den Zielort

Der Ansatz besteht somit aus einer Gestehungskostenberechnung, welche sich aus CAPEX und OPEX zusammensetzt. Diese werden anschließend annuitätisch auf einzelne Jahre heruntergebrochen.

Auf Basis eines von der FfE entwickelten Simulationsmodells können Gestehungskosten ( $\text{€/kgH}_2$ ) für gasförmigen Wasserstoff ( $\text{GH}_2$ ) in jedem Land der Welt berechnet werden /MAR-01 22P/. Die erhobenen Input-Daten stammen aus dem Jahr 2020. Anschließend werden die errechneten Gestehungskosten um einen länderspezifischen Risikoaufschlag ergänzt, um potenzielle Unsicherheiten in politisch instabilen Ländern für Investitionen mitzubewerten. Die zu erwartenden Kosten laut Literatur für das Jahr 2050 werden für die Jahre zwischen 2020 und 2050 interpoliert /FFE-113 20/, /IRENA-04 22/.

Ausgehend von den errechneten Gestehungskosten müssen anschließend die Kosten der potenziellen Wandlung in ein Derivat/ eine Verflüssigung oder die Konditionierung (Kompression von  $\text{GH}_2$ ), sowie die Kosten der korrespondierenden Transporttechnologie veranschlagt werden /FFE-19 22/, /UONS-01 21/. In Bezug auf die Wasserstoffderivate werden in allen Fällen zusätzlich Kosten für die Rückwandlung in gasförmigen Wasserstoff berücksichtigt, da diese Energieträgerform am Zielort nachgefragt wird. Die Wandlungen werden zentral vorgenommen, das bedeutet, dass gasförmiger Wasserstoff (falls notwendig) an einem Produktionsstandort in ein Derivat gewandelt und in dieser Form so weit wie möglich transportiert wird. Somit werden mehrfache Umwandlungen beim Wechseln der Transporttechnologie (z.B. Schiff  $\rightarrow$  LKW) vermieden. Lediglich bei

bestehendem Anschluss an den European Hydrogen Backbone wird die Wandlung am Anschlussort vorgenommen, um anschließend gasförmigen  $H_2$  in das Pipelinenetz einspeisen zu können, welcher dann nach Ingolstadt geliefert wird (Bsp:  $LH_2$  aus Australien wird in Ravenna in  $GH_2$  umgewandelt und dann via European Hydrogen Backbone nach Ingolstadt transportiert). Somit werden ausschließlich zentrale Wandlungen angenommen, welche am nächsten Anschlusspunkt des European Hydrogen Backbones oder spätestens in Ingolstadt vorgenommen werden.

Da es derzeit kein existierendes, internationales Wasserstofftransportnetz gibt, gelten nachfolgend beschriebene Modellierungsannahmen. Vom Startjahr 2020 – 2030 wird im Modell der gesamte Transport von Wasserstoff und seiner Derivate über LKW und Schiffe abgewickelt. Hierbei bringen Schiffe aus den Regionen Nord- und Südamerika, Australien, Mittlerer Osten, Nord-Afrika, Irland und dem Vereinigten Königreich die Ladung nach Ravenna oder Rotterdam. Von den Anlandehäfen folgt ein Weitertransport bis nach Ingolstadt via LKW. Der Transportweg über Land wird jeweils von einem generischen Zentrum nach Ingolstadt über das Straßennetz angenommen. Zur Ermittlung dieser Distanzen wird Google Maps verwendet. Die Schiffsrouten werden mit Hilfe von [seadistances.org](http://seadistances.org) errechnet /SDO-01 23/. Bei der Auswahl der Häfen wird nicht die kürzeste Route nach Europa gewählt, um einen realistischen Transportweg zu simulieren und Variationen abzudecken. Zusätzlich wird, soweit möglich, auf das Vorhandensein von LNG-Infrastruktur geachtet.

Ab dem Jahr 2030, mit der geplanten Fertigstellung der ersten Ausbaustufe des European Hydrogen Backbones, bis zu dessen Endausbau-Ziel 2040 wird der Transport von gasförmigem Wasserstoff über die Pipeline abgewickelt. Hierbei wird sich an den Anschlussplänen der Länder und Regionen des European Hydrogen Backbones orientiert. Falls dieser nur einen kleinen Teil eines angeschlossenen Landes durchdringt, werden zusätzliche generische Transportkosten für einen LKW-Inlandtransport bis zum Pipelinenetz aufgeschlagen, um die Abweichung von Produktions- und Einspeisungsstandpunkten abzudecken.

Ab 2040 erfolgt im Modell der innereuropäische Transport ausschließlich über das Pipelinenetzwerk des European Hydrogen Backbone. Das Netz aller Länder wird somit ab diesem Zeitpunkt als vollständig vom European Hydrogen Backbone erschlossen angenommen. Da der European Hydrogen Backbone teilweise bestehende Gaspipelines umwidmet und diese für das  $H_2$ -Netz verwendet, werden für eine detailliertere Nachbildung diese Leitungen mit Hilfe der Website [global-energy-monitor](http://global-energy-monitor) /GEM-01 23/ identifiziert und als Strecke für den Pipelinetransport im Berechnungstool verwendet. Ergänzt werden diese Distanzen durch Abschätzungen, wobei der European Hydrogen Backbone nachgezeichnet wird.

In Summe kann so eine Einschätzung zu den minimal anfallenden Kosten, bestehend aus Produktions-, Wandlungs-/ Konditionierungs- und korrespondierenden Transportkosten, gegeben werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-1 zusammengefasst dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden hier die europäischen Werte und die nicht europäischen zusammengefasst. Somit sind die gesamten Kostenberechnungen für Importe aus Europa und Übersee abgebildet. Beginnend mit gasförmigem Wasserstoff ist die deutlichste Reduktion über die Jahre ersichtlich. Die anfangs hohen Kosten sind vor allem mit dem teuren Transport (LKW) zu begründen, da die geringe volumetrische Energiedichte auch bei komprimiertem Wasserstoff noch vorhanden ist. Ab dem Jahr 2035 können hier jedoch die geringsten Kosten erreicht werden, da der Transport in Europa nun zum Großteil über den European Hydrogen Backbone erfolgt. Auch im Jahr 2045 stellt  $GH_2$ , produziert in Europa und verteilt über den European Hydrogen Backbone, die kostengünstigste Variante dar.

Die Kostenentwicklung von verflüssigtem Wasserstoff, Ammoniak und in LOHC eingelagertem  $H_2$  sind einander sehr ähnlich. Die Kostenspannen innerhalb Europas sind etwas größer als die von Übersee. Die europäischen Werte der drei Varianten liegen für die Jahre 2025 und 2035 auf einem ähnlichen Niveau. Im Jahr 2045 wird angenommen, dass innerhalb Europas nur noch  $GH_2$  produziert und über den European Hydrogen Backbone transportiert wird, da somit kosten- und energieintensive Wandlungen vermieden werden. Das bedeutet, dass Wasserstoffderivate nur noch aus Übersee bezogen werden. Hierbei ist im Jahr 2045 zu erkennen, dass das

geschätzte Kostenminimum der Derivate in etwa auf einem Level mit dem geschätzten Kostenmaximum von gasförmigem Wasserstoff liegt.

Methanol stellt eindeutig die teuerste Alternative dar. Auch hier können die Kosten über die Jahre deutlich gesenkt werden, jedoch nicht in gleichem Maße wie bei den restlichen Derivaten. Auch sind die Kostenspannen im Allgemeinen am größten. Hierbei ist zu beachten, dass es sich bei den betrachteten Alternativen um die am wenigsten ausgereifte Technologie handelt. Dies führt einerseits zu höheren Technologiekosten aufgrund fehlender/mangelnder Praxiserfahrung in großem Maßstab, andererseits zu Unsicherheiten der verwendeten Daten.

Abschließend kann gesagt werden, dass gasförmiger Wasserstoff auf lange Sicht die kostengünstigste Variante darstellt. Wandlungsanlagen werden nicht benötigt, sondern lediglich Kompressoren. Die Infrastruktur für den Gastransport kann angepasst und durch einige Neubauprojekte auf der Fernnetzebene ergänzt werden. Somit entsteht der geringste Kostenaufwand für die Infrastruktur und den Transport. Dies wiederum betont erneut die Wichtigkeit eines frühzeitigen Infrastrukturumbaus, um mit der Fertigstellung der ersten European Hydrogen Backbone Ausbaustufe auch Wasserstoff, der über das transeuropäische Netzwerk fließt, so kostengünstig wie möglich zum Verbraucher verteilen zu können und bis dahin regionale Verteilstrukturen nutzen zu können.

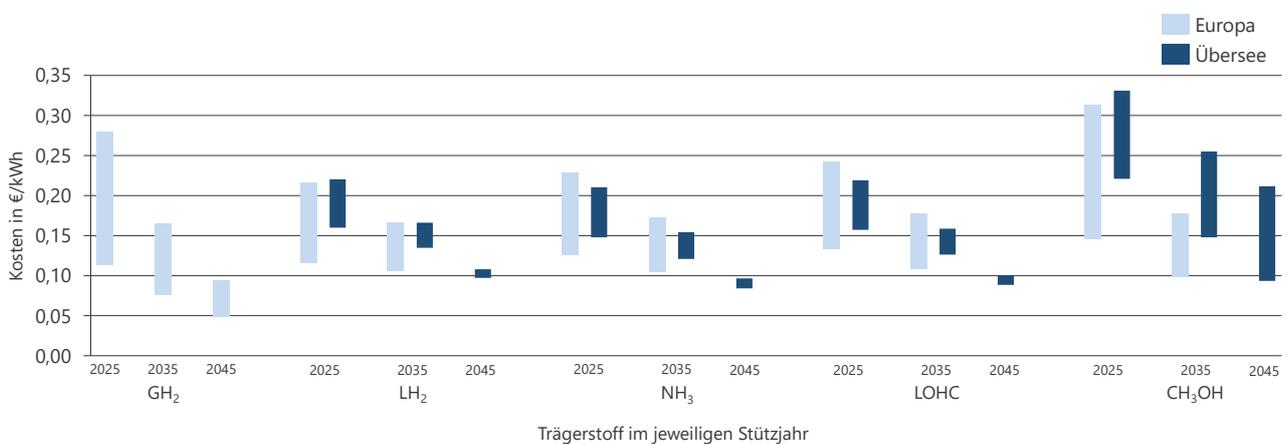


Abbildung 3-1 Abschätzung der Kostenkorridore, bestehend aus Gesteigungs-, Wandlungs- und Transportkosten für die Stützjahre 2025, 2035, 2045.

## 4 Zentrale Bausteine für eine erfolgreiche Umsetzung des Wasserstoffclusters Ingolstadt

Die dargestellten Ergebnisse des Projektes zeigen, dass eine nachhaltige Wasserstoffversorgung in der Region Ingolstadt machbar ist. Dennoch bleiben zur konkreten Umsetzung des Wasserstoff-Clusters einige Fragen offen. Für eine zielgerichtete politische Unterstützung des Vorhabens, wurden im Konsortium die bestehenden Hürden eines Wasserstoffinfrastrukturaufbaus aufgezeigt und zentrale Lösungsansätze für das Gelingen eines Umbaus ausgearbeitet. Im Rahmen eines Workshops konnten mehrere Hemmnisse identifiziert werden, welche den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur derzeit bremsen. Um möglichst schnell in eine erfolgreiche Umsetzung zu kommen, wurden Handlungsempfehlungen durch die Projektpartner ausgearbeitet, die im Folgenden erläutert werden.

Um die Ziele eines klimaneutralen Bayerns bis zum Jahr 2040 zu erreichen, ist in den kommenden Jahren ein schneller Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur notwendig. Derzeit fehlen sowohl gesetzliche als auch wirtschaftliche Sicherheit für entsprechende Investitionen. Eine erste Maßnahme hierfür wäre die politische Unterstützung zum Aufbau eines H<sub>2</sub>-Startnetzes in der Region Ingolstadt. Hier werden in Zukunft große Mengen an Wasserstoff benötigt, die zur Dekarbonisierung von industriellen Anwendungen und Prozessen notwendig sind. Diese Mengen können allerdings in der aktuellen Situation heute und voraussichtlich auch zukünftig nicht ausschließlich durch lokale Produktion gedeckt werden. (vgl. Kapitel 2). Sowohl der aktuelle Ausbau von Elektrolyseuren als auch der dafür notwendige Strom aus erneuerbaren Energien schreiten zu langsam voran und sind nur bedingt verfügbar. Dies führt mit der Zielvorgabe der Bayerischen Regierung, die Transformation hin zur Klimaneutralität bis 2040 abgeschlossen zu haben, dazu, dass die Region auf Importe angewiesen sein wird. Aus diesem Grund ist es unerlässlich sich um stabile Partnerschaften bzw. Abkommen mit Erzeugerländern zu bemühen, um eine frühzeitige Versorgungssicherheit in der Wasserstoffwirtschaft zu garantieren. Weiterführend werden, um lokal nachhaltigen Wasserstoff produzieren zu können, große Mengen an klimaneutralem Strom benötigt. Der rasche Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie erforderlichen Infrastruktur in der Region und in ganz Bayern ist somit unverzichtbar. So kann zum einen durch den Überschuss aus der Erneuerbaren Energieproduktion Wasserstoff hergestellt und über das Wasserstoff-Cluster an die Verbraucher verteilt werden. Zum anderen kann als positiver Nebeneffekt das Wasserstoffnetz als Zwischenspeicher für diese Überkapazitäten dienen und Überlastungen im Stromnetz vorbeugen.

Die Region benötigt nach der durchgeführten Abfrage große Mengen an nachhaltigem Wasserstoff, der über eine kosteneffiziente Transporttechnologie importiert werden muss. Wasserstoffträger wie z.B. Ammoniak, Methanol oder LOHC spielen in der Region Ingolstadt aufgrund ihrer spezifischen Kosten eine untergeordnete Rolle (vgl. Kapitel 3). Im Umkehrschluss bedeutet dies für die Region Ingolstadt, dass sie bis 2030 für den Anschluss an die erste Ausbaustufe des European Hydrogen Backbone bereit sein muss. Infolgedessen kann weiterhin garantiert werden, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Region trotz der Transformation zur Klimaneutralität aufrechterhalten wird.

Bisher fehlen konkrete Rahmenbedingungen der Politik für die Förderung des Aufbaus sowie Ausbaus einer lokalen Wasserstoffinfrastruktur. So ist z.B. die bestehende Infrastruktur ein wichtiger Bestandteil für die Transformation hin zu einem nachhaltigen Wasserstoffnetz. Die Weiterverwendung bestehender Leitungen und der Einbezug in die kommunale Wärmeplanung erhöhen die Akzeptanz in der Bevölkerung. Hierfür ist es notwendig, dass bestehende und stillgelegte Leitungssysteme ihre Konzessionen behalten und für eine mögliche Umrüstung auf Wasserstoff vorgehalten werden. Zusätzlich ist es wichtig, alle Kundengruppen beim Anschluss an ein Wasserstoffnetz auf Fern- und Verteilnetzebene zu berücksichtigen und einen diskriminierungsfreien Zugang zu ermöglichen. Die ausgearbeiteten Pläne zum H<sub>2</sub>-Cluster Ingolstadt bieten in Kombination mit der bereits

bestehenden und umwidmungsfähigen Gasinfrastruktur sowie den beteiligten Akteuren ein hervorragendes Potenzial zum Aufbau eines H<sub>2</sub>-Startnetzes in Bayern.

Die bestehende Infrastruktur ist als wichtiger und zentraler Baustein für die Transformation identifiziert worden. Die Weiterverwendung und Umwidmung bestehender sowie stillgelegter Leitungen verringert Investitionskosten und beschleunigt den Ausbau. Des Weiteren sollten Erdgas- und Wasserstoffnetze gemeinsam über die Fernleitungs- und Verteilernetzebene gedacht und geplant werden. Das bedeutet, dass ein einheitlicher und verpflichtender Netzplanungsprozess für Gasnetze (Wasserstoff und Methan) auf etablierten Verfahren aufbauen sollte. Dieser Regulierungsrahmen repräsentiert somit verlässliche Nutzungsbedingungen für alle Verbrauchergruppen, welchen ein diskriminierungsfreier Zugang ermöglicht werden muss. Sobald der politische Auftrag für das Wasserstoffstartnetz vorliegt und eine Lösung im Hinblick auf das Amortisationsrisiko für Wasserstoffleitungen in der Erlösregulierung umgesetzt ist, können die Netzbetreiber mit dem Netzaufbau beginnen und Netzkunden wirtschaftlich tragbare und einheitliche Netzentgelte insbesondere schon in der Markthochlaufphase ermöglichen.

Für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur benötigen alle betroffenen Akteure eine ausreichende Planungssicherheit, welche durch konkrete und langfristige Leitplanken der Politik gegeben werden kann. Konkret kann eine regulatorische Anerkennung der Investitionen von Netzbetreibern in H<sub>2</sub>-Readiness unterstützt werden. Essenziell ist hierbei, dass Verteilernetzbetreiber ebenso die Möglichkeit erhalten, ihre Netze auf Wasserstoff umzurüsten und die Anerkennung von nachhaltigem Wasserstoff als Dekarbonisierungsmaßnahme ermöglicht wird. Dies wird die Investitionssicherheit bei Erzeugern sowie Verbrauchern deutlich steigern und einen Investitionsschub in Wasserstofftechnologien bewirken. Voraussetzung hierfür ist seitens der Industrie die Verfügbarkeit von robusten Technologien sicherzustellen und Fachpersonal auszubilden, sowie seitens der Politik die gezielte CAPEX- und OPEX-Förderung, welche einen Anschub für die Umsetzung gewährleisten würde, zu implementieren.

## 5 Literatur

- FFE-113 20 Pichlmaier, Simon et al.: Integration of Renewable Energies through the Production of Hydrogen under Investigation of Disruptive Developments in Investment Costs: A Techno-economic Evaluation. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbh, 2020.
- FFE-19 22 Wendlinger, Christian et al.: Kostenbewertung von Wasserstofftransportoptionen als Basis für die modellgestützte Analyse der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur. München: FfE, 2022.
- GEM-01 23 <https://globalenergymonitor.org/projects/europe-gas-tracker/tracker-map/>, zuletzt aufgerufen am 01.03.2023
- IRENA-04 22 IRENA, Global Hydrogen Trade to meet the 1,5 degree C Climate Goal, Part III, Green Hydrogen Cost and Potential, 2022.
- MAR-01 22P Martínez Pérez, Miguel: Modelling of Global Levelized Cost of Hydrogen under Use of an Open-Source Modelling Environment. Masterarbeit. Herausgegeben durch Technische Universität München (TUM) - Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme (ENS): München, 2022.
- SDO-01 23 <https://sea-distances.org/>, zuletzt aufgerufen am 01.03.2023
- UONS-01 21 R. Daiyan, I. MacGill, R. Amal, S. Kara, K.F. Aguey-Zinsou, M.H. Khan, K. Polepalle, W. Rayward-Smith. (2021). The Case for an Australian Hydrogen Export Market to Germany: State of Play Version 1.0. UNSW Sydney, Australia. DOI: <http://doi.org/10.26190/35zd-8p21>

## 6 Anhang – Positionspapier

### **„HyPipe Bavaria / H2-Cluster Ingolstadt“: Handlungsempfehlungen im Rahmen des Projektes**

Ingolstadt, 08. März 2023. – Die Konsortialpartner Bayerngas GmbH, bayernets GmbH, BAYERNOIL Raffineriegesellschaft mbH, Energienetze Bayern GmbH & Co. KG, Gunvor Raffinerie Ingolstadt GmbH, Stadtwerke Ingolstadt Energie GmbH, Stadtwerke Ingolstadt Netze GmbH und die AUDI AG im Projekt HyPipe Bavaria H2-Cluster Ingolstadt konzipieren eine Wasserstoffinfrastruktur und eine mögliche weitere Wasserstoffnutzung in der Region Ingolstadt sowie den Anschluss an ein überregionales Wasserstoffnetz (European Hydrogen Backbone). Nachhaltiger Wasserstoff wird als ein wichtiger Bestandteil für die Dekarbonisierung der im Konsortium beteiligten Industrieunternehmen gesehen. Ein Wasserstoffnetzzugang bietet der Industrie, dem Gewerbe und den Haushalten in der Region die Möglichkeit einer klimaneutralen Energieversorgung. Um die Bayerischen Ziele „Klimaneutrales Bayern 2040“ zu erreichen, bedarf es einem deutlichen Anschlag der notwendigen Maßnahmen zum Ausbau der Infrastruktur sowie einer gesetzlichen und wirtschaftlichen Sicherheit für Investitionen in die entsprechenden Wasserstoffvorhaben. Das Konsortium hat im Folgenden die wichtigsten Eckpunkte für eine erfolgreiche Transformation zusammengefasst:

1. Politischer Auftrag für den Aufbau eines H2-Startnetzes in Bayern - Konkrete Unterstützung beim Aufbau einer H2-Infrastruktur in der Region Ingolstadt ist notwendig
2. Die Investitionssicherheit ist unabdingbar für den Aufbau einer H2-Infrastruktur - Robuste Rahmenbedingungen für Netzbetreiber, Erzeuger und Verbraucher schaffen
3. Zügiger Ausbau der Erneuerbaren Energieerzeugung in Deutschland und Bayern
4. Förderung der Transformation des Netzausbaus für alle Kundengruppen - Bestehende Netze als Basis für die Transformation nutzen
5. Gas- und Wasserstoffnetze müssen gemeinsam auf Fernleitungsnetz- und Verteilernetzebene gedacht werden - H2-Verbraucher benötigen langfristig planbare und tragbare Netzentgelte
6. Erfolgreiche Realisierung der erarbeiteten Konzepte des H2-Cluster Ingolstadts - Zusammen mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft in die Umsetzung kommen

Zur Erläuterung der Punkte folgen ausführliche Beschreibungen zu den notwendigen Maßnahmen für das H2-Cluster Ingolstadt.

#### **Politischer Auftrag für den Aufbau eines H2-Startnetzes in Bayern - Konkrete Unterstützung beim Aufbau einer H2-Infrastruktur in der Region Ingolstadt ist notwendig**

Für die Dekarbonisierung benötigt die Region Ingolstadt große Mengen an Wasserstoff, die vor allem mittel- bis langfristig nicht durch lokale Produktion gedeckt werden können. Die Lösung bietet der Anschluss an den für 2030 geplanten European Hydrogen Backbone und der Import aus überregionalen/internationalen Erzeugungsregionen. Für eine erfolgreiche Dekarbonisierung muss somit das H2-Cluster bis zum Jahr 2030 für die Nutzung des zukünftig verfügbaren Wasserstoffs bereit sein. Um dies zu erreichen ist es wichtig, durch konkrete Rahmenbedingungen der Politik den Aufbau und Ausbau einer lokalen Wasserstoffinfrastruktur sowie frühzeitig durch Abkommen mit Wasserstoffherzeugern oder entsprechenden Lieferländern die Versorgungssicherheit zu fördern. Dabei ist eine Beschleunigung bzw. Vereinfachung der Genehmigungsverfahren zum Ausbau der Netz- und Erzeugungsinfrastruktur ein essenzieller Bestandteil. Das H2-Cluster Ingolstadt bietet mit der bereits bestehenden Infrastruktur und den beteiligten Akteuren das Potenzial für ein H2-Startnetz in Bayern und ist bereit für den politischen Auftrag zur Umsetzung.

## **Die Investitionssicherheit ist unabdingbar für den Aufbau einer H2-Infrastruktur - Robuste Rahmenbedingungen für Netzbetreiber, Erzeuger und Verbraucher schaffen**

Für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in der Region Ingolstadt benötigen alle beteiligten Akteure ausreichende Planungssicherheit. Dazu braucht es konkrete und langfristige Rahmenbedingungen seitens der Politik. Die regulatorische Anerkennung von Investitionen der Netzbetreiber (NB) in H2-Readiness würde den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur unterstützen und beschleunigen. Für eine Deckung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs muss auch insbesondere den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit gegeben werden ihre Gasnetze auf Wasserstoff umzustellen und als Solche zu betreiben. Außerdem würde die Anerkennung von nachhaltigem Wasserstoff für Maßnahmen zur Dekarbonisierung die Investitionssicherheit bei Erzeugern sowie Verbrauchern deutlich steigern und einen Investitionsschub in Wasserstofftechnologien bewirken. Voraussetzung hierfür ist seitens der Industrie die Verfügbarkeit von robusten Technologien sicherzustellen und Fachpersonal auszubilden sowie seitens der Politik die gezielte CAPEX- und OPEX-Förderung, welche einen An Schub für die Umsetzung gewährleisten würde, zu implementieren.

## **Zügiger Ausbau der Erneuerbaren Energieerzeugung in Deutschland und Bayern**

Der Wasserstoffhochlauf in der Region Ingolstadt kann im ersten Schritt durch die regionale Wasserstoffproduktion begonnen werden. Mit dem Wasserstoffstartnetz kann der Wasserstoff dann zu den Verbrauchern transportiert werden. Hierzu ist es notwendig die Erneuerbaren Energien in der Region und in ganz Bayern massiv auszubauen, um nachhaltig Wasserstoff zu erzeugen. Zusätzlich bietet das Wasserstoffstartnetz so die Möglichkeit, das Stromnetz bei übermäßiger Einspeisung von erneuerbar erzeugtem Strom zu entlasten, indem die Energie in Form von Wasserstoff zwischengespeichert und direkt zu den Verbrauchern geleitet wird.

## **Förderung der Transformation des Netzausbaus für alle Kundengruppen - Bestehende Netze als Basis für die Transformation nutzen**

Bestehende Infrastruktur ist ein wichtiger Bestandteil für die Transformation hin zu einem Wasserstoffnetz. Die Weiterverwendung bestehender Leitungen und der Einbezug in die Kommunale Wärmeplanung erhöhen die Akzeptanz in der Bevölkerung. Hierfür ist es notwendig, dass bestehende und stillgelegte Erdgas-/Erdölleitungen ihre Konzessionen behalten und für eine mögliche Umrüstung auf Wasserstoff vorgehalten werden. Zusätzlich ist es wichtig alle Kundengruppen beim Anschluss an ein Wasserstoffnetz auf Fern- und Verteilnetzebene zu berücksichtigen und einen diskriminierungsfreien Zugang zu ermöglichen.

## **Erdgas- und Wasserstoffnetze müssen gemeinsam auf Fernleitungsnetz- und Verteilernetzebene gedacht werden - H2-Verbraucher benötigen langfristig planbare und tragbare Netzentgelte**

Die Einführung eines verbindlichen und integrierten Netzplanungsprozesses Gas (Wasserstoff und Methan) nach bewährtem Verfahren bildet die Basis für einen effizienten Wasserstoffnetzaufbau. Durch die Einführung eines konsistenten, einheitlichen und verpflichtenden Regulierungsrahmens für alle Betreiber eines Wasserstoffnetzes der öffentlichen Versorgung werden für die Netznutzer verlässliche Rahmenbedingungen geschaffen. Sobald der politische Auftrag für das Wasserstoffstartnetz vorliegt und eine Lösung im Hinblick auf das Amortisationsrisiko für Wasserstoffleitungen in der Erlösregulierung umgesetzt ist, können die Netzbetreiber mit dem Netzaufbau beginnen und Netzkunden wirtschaftlich tragbare Netzentgelte insbesondere schon in der Markthochlaufphase ermöglichen.

## **Erfolgreiche Realisierung der erarbeiteten Konzepte des H2-Cluster Ingolstadts - Zusammen mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft in die Umsetzung kommen**

Mit der richtigen Unterstützung durch die öffentliche Hand und das Miteinbeziehen der Gesellschaft ist eine erfolgreiche Dekarbonisierung Bayerns bis 2040 möglich. Dabei ist es wichtig die Rolle des Wasserstoffs in einer bayerischen Transformationsstrategie zur Klimaneutralität mit dem H2-Cluster Ingolstadt zu definieren. Ein Konzept für den Aufbau eines H2-Clusters in der Region Ingolstadt ist bereits erarbeitet worden und wir sind bereit gemeinsam mit der Politik und der Gesellschaft die Umsetzung zu starten.