



Studie

Wasserstoff in der Metropolregion Nürnberg

Analyse der Kompetenzen, Chancen und Herausforderungen

Dezember 2022

Im Auftrag der Stadt Nürnberg



Wirtschafts- und
Wissenschaftsreferat



ENERGIE
CAMPUS
NÜRNBERG

Wasserstoff in der Metropolregion Nürnberg – Analyse der Kompetenzen, Chancen und Herausforderungen

Eine Studie des Energie Campus Nürnberg im Auftrag des
Referats für Wirtschaft und Wissenschaft der Stadt Nürnberg

Autoren in alphabetischer Reihenfolge

Peter Bazan, FAU INF 7 ¹	Sebastian Kolb, FAU EVT	Simon Reichenwallner, ENERGIEregion
Nora Elhaus, FAU EVT ²	Thomas Kunz, ENERGIEregion ³	Karlheinz Ronge, FhG IIS ⁶
Jonathan Fellerer, FAU INF 7	Frank Opferkuch, THN ENE ⁴	Daniel Scharrer, FAU INF 7
Reinhard German, FAU INF 7	Alexander Pilz-Lansley, THN ENE	Tassilo Schuster, FhG IIS
Jürgen Karl, FAU EVT	Thomas Pircher, EnCN ⁵	Bastian Werner, THN ENE



Wirtschafts- und
Wissenschaftsreferat

Diese Studie wurde im Auftrag des Wissenschaftsreferats der Stadt Nürnberg für die Europäische Metropolregion Nürnberg in Auftrag gegeben und vom Energie Campus Nürnberg (EnCN) durchgeführt. Unter der Projektleitung des EnCN haben die Institutionen Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Technische Hochschule Nürnberg, das Fraunhofer-Institut für Integrierte Schaltungen IIS und die ENERGIEregion die Studie gemeinschaftlich erstellt.

Projektpartner



Ansprechpartner

Energie Campus Nürnberg, Dr. Thomas Pircher,
Fürther Straße 250, 90429 Nürnberg, thomas.pircher@fau.de

Disclaimer

Die Ergebnisse beruhen auf der Recherche des Standes der Technik anhand aktueller Literatur und teilweise auf subjektiven Einschätzungen und Beurteilungen der Autor:innen aufgrund deren Kenntnisse und Erfahrungen aus der Energietechnik und -wirtschaft, insbesondere der Wasserstofftechnologie. Die Beurteilung kann sicherlich von anderen Gutachtern anders eingeschätzt werden und die Bewertung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

¹ Lehrstuhl Informatik 7,
Technische Fakultät,
Friedrich-Alexander-Universität
Erlangen-Nürnberg
² Lehrstuhl für Energieverfahrens-
technik, Technische Fakultät,

Friedrich-Alexander-Universität
Erlangen-Nürnberg
³ ENERGIEregion Nürnberg e.V.
⁴ Kompetenzzentrum für Energietechnik,
Technische Hochschule Nürnberg

⁵ Geschäftsstelle Energie
Campus Nürnberg
⁶ Fraunhofer-Institut für
integrierte Schaltungen

Gliederung

Executive Summary	4
Executive Summary English	10
1 Einleitung	15
2 Ist-Situation	16
2.1 Hybrides Wertschöpfungsmodell für eine wasserstoffbasierte Wirtschaft	16
2.2 Wertschöpfungsketten der Wasserstoffwirtschaft in der Metropolregion	20
2.3 Vergleich zwischen den Metropolregionen	23
3 Potenzialanalyse	38
3.1 Marktentwicklung der Wasserstoffwirtschaft	38
3.2 Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff in der Metropolregion	45
3.3 Stationäre Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff in der Metropolregion	51
3.4 Bedarfs- und Versorgungsanalyse für den Sektor Mobilität und Logistik	81
3.5 Beschreibung der Rolle von Wasserstoff in der Sektorenkopplung	97
4 Chancen nutzen	145
4.1 SWOT-Analyse	145
4.2 Handlungsempfehlungen	148
5 Schlusswort	154
Literaturverzeichnis	155
Anhang	165
Akteursliste der Wasserstoff-Wirtschaft in der Metropolregion	165
Detaillierte Übersicht zu den Datensätzen aus Kapitel 3.5	169

Executive Summary

Wasserstoff in verschiedenen Formen wird bei der zukünftigen Energieversorgung eine wesentliche Rolle spielen, auch wenn der Anteil an der gesamten erzeugten Energiemenge wesentlich kleiner sein wird als der von elektrischer Energie. Grüner, aus erneuerbarer elektrischer Energie erzeugter, Wasserstoff bietet in zahlreichen Anwendungsfällen Vorteile gegenüber einer direkten Nutzung von elektrischer Energie. Hinzu kommt, dass Wasserstoff in vielen verfahrenstechnischen Prozessen entweder direkt oder in weiterverarbeiteter Form fossile Stoffe wie Kohle, Erdöl und Erdgas ersetzen wird. Wasserstoff stellt daher eine wichtige komplementäre Technologiekomponente dar, die zur Realisierung einer nachhaltigen Energiewende erforderlich ist. Auch die Europäische Metropolregion Nürnberg (EMN) wird von diesem grundlegenden Wandel betroffen sein und ist daran interessiert, für die aufstrebende Wasserstoffwirtschaft möglichst gut vorbereitet zu sein, um sowohl nachhaltige als auch wirtschaftliche Ziele zu erreichen. Die vorliegende Studie im Auftrag des Wirtschafts- und Wissenschaftsreferats der Stadt Nürnberg hat sich mit den Potenzialen der Wasserstoffwirtschaft in der Metropolregion Nürnberg beschäftigt.

Allgemein lässt sich die Wasserstoffwirtschaft in drei voneinander abgrenzbare Wertschöpfungsketten gliedern:

- **Energetische Wertschöpfungskette**
Erzeugung, Transport, Lagerung, Verteilung und direkte, energetische Verwertung von Wasserstoff
- **Produktbezogene Wertschöpfungskette**
Herstellung, Vertrieb und Dienstleistungen im Kontext von Produkten und Bauteilen für die Nutzung von Wasserstofftechnologien
- **Digitale Wertschöpfungskette**
Digitale Dienstleistungen, wie z.B. Simulationen, digitale Zwillinge, Condition Monitoring oder Predictive Maintenance, im Kontext der Nutzung von Wasserstofftechnologien

Innerhalb dieser Wertschöpfungsketten konnten in der Studie mithilfe multipler wissenschaftlicher Methoden wichtige Erkenntnisse für die weitere Gestaltung und Förderung der Wasserstoffwirtschaft in der EMN gewonnen werden. Die Potenziale für die EMN in der energetischen und produktbezogenen Wertschöpfungskette wurden szenarienbasiert (Konservativ, Basis, Optimistisch) bestimmt. Die wichtigsten Aussagen sind in diesem Executive Summary zusammengestellt.

Elektrolysepotenzial in der EMN besteht, sie wird jedoch keine Export- oder Großverbraucherregion.

Basierend auf der durchgeführten Simulationsstudie zeigt bereits ein Blick auf die reinen Jahresbilanzen, dass vermutlich nur in einem optimistischen Szenario ein Energieüberschuss in der EMN erreicht wird. In anderen Szenarien kann die EMN ihren Strombedarf zu kaum einem Zeitpunkt vollständig durch erneuerbare Stromerzeugung decken, so dass nur wenig Produktion von Wasserstoff durch erneuerbaren Strom erreicht werden kann. Dennoch gibt es auch hier Zeitpunkte, an denen genügend überschüssiger Strom vorhanden ist, um Elektrolyse zu betreiben und den Autarkiegrad zu erhöhen. Der kontinuierliche Betrieb eines Elektrolyseurs ist in diesen Szenarien in jedem Fall auf den Import von Energie angewiesen.

Die konkrete zeitliche Abhängigkeit von Erzeugung und Verbrauch wurde in der Studie simuliert. Hier wird die Wichtigkeit einer höher aufgelösten Simulation deutlich. Bei reiner Betrachtung der Jahresbilanzen kommt es im Szenario „Optimistisch“ im Jahr 2030 zu einer jahresbilanziellen Strommehrproduktion von 3,5 Terawattstunden (TWh). Die Simulation desselben Szenarios ergibt eine Mehrproduktion von 13,8 TWh. Die Ergebnisse zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen ein Mindestausbau an erneuerbarer Stromerzeugungsleistung notwendig ist, um die Potenziale lokaler Wasserstoffproduktion nutzen zu können. Gleichzeitig steigt der Bedarf und Nutzen von Stromspeichern, welche Erzeugung und Verbrauch synchronisieren. Im Jahr 2030 kann Elektrolyse erst im optimistischen Szenario signifikant betrieben werden. Die sich ergebenden Überschüsse treten unregelmäßig und in Spitzen auf. Es gibt immer wieder Phasen, in denen

selbst im optimistischen Szenario die eigene erneuerbare Stromerzeugung den Bedarf nicht decken kann und Strom importiert werden muss.

Die Simulation zeigt auch, dass der Ausbau mit dem Erzeugungspotenzial für Wasserstoff aus Überschüssen nicht linear skaliert. Im Gegensatz zu einer Wasserstofferzeugung im Jahr 2030 von 0,28 TWh im Basis-Szenario kann im optimistischen Szenario die 34,5-fache Menge von 9,63 TWh Wasserstoff erzeugt werden, wobei der Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung lediglich um das 3,4-fache steigt.

Im optimistischen Szenario 2050 erreicht die Elektrolyse bei erwartbarem Ausbau an Stromspeicherkapazität 2914 Betriebsstunden, was 33,3% des Jahres beträgt. Um die Betriebsstunden von Elektrolyseuren zu erhöhen, würde eine enorme Energiespeicherkapazität (z.B. durch Batteriespeicher) nötig werden, welche den Elektrolyseur über mehrere Tage mit Strom versorgt. Daher wäre der dauerhafte Betrieb von Elektrolyseanlagen in der EMN nur mit Stromimporten umsetzbar.

Der Vergleich mit anderen Metropolregionen bzgl. des Erzeugungspotenzials von Wasserstoff zeigt, dass die EMN aktuell im Mittelfeld positioniert ist, und vor allem die Regionen in Norddeutschland hier einen Standortvorteil haben. Aufgrund des zeitlich ungünstig verteilten Erzeugungspotenzials in der EMN und den nicht optimalen Voraussetzungen im Vergleich zu anderen Regionen wird sich in der EMN kein Wasserstoffexportmarkt entwickeln. Der Betrieb eines Elektrolyseurs in der EMN sollte für die Wettbewerbsfähigkeit immer in einer zusätzlichen Symbiose betrieben werden, z.B. durch die aktive Nutzung von Sekundärprodukten (Sauerstoff, Abwärme) aus der Elektrolyse. Da die Elektrolyse immer auf den Import von Strom angewiesen sein wird, ist davon auszugehen, dass die Produktionskosten im Vergleich zu anderen Metropolregionen höher sein werden.

In der Studie wurde neben dem Erzeugungspotenzial auch das Anwendungspotenzial untersucht. Aufgrund des Standortnachteils für die Wasserstofferzeugung wird eine Ansiedlung von Gewerbe mit hohem Wasserstoffbedarf nicht sehr wahrscheinlich sein, da der Wasserstoff aufwändig über eine entsprechende Infrastruktur importiert werden muss. Eine erzeugungsnahe Nutzung ist wahrscheinlicher. Im Vergleich der Metropolregionen zeigt sich, dass die EMN sich zusammen mit den Metropolregionen Frankfurt-Rhein-Main und Stuttgart den letzten Platz bzgl. der aktuellen Anwendung von Wasserstoff teilt. Aktuell gibt es keinen nennenswerten Absatzmarkt von Wasserstoff in der EMN. Dies stellt einen Startnachteil dar, da ohne Nachfrage die Entwicklung der Versorgung gehemmt ist oder später einsetzt. Dieser Nachteil kann jedoch durch eine aktive Förderung der Nachfrage oder andere Maßnahmen reduziert werden. Die Studie hat zudem die verschiedenen stationären und mobilen Anwendungsfelder untersucht, um das zukünftige Anwendungspotenzial zu identifizieren. Für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser zeigt die Analyse, dass die Wasserstofftechnologie nur bedingt geeignet ist. Im Vergleich zur Nutzung von Wärmepumpen oder der direkten Umsetzung von Strom in Wärme weist die Verwendung von Wasserstoff einen extrem schlechten Wirkungsgrad auf. So benötigt man mit Wasserstoff 17,5-mal so viel Energie als mit einem strombasierten Heizsystem (z.B. Wärmepumpe) zur Erzeugung von Wärme.

Wasserstoff wird in der EMN vor allem in spezifischen Prozesswärmeanwendungen eine Rolle spielen, bei denen die alleinige Nutzung von Strom ausscheidet. Dies betrifft vor allem Standorte der energieintensiven Industrie. In der EMN wird bis 2050 ein jährlicher Bedarf von ca. 1,5 TWh für Prozesse der Metall-, Glas- und Papierindustrie erwartet. Insgesamt wird ein jährlicher Wasserstoffbedarf von ca. 2,6 TWh für die Industrie prognostiziert.

Wasserstoff kann in der EMN zudem zur Langzeitspeicherung von Strom verwendet werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass Einschränkungen für den Betrieb der Elektrolyseure beachtet werden müssen. Grundsätzlich ist die Kombination aus PEM-Elektrolyse (zur Erzeugung von Wasserstoff) und Gas- und Dampfturbinenkombikraftwerken (zur Rückverstromung von Wasserstoff) möglich und sinnvoll. Als Erzeugungs- und Speicherstandorte eignen sich in der EMN vor allem die Orte, die symbiotische Wirkung zu anderen Anlagen aufweisen (z.B. erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, Anlagen mit Wasserstoff-/Sauerstoffbedarf etc.). Standorte sollten über ausreichend überschüssigen grünen Strom zur Wasserstofferzeugung verfügen. Standorte der energieintensiven Industrie eignen sich auf Grund der Abnehmerstruktur

besonders, da Transportwege entfallen. Bei Klärwerken kann die gleichzeitige Sauerstofferzeugung die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure verbessern. Des Weiteren können Elektrolyseure auch zur gezielten Entlastung von Stromnetzen genutzt werden.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Verkehrsstruktur in der EMN wurden zwei unterschiedliche Szenarien für eine künftige Entwicklung des Wasserstoffbedarfs im Mobilitätsbereich erstellt. Entsprechend zum technologischen Reifegrad von existierenden Wasserstofftechnologien für Antriebssysteme, sowie Trends bei der Entwicklung konkurrierender Technologien, wie rein batterieelektrischer Fahrzeuge, zeigt sich, dass schwere Nutzfahrzeuge das größte Anwendungspotenzial für Wasserstoff im Sektor Mobilität und Logistik haben. Die Datenbasis für die Analyse orientiert sich an den Daten des Energienutzungsplans (ENP) der EMN. Die dort angenommene Marktdurchdringung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen ist jedoch aus heutiger Sicht nicht mehr realistisch. Die Forschung und Entwicklung der Fahrzeughersteller bezüglich Wasserstoffantrieben wird bis 2030 keine Marktreife erreichen. Dennoch wurde der ENP als Basis für die Analysen verwendet. Diese hat ergeben, dass in der EMN bis 2030 bereits mehr als 2 Mio. Fahrten von schweren Nutzfahrzeugen mit Wasserstoffantrieb durchgeführt werden. Auf Basis dieser Zahlen und eines im Rahmen dieser Studie erstellten Modells zur Prognose des jährlichen Wasserstoffbedarfs für den Sektor Mobilität und Logistik in der EMN ergibt sich ein steigender Wasserstoffbedarf, der je nach Szenario jährlich bis zu 75.000 t betragen kann. Da dieser Bedarf nach dem ENP bereits 2030 und damit in naher Zukunft entstehen könnte, richtet sich hier das Augenmerk auf die dafür notwendige Logistik zur Versorgung.

Der Transport von Wasserstoff, z.B. mit Tankfahrzeugen über die Straße zu den Tankstellen, wird einen erheblichen Bedarf zur Errichtung einer Logistikinfrastruktur auslösen. So können für den Transport von bis zu 75.000 t druckgespeichertem Wasserstoff pro Jahr über die Straße mehr als 2.500 Transportfahrten mit schweren Nutzfahrzeugen erforderlich sein.

So zeigen die Ergebnisse, dass die EMN weder im stationären noch im mobilen Anwendungsbereich ein sehr großes Absatzpotenzial entwickeln wird. Es wird einen Bedarf an Wasserstoff als Energieträger in der EMN geben, jedoch wird dieser Markt eine untergeordnete Rolle spielen.

Die Ergebnisse legen dar, dass die Metropolregion nicht zu einem Wasserstoffexporteur und auch keinen großen Absatzmarkt für Wasserstoff entwickeln wird. Gleichzeitig zeigen aber die Simulationsergebnisse, dass es zwar möglich ist, dass die EMN bilanziell ihren eigenen Stromverbrauch decken könnte, jedoch weiterhin Stromimporte nötig sein werden. Es zeigt sich sogar, dass die Menge an Stromimporten in den meisten Szenarien steigen und sich selbst im optimistischen Fall nicht deutlich reduzieren wird. Nur unter der Bedingung eines enormen Ausbaus von Speicherkapazität ist maximal eine Halbierung der Stromimporte möglich.

Werden die Potenziale an erneuerbaren Energien, wie sie im Energienutzungsplan der EMN erfasst wurden, nicht umgesetzt, steigen die benötigten Stromimporte, trotz einer gesteigerten Erzeugung von ca. 330%, um 30% bis 88% an. Hieraus folgt, dass ein entschlossener Ausbau der erneuerbaren Energien entscheidend ist und in Zukunft ein Import und Export von Strom eine deutlich wichtigere Rolle einnehmen wird als der Import und Export von Wasserstoff.

EMN kann zu einem Innovationszentrum für die Entwicklung, Herstellung, Vertrieb und Export von spezifischen Wasserstoffschlüsseltechnologien werden.

Im Rahmen der Studie ließen sich in der Metropolregion Nürnberg 149 Schlüsselakteure in den unterschiedlichen Wertschöpfungsketten (energetische, produktbezogene und digitale) der Wasserstoffwirtschaft identifizieren. Ein Großteil dieser Schlüsselakteure ist der produktbezogenen Wertschöpfungskette zuzuordnen. Die beiden anderen Wertschöpfungsketten der Wasserstoffwirtschaft sind derzeit vergleichsweise schwach besetzt.

Innerhalb der produktbezogenen Wertschöpfungskette zeigt sich, dass die Unternehmen Gesamt-, Teilsysteme oder einzelne Komponenten für unterschiedliche Wasserstofftechnologien produzieren. Auf Basis der identifizierten Schlüsselakteure in der EMN kristallisieren sich drei regionale Kompetenzcluster für die produktbezogene Wertschöpfungskette heraus:

1. Gesamtsysteme und Bauteile von Elektrolyse-Anlagen
2. Gesamtsysteme für die Wasserstoff-Speicherung, insb. LOHC-Technologie
3. Gesamt-, Teilsysteme und Bauteile für stationäre und mobile Brennstoffzellen

Grundsätzlich besteht in allen drei Kompetenzclustern für die Metropolregion ein nachhaltiges Entwicklungspotenzial. Es wird jedoch empfohlen, sich auf die Stärkung der Cluster „Elektrolyse-Anlagen“ und „stationäre und mobile Brennstoffzellen“ zu konzentrieren, da hier die vertikalen Produktwertschöpfungsketten in der Metropolregion stärker ausgeprägt sind. Der Cluster „Wasserstoff-Speicherung“ hat zwar auch großes Potenzial, ist aber in Hinblick auf die Anzahl der aktiven Akteure kleiner und von den technologischen Ansätzen her zu breit aufgestellt, um mit konkreten Maßnahmen unterstützen zu können.

Für die Metropolregion wurde die Marktentwicklung für verschiedene Wirtschaftszweige prognostiziert und entsprechend dem erstellten Wertschöpfungsmodell kategorisiert. Es zeigt sich, dass die produktbezogene Wertschöpfung in der EMN einen Anteil von ca. 75 Prozent ausmachen und der Gesamtumsatz der Wasserstoffwertschöpfungsketten im Jahr 2030 bei 0,24 Mrd. Euro im konservativen und 0,97 Mrd. Euro im optimistischen Szenario betragen wird. Wie schon die energetische Betrachtung ergab, wird die Erzeugung und Anwendung von Wasserstoff in der EMN eine untergeordnete Rolle spielen.

Das Arbeitsplatzpotenzial wird für das Jahr 2030 im konservativen Szenario auf ca. 2.000 Arbeitsplätze im direkten und indirekten Wasserstoffkontext geschätzt. 87 Prozent werden im Bereich der produktbezogenen Wertschöpfungskette beschäftigt sein. Im optimistischen Szenario wird von ca. 8.300 Arbeitsplätzen im direkten und indirekten Wasserstoffumfeld ausgegangen. Für das Jahr 2050 werden 35.000 Arbeitsplätzen im konservativen Szenario und 157.000 Arbeitsplätze im optimistischen Szenario in der Wasserstoffwirtschaft erwartet.

Im Vergleich mit den anderen Metropolregionen zeigt sich, dass die EMN eine hohe Unternehmensansiedlung von wasserstofftechnologieassoziierten Unternehmen hat. Zudem verfügt die EMN über viele Unternehmen in verbundenen Wirtschaftszweigen, wie im Maschinenbau, der Automatisierungs- und Verfahrenstechnik oder der Industrial IoT-Industrie. Diese Unternehmen können ihre Kernkompetenzen sehr gut in die neue Anwendungsdomäne „Wasserstoff“ übertragen bzw. als komplementäre Technologien einbringen.

Die nicht vorhandene Nachfrage nach Wasserstoff und die unterrepräsentierte energetische Wertschöpfungskette, welche sich aus dem Metropolenvergleich erkennen lässt, stellt für den Aufbau eines Innovationsclusters/-zentrums innerhalb der produktbezogenen Wertschöpfungskette für die EMN einen Standortnachteil dar. Dieser Nachteil kann jedoch durch die Stärkung anderer Standortfaktoren kompensiert werden. Vor allem der Aufbau eines leistungsstarken Arbeitsmarktes (hohe Verfügbarkeit von gut ausgebildeten Fachkräften), einer vorteilhaften und wasserstoffaffinen Forschungslandschaft mit einem direkten Transfer von Forschungsergebnissen in die Industrie und begünstigte Rahmenbedingungen für die Unternehmenstätigkeit sind hierfür dienlich. Zudem wirkt sich die Stärke verbundener Industriezweige in der EMN, wie der Maschinenbau oder spezialisierte Anbieter von digitalen Lösungen, positiv auf die Standortbedingungen in der EMN aus.

Eine konkrete Maßnahme, um die Aktivitäten der Unternehmen bzgl. der Wasserstofftechnologie weiter zu stärken, ist eine aktive Vernetzung zwischen den verschiedenen Schlüsselakteuren in der Wasserstoffwirtschaft und in verbundenen Industriezweigen. Hierdurch können die bestehenden Kompetenz-Cluster in der Wasserstoffwirtschaft erweitert bzw. weiter ausgebaut werden. Zudem sind konkrete und systematische Fördermaßnahmen zum Technologietransfer des bestehenden Know-how aus den Hochschulen und Forschungseinrichtungen in die Unternehmen wichtig. Beide Aufgaben können durch eine auf die EMN-fokussierte Vernetzungsstelle gefördert und koordiniert werden. In diesem Kontext sind durch die Vernetzungsstelle sowohl die Erfassung der Akteure als auch die Erstellung einer Anbieter-Technologiedatenbank von einschlägigen und verbundenen Technologien für eine gezielte Vernetzung anzustreben.

Wasserstoff unterscheidet sich aufgrund seiner chemischen und physikalischen Eigenschaften von anderen üblichen Stoffen in der Verfahrenstechnik. Die Entwicklung, Produktion und der Betrieb von Wasserstoffkomponenten bedarf daher spezieller Kenntnisse und Fähigkeiten. Die bestehenden Unternehmen und deren

Mitarbeiter müssen bzgl. der Wasserstofftechnologie geschult und qualifiziert werden. Zudem müssen Fachkräfte mithilfe angepasster Studienprogramme ausgebildet werden. Hierzu braucht es neben der breiten Entwicklung der Technologiekompetenz eine umfassende Bildungsinitiative.

Eine entscheidende Rolle kann hier der Aufbau eines Wasserstoff-Wissenszentrums in der EMN einnehmen. Das Wissenszentrum bündelt das technologiespezifische Wissen und interagiert bzw. ergänzt die zentrale Vernetzungsstelle der EMN. Das Wissenszentrum soll entsprechende Programme zur Ausbildung von Mitarbeitern in den verschiedenen Bereichen anbieten und in Zusammenarbeit mit den Hochschulen und Universitäten wasserstoffspezifische Studien- und Qualifizierungsprogramme entwickeln. Die Erarbeitung dieses Wissens und anwendungsbezogene Erfahrungen lassen sich zudem fördern, indem Demonstratoren und Erprobungsanlagen zur Erzeugung, Verteilung und Anwendung von Wasserstoff in der EMN aufgebaut, gefördert und unterstützt werden. Diese Demonstratoren und Erprobungsanlagenstellen stellen eine zielgerichtete Alternative zur voraussichtlich eingeschränkten Verfügbarkeit solcher Systeme im Zuge der nachrangigen energetischen Wertschöpfungskette in der EMN dar.

EMN benötigt, trotz einer geringen Erzeugung und Nachfrage nach Wasserstoff, eine geeignete Versorgungsstruktur.

Auch wenn die Studie zu dem Schluss kommt, dass in der EMN die Erzeugung und die Anwendung von Wasserstoff eine untergeordnete Rolle spielen werden, so wird es dennoch Anwendungen geben, welche auf die Versorgung mit Wasserstoff angewiesen sind. Ohne eine bedarfsgerechte Infrastruktur werden bestimmte Wirtschaftsbereiche abwandern, welche auf die zukünftige Verfügbarkeit von Wasserstoff angewiesen sind.

Der Infrastruktur-Bedarf wird zu 40 bis 50 Prozent im Bereich der Mobilität vorzufinden sein. Ein bestimmender Faktor hierbei ist, dass in der EMN mehrere sehr wichtige Verkehrsrouten vorhanden sind, welche ohne entsprechende Versorgungsstruktur nicht wie bisher genutzt werden können. So wurde ein Bedarf von 55 Tankstellen in der Region prognostiziert, um den zukünftigen Bedarf an Wasserstoff im Mobilitätsbereich langfristig decken zu können.

Vor allem im optimistischen Szenario, in dem ein hoher Ausbau der erneuerbaren Energien, eine entsprechende Speicherkapazität und eine Reduktion des Privatverkehrs angenommen wird, werden sich die Potenziale zur eigenen Versorgung mit Wasserstoff ergeben. Dies stellt einen zusätzlichen Anreiz dar, um eine entsprechende - an die Anwendungspotenziale angepasste – Versorgungsstruktur in der Metropolregion zu entwickeln.

Ein klares Hemmnis für die Entwicklung ist die aktuell nicht vorhandene Nachfrage und der zukünftig vergleichsweise geringe Bedarf an Wasserstoff. Hierbei ist zu beachten, dass ohne ein Angebot an Wasserstoff sich auch kaum eine Nachfrage entwickeln wird, so lange Alternativen verfügbar sind. Großverbraucher in der Region nutzen aktuell vorwiegend Gas für ihre energieintensiven Wärmeprozesse. Eine frühzeitige Klärung, welche Derivate für welche Anwendung in Frage kommen, erleichtert den anwendungsorientierten Aufbau der Versorgungsinfrastrukturen. Eine zentrale Anlaufstelle für potenzielle Wasserstoffanwender und -versorger kann hierbei wichtige Informationen erheben und als Netzwerknotenpunkt agieren. Darüber hinaus müssen unabhängig von der Meldung der Anwender und Versorger die Standorte und Mengen von möglichen Quellen und Senken ermittelt werden, um eine langfristige Planung der Versorgung zu ermöglichen. Dabei müssen die unterschiedlichen Herstellungs-, Transport-, Speicherungs- und Anwendungsformen (u.a. Derivate) berücksichtigt werden. Hier zeigt sich zudem ein konkreter Forschungsbedarf. Es müssen Strukturen und Implementierungen entwickelt werden, welche eine effiziente Versorgung mit Wasserstoff und deren Infrastruktur in absatzschwachen Regionen sicherstellt.

Im Zusammenhang mit den Simulationen hat sich ein weiterer Aspekt in der Energieversorgung für die EMN ergeben. Es zeigt sich, dass selbst bei einem Ausbau der geplanten Speicherkapazität um den Faktor 10 diese nicht für eine Pufferung der Stromproduktionsspitzen ausreicht. Werden nun Elektrolyseure in der Region zur Pufferung von überschüssiger Energie genutzt, ermöglicht dies eine Reduktion der Stromimporte, mindert gleichzeitig aber das Potenzial, Wasserstoff für andere Anwendungen bereit zu stellen. Des Weiteren sind Elektrolyseure im Vergleich zu anderen Speichern deutlich komplexere Systeme und weisen aktuell noch

einen relativ schlechten Gesamtwirkungsgrad auf, bieten aber die Möglichkeit auch über einen längeren Zeitraum die Energie vorzuhalten. Dies zeigt einen konkreten Forschungsbedarf, um effizient Energieüberschussspitzen für die längerfristige Nutzung puffern zu können. Zudem müssen die Auswirkungen auf die Stromverteilung und die Netzsicherheit betrachtet werden. Ebenso ist eine Gesamtstrategie für die Auslegung und den Betrieb elektrischer Speicher im Zusammenspiel mit den Erneuerbaren und Wasserstoff zu untersuchen. Denkbar sind hier als Beispiel eine Erweiterung des Projekts EMN-SIM im Klimapakt2030+ oder der Aufbau eines Digital Twins der Wasserstoffströme in der Metropolregion.

Bezogen auf die Zeitschiene zeigt sich, dass der Aufbau einer umfassenden Wasserstoffwirtschaft im Allgemeinen ambitioniert ist. Zudem zeigen sich in der EMN weitere Aspekte, die Einfluss auf die Implementierung haben. Es muss sowohl von Seiten der Forschung, der Wirtschaft und der Behörden gemeinsam an der Umsetzung gearbeitet werden, um dies zu stemmen. Hierbei darf jedoch nie außer Acht gelassen werden, dass es in der Regel im Bereich der Anwendung bereits Alternativtechnologien gibt. Absehbar ist aktuell, dass auch die Wasserstofftechnologie keine allumfassende Lösung darstellen wird und anwendungsspezifisch geprüft werden muss, unter welchen Bedingungen diese Technologie die geeignetste ist.

Executive Summary English

Hydrogen in various forms will play an important role in future energy supply, although its share in the total quantity of energy produced will be much smaller than that of electrical energy. Green hydrogen, produced from renewable electrical energy, holds a number of advantages over the direct use of electricity. Furthermore, hydrogen will replace, either directly or in a processed form, fossil fuels like coal, petroleum and natural gas in many processes. Hydrogen is therefore an important supplementary technology component and is necessary for the implementation of a sustainable energy transition. The European Metropolitan Region Nuremberg (EMN) will also be affected by this fundamental change and is interested in being as well prepared as possible for the emergent hydrogen economy, so as to reach both sustainability and economic targets. This study on behalf of the Department of Economic Affairs and Science of the City of Nuremberg concerns the potential of the hydrogen economy in the Nuremberg metropolitan region.

In general, the hydrogen economy can be divided up into three identifiable value chains:

- **Energy value chain**
The production, transport, storage, distribution and direct utilisation of hydrogen for energy purposes
- **Product value chain**
Manufacturing, distribution and services in the context of products and components for the use of hydrogen technologies
- **Digital value chain**
Digital services such as simulations, digital twins, condition monitoring or predictive maintenance in the context of the use of hydrogen technologies

The study used multiple scientific methods to make important determinations the within these value chains for the further shaping and fostering of the hydrogen economy in the EMN. The potential for the EMN in the energy and product value chains was determined on a scenario basis (conservative, basic, optimistic). The most important findings are summarised in this executive summary.

There is potential for electrolysis in the EMN, but it will not become an exporting or bulk consumer region.

Based on the simulation study that was carried out, a look at the net annual balances alone shows that an energy surplus will probably only be achieved in the EMN in an optimistic scenario. In other scenarios, the EMN will hardly ever be able to fully cover its electricity requirement with renewable electricity production, so only limited production of hydrogen can be achieved through renewable electricity. Nevertheless, even in these scenarios there are times when enough surplus electricity is available to carry out electrolysis and increase the degree of self-sufficiency. Either way, the continuous operation of an electrolyser is reliant on importing energy in these scenarios.

The specific temporal dependency of production and consumption was simulated in the study. The importance of a higher resolution simulation is apparent here. In terms of the annual net balances, in the “optimistic” scenario an annual additional electricity production balance of 3.5 terawatt hours (TWh) is achieved in 2030. The simulation of the same scenario yields an additional production of 13.8 TWh. The results show that, under the assumptions made, a certain minimum development of renewable electricity production capacity is necessary to enable the potential of local hydrogen production to be exploited. At the same time, the requirement for and benefits of power stores that synchronise production and consumption increase. Only from 2030 will it be possible to significantly carry out electrolysis in the optimistic scenario. The resulting surpluses occur irregularly and in peaks. Phases keep occurring in which, even in the optimistic scenario, the EMN's own renewable electricity production cannot cover the demand and electricity has to be imported.

The simulation also shows that the development does not scale in a linear fashion with the production potential for hydrogen from surpluses. In contrast to hydrogen production in 2030 of 0.28 TWh in the basic scenario,

in the optimistic scenario 34.5 times that quantity of hydrogen, i.e. 9.63 TWh, can be produced, while the development of renewable electricity production only increases by a factor of 3.4.

In the optimistic scenario, in 2050 electrolysis reaches, with the expected increase in electricity storage capacity, 2,914 operating hours, which amounts to 33.3% of the year. To increase the operating hours of electrolyzers, huge energy storage capacity (e.g. through battery storage) that supplies the electrolyzers with electricity over several days would be required. Permanent operation of electrolysis plants in the EMN would therefore only be feasible with power imports.

Comparison with other metropolitan regions with regard to hydrogen production potential shows that the EMN is currently positioned in the middle range, and particularly the regions in northern Germany have an advantage in terms of location. Due to the unfavourable temporal distribution of production potential in the EMN and the less than optimal conditions compared to other regions, a hydrogen export market will not develop in the EMN. To ensure competitiveness, an electrolyser in the EMN should always be operated in additional symbiosis, e.g. through active use of secondary products (oxygen, waste heat) from electrolysis. Because electrolysis will always be reliant on importing electricity, it should be assumed that production costs will be higher compared to other metropolitan regions.

Besides the production potential, the study also examined the application potential. Due to the location's unfavourable conditions for hydrogen production, industries with a high hydrogen requirement are unlikely to move to the region, as the hydrogen has to be imported via appropriate infrastructure at high cost. Use near production sites is more probable. In a comparison of the metropolitan regions, the EMN comes in last along with the metropolitan regions of Frankfurt-Rhein-Main and Stuttgart with regard to the current use of hydrogen. There is currently no noteworthy sales market for hydrogen in the EMN. This constitutes an initial disadvantage, as without demand the development of supply will be restricted or delayed. However, this disadvantage can be reduced through active fostering of demand or other measures. The study also examined the different stationary and mobile application fields in order to identify future application potential. The analysis shows that hydrogen technology is of limited suitability for the provision of space heating and hot water. Compared to the use of heat pumps or direct conversion of electricity into heat, the use of hydrogen scores very badly in terms of efficiency. For example, hydrogen requires 17.5 times as much energy as an electricity-based heating system (e.g. heat pump) to produce heat.

In the EMN, hydrogen will play a role above all in specific process heating applications where the use of electricity alone is ruled out. This particularly concerns energy-intensive industrial facilities. In the EMN, up to 2050 an annual demand of approx. 1.5 TWh is expected for processes in the metal, glass and paper industries. In total, an annual hydrogen demand of approx. 2.6 TWh is forecast for industrial needs.

Hydrogen can also be used in the EMN for long-term storage of electricity. In this context, however, it should be noted that restrictions on the operation of electrolyzers have to be complied with. In principle, a combination of PEM electrolysis (for the production of hydrogen) and combined cycle power plants (for the reconversion of hydrogen) is possible and makes sense. In the EMN, the most suitable production and storage facilities are those with a symbiotic effect on other plants (e.g. renewable electricity production plants, plants with a requirement for hydrogen / oxygen etc.). Sites must have sufficient surplus green electricity for hydrogen production. Energy-intensive industrial facilities are particularly suitable due to the customer structure, as transport routes are not required. In the case of sewage treatment plants, simultaneous oxygen production can improve the economic efficiency of the electrolyzers. Furthermore, electrolyzers can also be used to ease the burden on power grids in a targeted manner.

Taking into account the current transport structure in the EMN, two different scenarios were prepared for the future development of hydrogen demand in the mobility sector. It turns out that according to the degree of technological maturity of existing hydrogen technologies for drive systems, as well as trends in the development of competing technologies, such as purely battery-electric vehicles, heavy goods vehicles have the greatest application potential for hydrogen in the mobility and logistics sector. The data pool for the analysis is based on data from EMN's Energy Utilisation Plan (EUP). However, the market penetration assumed in it

for hydrogen-powered vehicles is no longer realistic from today's perspective. Research and development by vehicle manufacturers with regard to hydrogen drives will not be ready for the market by 2030. Nevertheless, the EUP was used as a basis for the analyses, which showed that by 2030 more than 2 million journeys will have been carried out in the EMN by heavy goods vehicles with a hydrogen drive. On the basis of those figures and a model prepared within the framework of this study for forecasting the annual hydrogen demand for the mobility and logistics sector in the EMN, an increasing hydrogen demand is identified, which, depending on the scenario, may amount to 75,000 t per annum. Since, according to the EUP, this demand may already arise by 2030 and therefore in the near future, attention should be paid to the supply logistics necessary for this.

Transportation of hydrogen, for example with tankers by road to fuelling stations, will give rise to a considerable requirement for the construction of logistics infrastructure. For instance, for transporting up to 75,000 t of compressed hydrogen per annum by road, more than 2,500 transport journeys with heavy goods vehicles may be necessary.

The results therefore show that the EMN will not develop great sales potential in either the stationary or mobile application areas. There will be a demand for hydrogen as an energy source in the EMN, but that market will play a subordinate role.

The results show that the metropolitan region will not develop into a hydrogen exporter and will also not develop a large sales market for hydrogen. At the same time, however, the simulation results show that while it is possible that the EMN could cover its own power consumption, electricity imports will still be needed. In fact, it turns out that the volume of power imports will increase in most scenarios, and it will not significantly decrease even in the optimistic one. Only subject to a huge extension of storage capacity is, at most, a halving of electricity imports possible.

If the potential of renewable energies, as detailed in the EMN Energy Utilisation Plan, is not exploited, the required electricity imports will increase by 30% to 88%, despite an increase in production of approx. 330%. It follows that a concerted expansion of renewable energies will be decisive and importing and exporting of electricity will play a much more important role in the future than importing and exporting of hydrogen.

The EMN may become an innovation centre for the development, manufacture, distribution and export of specific key hydrogen technologies.

In the study, 149 key players in the different value chains (energy, product and digital) of the hydrogen economy can be identified in the Nuremberg metropolitan region. The majority of these key players are associated with the product value chain. The two other value chains of the hydrogen economy are currently relatively sparsely populated.

It was found that within the product value chain companies produce complete or partial systems or individual components for various hydrogen technologies. On the basis of the identified key players in the EMN, three regional competence clusters emerge for the product value chain:

4. Complete systems and components of electrolysis plants
5. Complete systems for hydrogen storage, particularly LOHC technology
6. Complete or partial systems and individual components for stationary and mobile fuel cells

As a rule, there is sustainable development potential in all three competence clusters for the metropolitan region. However, it is recommended to focus on strengthening the "electrolysis plants" and "stationary and mobile fuel cells" clusters, as here the vertical product value chains in the metropolitan region are more pronounced. Though the "hydrogen storage" cluster also has great potential, it is smaller with respect to the number of active players and too broadly based in terms of technological approaches to be able to provide support with specific measures.

For the metropolitan region, the market development for various branches of industry was forecast and categorised according to the created value-added model. Thus, the product-related added value in the EMN will

account for approx. 75% and the total revenues of the hydrogen value chains in 2030 will amount to €0.24 billion in the conservative scenario and €0.97 billion in the optimistic scenario. As the energy analysis has already shown, the production and use of hydrogen in the EMN will play a subordinate role.

Jobs potential for 2030 is estimated in the conservative scenario at approx. 2,000 jobs in the direct and indirect context of hydrogen. 87% will be employed in the area of the product value chain. In the optimistic scenario, approx. 8,300 jobs in the direct and indirect hydrogen environment are assumed. For 2050, 35,000 jobs are expected in the hydrogen economy in the conservative scenario and 157,000 jobs in the optimistic scenario.

Compared to the other metropolitan regions, the EMN has a high rate of companies associated with hydrogen technology relocating to the area. It also has many companies in related branches of industry, such as mechanical engineering, automation and process technology or the industrial IoT industry. These companies are well able to transfer their core competencies into the new application domain of “hydrogen” / contribute them as supplementary technologies.

The lack of demand for hydrogen and the under-represented energy value chain that emerges from the comparison of metropolitan areas constitutes a disadvantage for the EMN as a location in terms of setting up an innovation cluster/centre within the product value chain. However, this disadvantage can be compensated for by strengthening other location-related factors. Above all the establishment of an efficient labour market (high availability of well-trained workers), an advantageous, hydrogen-friendly research landscape with direct transfer of research results into industry and favourable framework conditions for business activities would be helpful here. The strength of related branches of industry in the EMN, such as mechanical engineering or specialised providers of digital solutions, also has a positive effect on conditions in the EMN as a location.

One concrete measure for further strengthening companies' activities with regard to hydrogen technology is active networking between the different key players in the hydrogen economy and in related branches of industry. The existing competence clusters in the hydrogen economy can thus be extended or further developed. Specific and systematic funding measures for technology transfer of existing know-how from universities and research institutions into companies are also important. Both tasks may be promoted and coordinated by a networking centre focused on the EMN. In this context, the networking centre should strive for both identifying players and creating a provider technology database of relevant and related technologies to enable targeted networking.

Hydrogen differs from other typical substances in process engineering due to its chemical and physical properties. The development, production and operation of hydrogen components therefore requires specific knowledge and skills. Existing companies and their employees must be trained and qualified in the field of hydrogen technology. Furthermore, qualified personnel must be trained with adapted study programmes. For that purpose, besides broad development of technology competence a comprehensive educational initiative is required.

The establishment of a hydrogen knowledge centre in the EMN could play a decisive role here. The knowledge centre will bundle technology-specific know-how and interact with / supplement the central networking centre of the EMN. The knowledge centre will offer appropriate programmes for training employees in the various areas and develop hydrogen-specific study and qualification programmes in cooperation with universities. The development of knowledge and application-related experience can also be fostered by setting up, funding and supporting demonstrators and testing centres for the production, distribution and use of hydrogen in the EMN. These demonstrators and testing centres are a focused alternative to the probably restricted availability of such systems along the subordinate energy value chain in the EMN.

The EMN needs a suitable supply structure, despite low production of and demand for hydrogen.

Even if the study concludes that the production and use of hydrogen will play a subordinate role in the EMN, there will nevertheless be applications that rely on a supply of hydrogen. Without adequate infrastructure, particular areas of industry that rely on future availability of hydrogen will move away.

The mobility sector will account for 40 to 50% of the demand for infrastructure. A decisive factor in this context is that there are several very important transport routes in the EMN, which it will not be possible to use as before without an appropriate supply structure. Thus, a requirement for 55 hydrogen fuelling stations in the region has been forecast to enable the future demand for hydrogen in the mobility sector to be covered in the long term.

Particularly in the optimistic scenario, in which high development of renewable energies, appropriate storage capacity and a reduction of private transport is assumed, potential for the region's own supply of hydrogen will arise. This is an additional incentive to develop an appropriate supply structure in the metropolitan region which is adapted to the application potential.

A clear obstacle to development is the current absence of demand and the comparatively low future requirement for hydrogen. It should be noted here that without a supply of hydrogen, demand too will develop little as long as alternatives are available. Bulk consumers in the region currently predominantly use gas for their energy-intensive heating processes. An early clarification as to which derivatives can be considered for which applications will facilitate application-oriented establishment of supply infrastructure. A central point of contact for potential hydrogen users and suppliers will be able to collect important information in this connection and act as a networking hub. Furthermore, independently of the registration of users and suppliers, the locations and quantities of possible sources and sinks must be determined, so as to enable long-term planning of supply. The various forms of production, transport, storage and application (including derivatives) must be taken into account here. There is also a need for more specific research in this regard. Structures and implementations must be developed that ensure efficient supply of hydrogen and infrastructure for it in regions with low sales.

In connection with the simulations, a further aspect of energy supply for the EMN was identified. It was found that even where planned storage capacity is extended by a factor of 10, it is insufficient to buffer electricity production peaks. If electrolyzers are used in the region to buffer surplus energy, this will enable a reduction of electricity imports. However, at the same time it will reduce the potential for providing hydrogen for other applications. Furthermore, compared to other storage facilities, electrolyzers are much more complex systems and currently still have a relatively low level of overall efficiency, although they offer the possibility to keep the energy available also over a longer period. This indicates that there is a specific need for research to enable energy surplus peaks to be buffered for long-term use. The effects on electricity distribution and grid security must also be considered. The overall strategy for the design and operation of electrical storage systems in conjunction with renewables and hydrogen must also be examined. For example, an extension of the EMN-SIM project in Klimapakt2030+ or the establishment of a digital twin for the hydrogen flows in the metropolitan region could be considered.

In view of the timeframe, it was found that the establishment of a comprehensive hydrogen economy should generally be considered ambitious. There are also further aspects in the EMN that affect implementation. Research, industry and the authorities must all work jointly on the implementation if it is to succeed. However, it must always be borne in mind that in principle there are already alternative technologies in the area of application. It is currently foreseeable that hydrogen technology too will not become an all-encompassing solution and it will have to be examined, with regard to specific applications, under what conditions that technology is the most suitable.

1 Einleitung

Zur Erreichung des Ziels, Wasserstoff als neuen Leitmarkt in Deutschland zu etablieren und Leitanbieter von Wasserstofftechnologien zu werden, sind enorme Anstrengungen seitens Politik und Wirtschaft gefragt. Denn Leitmarkt bedeutet, „grünen“ Wasserstoff langfristig zu einem bedeutenden neuen Wirtschaftssektor in Deutschland und Europa aufzubauen und als nachhaltigen Garanten für unseren zukünftigen Wohlstand zu verstehen. Dafür ist neben den milliardenschweren Förderprogrammen der Bundesregierung und den hohen Investitionen von Unternehmen in Wasserstofftechnologien auch die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen auf regionaler Ebene erforderlich.

In diesem Kontext stellen sich die Fragen, wie sich die Europäische Metropolregion Nürnberg (EMN) positionieren kann und welche Potenziale bzgl. Anwendung und Technologieunterstützung die Metropolregion besitzt. Die Etablierung der Wertschöpfungsketten im Bereich Wasserstoff bedarf einer entsprechenden Ausrichtung von Maßnahmen zur Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen. Ziel der Studie ist die Analyse der Potenziale, deren Rahmenbedingungen und die Ableitung konkreter Handlungsempfehlungen für die Metropolregion Nürnberg. Konkret sollen folgende Fragen beantwortet werden:

- Teil I: Ist-Situation
 - **Wasserstoff als Wirtschaftsfaktor für die produzierende Industrie in der Region**
Welche Unternehmen und weiteren Akteure sind bereits im Bereich Wasserstoff in der Europäischen Metropolregion Nürnberg aktiv, wie lassen sich diese charakterisieren und welche Stellung nehmen diese in der Wertschöpfungskette ein?
 - **Benchmark von Wasserstoffregionen**
Welche Stellung nimmt die Europäische Metropolregion Nürnberg im Vergleich zu anderen Europäischen Metropolregionen in Deutschland im Bereich Wasserstoff ein? Welche Schwächen und Stärken zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft sind im Vergleich zu anderen Europäischen Metropolregionen vorhanden?
- Teil II: Potenzialanalyse
 - **Potenziale für die Wirtschaft in der Region**
Welche Markt- und Beschäftigungspotenziale in der Wasserstoffwirtschaft lassen sich in der EMN realisieren?
 - **Potenzial von Wasserstoff in der regionalen Anwendung**
Welche Szenarien für Bedarfe und Quellen für einen regionalen Energieaustausch auf Basis von grünem Wasserstoff gibt es?
- Teil III: Chancen nutzen
 - **Maßnahmenempfehlungen**
Welche Rahmenbedingungen sollten für eine wasserstoffbasierte Wirtschaft in der Europäischen Metropolregion Nürnberg geschaffen werden bzw. wie können ansässige Unternehmen in ihrem Vorhaben, sich als Leitanbieter von Wasserstofftechnologien zu etablieren, unterstützt werden? Welche konkreten und umsetzbaren Maßnahmen für die Wirtschaftsförderung lassen sich ableiten?

2 Ist-Situation

2.1 Hybrides Wertschöpfungsmodell für eine wasserstoffbasierte Wirtschaft

Mit enormen Forschungsprogrammen treibt die deutsche Bundesregierung den Hochlauf der deutschen Wasserstoffwirtschaft voran und stellt die Weichen für ein neues wasserstoffbasiertes Wirtschaftssystem, in dem Europa und Deutschland eine Vorreiterrolle einnehmen sollen. Die Herausforderungen und der globale Wettbewerb sind groß und verlangen einen beschleunigten Markthochlauf, bei dem keinesfalls eine Fokussierung auf einzelne Teilbereiche der Wasserstoffwirtschaft gelegt werden kann, sondern sämtliche Wertschöpfungs-bereiche der Wasserstoffwirtschaft mitgedacht werden müssen. Die Wasserstoffwirtschaft umfasst dabei drei Wertschöpfungsdimensionen:

1. Die **energetische Wertschöpfungskette**, die bei der Energieerzeugung beginnt, sich über die Herstellung von Wasserstoff sowie dessen Speicherung und Verteilung bis hin zur vielseitigen Anwendung von Wasserstoff in Industrie, Verkehr und Gebäuden erstreckt.
2. Eine **produktbezogene Wertschöpfungskette**, welche die Herstellung einzelner Bauteile und Komponente, die Fertigung von Baugruppen und Teilsystemen sowie die Produktion kompletter Systeme umfasst.
3. Sowie eine **digitale Wertschöpfungskette**, in welcher Daten aus der physischen Welt der Wasserstoffwirtschaft gesammelt, transferiert, ausgewertet und monetarisiert werden.

Um diese Wertschöpfungsdimensionen herum, positionieren sich weitere Akteure im Ökosystem, wie Forschungseinrichtungen, Verbände, Netzwerke und öffentliche Träger, die verschiedenartige Aktivitäten wahrnehmen und ebenfalls einen wichtigen Beitrag zur Realisierung eines wasserstoffbasierten Wirtschaftssystems leisten. Diese drei Wertschöpfungsdimensionen und die erweiterten Ökosystempartner tragen dazu bei, dass aus der ambitionierten Vision eines wasserstoffbasierten Wirtschaftssystems Wirklichkeit werden kann. Abbildung 1 gibt eine Übersicht über die unterschiedlichen Dimensionen des Wertschöpfungsmodells.

Forschungseinrichtungen
Verbände, Netzwerke
Kommunen (öffentl. Träger)

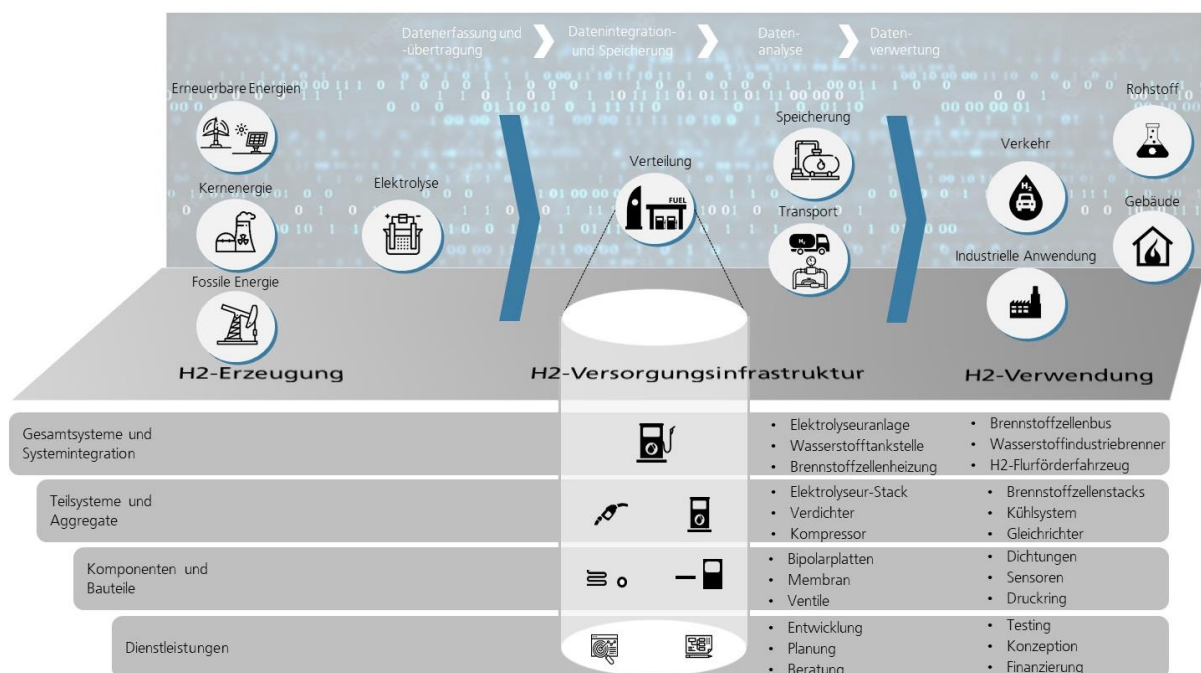


Abbildung 1: Hybrides Wertschöpfungsmodell

2.1.1 Energetische Wertschöpfungskette der Wasserstoffwirtschaft

Die Wertschöpfungsaktivitäten in der energetischen Wertschöpfungskette lassen sich in die drei großen Bereiche unterteilen:

1. H₂-Erzeugung

Innerhalb des Bereichs H₂-Erzeugung werden alle Aktivitäten subsumiert, die mit der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen (z. B. Wind, Sonne, Biomasse) und konventionellen Energiequellen (z.B. Kohle, Erdöl, Erdgas), alle Aktivitäten zur Übertragung von Strom sowie Aktivitäten zur Herstellung von Wasserstoff mithilfe unterschiedlicher Herstellungsverfahren (z.B. Elektrolyse, Dampfreformierung, photokatalytischer Verfahren, thermochemischer Verfahren, etc.) in Verbindung stehen. Zu diesem Bereich zählen somit Betreiber von Wind- und Solarparks, Betreiber von Kraftwerken, Stromversorgungsunternehmen, Stadtwerke, Übertragungsnetzbetreiber sowie Betreiber von Elektrolyseanlagen.

2. H₂-Versorgungsinfrastruktur

Zum Bereich H₂-Versorgungsinfrastruktur werden Unternehmen gezählt, die Aktivitäten zur Speicherung, Verteilung und zum Transport von Wasserstoff ausführen. Hierunter fallen einerseits Lieferanten von industriellen Gasen, Gasspeicherunternehmen, Gasfernleitungsnetzbetreiber, Gasverteilnetzbetreiber sowie Betreiber von Wasserstoff-Tankstellen.

3. H₂-Verwendung

Zum Bereich H₂-Verwendung zählen schließlich alle Unternehmen, die Wasserstoff in unterschiedlicher Weise verbrauchen bzw. einsetzen. Hierbei können die vier Teilbereiche „Verkehr“, „industrielle Anwendung“, „Rohstoffe“ und „Gebäude“ unterschieden werden. Zum Teilbereich „Verkehr“ zählen Unternehmen im Mobilitätsbereich, wie bspw. Logistikdienstleister, Reederei-Unternehmen und Verkehrsunternehmen, die Wasserstoff für den Betrieb von PKWs, LKWs, Bussen, Flurförderfahrzeugen, Schiffen, Flugzeugen und Zügen nutzen. Der zweite Teilbereich umfasst sämtliche „industrielle Anwendungen“ von Wasserstoff im Produktionsprozess. Wasserstoff wird hierbei vor allem in Unternehmen der energieintensiven Industrie, wie in der Stahl-, Zement- und Glasindustrie, zur Dekarbonisierung von nicht- bzw. schwer elektrifizierbaren Prozessen eingesetzt. Bspw. werden gegenwärtig für Industriebrenner, Hoch- und Drehöfen zumeist Kohle oder Erdgas für die Energieversorgung genutzt, welche zukünftig zunehmend auf Wasserstoff umgestellt werden könnten. In der chemischen Industrie und Düngemittelindustrie kommt Wasserstoff vor allem als Rohstoff zum Einsatz, bspw. zur Herstellung von Stickstoffdünger, in Erdölraffinerien zur Raffinierung von Mineralöl oder bei der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen. Somit umfasst der dritte Teilbereich „Rohstoffe“ Unternehmen, wie Raffinerien, Chemie-Unternehmen oder Düngemittelhersteller. Schließlich eröffnet die Speicherung und Rückverstromung von Wasserstoff mittels umgekehrter Elektrolyse auch Potenziale für den Wärme- und Heizungssektor. Die Umwandlung von Wasserstoff in Energie erzeugt neben Wasser auch große Mengen an Wärme. Diese kann perspektivisch zum Heizen von Gebäuden genutzt werden. Insbesondere ältere Bestandsimmobilien, welche nicht auf Wärmepumpenheizungen umgestellt werden können, lassen sich mit den vorhandenen Gasleitungen für eine Beheizung mit Wasserstoff umrüsten. Auch Anlagen zur Wärmeerzeugung im Fern- und Nahwärmenetz könnte zukünftig mit grünem Wasserstoff klimaneutral erfolgen. Zu diesem Teilbereich zählen somit Unternehmen wie, Immobilienunternehmen, Stadt-Quartier-Betreiber und Nahwärmenetzbetreiber.

2.1.2 Produktbezogene Wertschöpfungskette der Wasserstoffwirtschaft

Die produktbezogene Wertschöpfungskette der Wasserstoffwirtschaft umfasst alle notwendigen vorgelagerten Produkte und Dienstleistungen, die in der energetischen Wertschöpfungskette zum Einsatz kommen. Hierzu zählen Module und Systeme, Komponenten und Bauteile zur Erzeugung von erneuerbaren Energien, zur Übertragung von Strom, zur Herstellung, Speicherung und zum Transport von Wasserstoff bis zur Nutzung des Wasserstoffs.

Unternehmen der produktbezogenen Wertschöpfungskette lassen sich dementsprechend nicht nur in die drei Bereiche der energetischen Wertschöpfungskette H₂-Erzeugung, H₂-Versorgungsinfrastruktur und H₂-Anwendung einteilen, sondern auch in Abhängigkeit der Wertschöpfungstiefe. Hierbei lassen sich somit Hersteller von Gesamtsystemen und Systemintegratoren, Produzenten von Teilsystemen und Aggregaten sowie Hersteller von Komponenten und Bauteilen unterscheiden. Zudem gibt es eine Vielzahl von Dienstleistern, die ein umfassendes Serviceangebot für die Wasserstoffwirtschaft anbieten.

In Bezug auf die Wertschöpfungstiefe wird die produktbezogene Wertschöpfungskette in die folgenden vier Teilbereiche unterteilt, die sich analog zu einer Lieferantenpyramide gestalten:

1. Gesamtsysteme und Systemintegration:

Auf höchster Ebene sind Hersteller von Gesamtsystemen und Systemintegratoren zu nennen, die für die einzelnen Bereiche der energetischen Wertschöpfungskette Produkte fertigen. Beispiele für Schlüsselsysteme der Wasserstoffwirtschaft sind Elektrolyseanlagen, Wasserstofftankstellen, Brennstoffzellenheizungen, Brennstoffzellen-getriebene Busse, PKWs, LKWs und Züge, Industriebrenner und Hochöfen, sowie wasserstoffbasierte Flurfahrzeuge.

2. Teilsysteme und Aggregate:

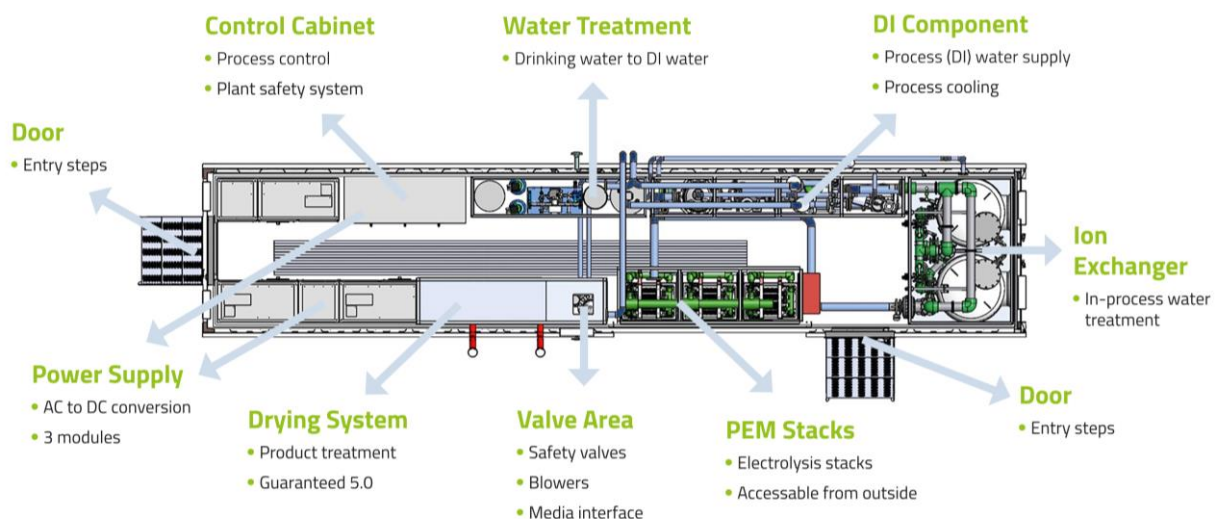
Zur Fertigung dieser komplexen Systeme greifen Hersteller in vielen Fällen auf Lieferanten von Teilsystemen und Aggregaten zurück. Im Falle einer Elektrolyseanlage zählen zu den Teilsystemen bspw. Elektrolyseur-Stacks, Verdichter, Kompressoren, und Kühlsysteme, die im Gesamtsystem verbaut werden (siehe Abbildung 2).

3. Komponenten und Bauteile:

Hinzu kommen eine Vielzahl von Komponenten und Bauteilen, die in Teilsystemen und Gesamtsystemen zum Einsatz kommen, wie Bipolarplatten, Membrane, Ventile, Dichtungen, Sensoren und Druckringe. Diese Komponenten und Bauteile können hierbei in unterschiedlichen Gesamtsystemen entlang der energetischen Wertschöpfungskette Anwendung finden.

4. Dienstleistungen:

Neben den physischen Produkten existiert ein umfassendes Portfolio an Dienstleistungen, die zur Wertschöpfung in der Wasserstoffwirtschaft beitragen. Hierunter fallen Entwicklungsleistungen, Planung, Beratung, Finanzierung, qualitätssichernde Dienstleistungen, Konzeptions- und Konstruktionsdienstleistungen.



© H-TEC SYSTEMS

Abbildung 2: Elektrolyseursystem mit unterschiedlichen Teilsystemen (Quelle: H-TEC Systems)

2.1.3 Digitale Wertschöpfungskette der Wasserstoffwirtschaft

Die digitale Wertschöpfungskette stellt die digitale Welt eines wasserstoffbasierten Wirtschaftssystems dar. Ausgehend von digitalen Technologien werden Daten aus den physischen Wertschöpfungsaktivitäten generiert und wertstiftend eingesetzt. Die digitale Wertschöpfung profitiert dabei von der zunehmenden Generierung und Verfügbarkeit von kritischen Daten, sowie von schnellen Fortschritten in datenanalytischen Verfahren, durch Technologien wie Künstliche Intelligenz und Maschinelles Lernen. In Anlehnung an die Data Value Chain lassen sich vier Teilbereiche der digitalen Wertschöpfungskette unterscheiden:

1. Datenerfassung und -übertragung

Dieser Teilbereich umfasst alle Aktivitäten zur Beschaffung, Sammlung und Übertragung von Daten. Dabei existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Datenquellen aus welchen sich Daten, die in unterschiedlichen Formaten vorliegen, generieren lassen. Zu diesen Datenquellen zählen unter anderem Sensordaten, die aus den unterschiedlichen Anlagen, wie Energieerzeugungsanlagen, Elektrolysesystemen, Tankstellen oder in Gasnetzen gewonnen werden. Diese lassen sich mit komplementären Daten wie Geo- und Wetterdaten kombinieren, um Prognosen zur Erzeugungsleistung abzuleiten. Zudem können weitere Daten aus zentralen IT-Systemen der Unternehmen, wie dem ERP-System oder MES-System hinzugefügt werden. Die Daten aus den unterschiedlichen Datenquellen können einerseits in einer sehr strukturierten Form vorliegen, andererseits liegen die Daten häufig in halb-strukturierter und unstrukturierter Form vor, die ebenfalls nahezu in Echtzeit verarbeitet werden müssen. Um die gesammelten Daten aus den verschiedenen Datenquellen nutzen zu können, müssen diese mithilfe geeigneter Kommunikationstechnologien auf eine adäquates Speichermedium übertragen werden.

2. Datenintegration und -speicherung

Bevor die gewonnenen Daten in wertstiftende Erkenntnisse umgewandelt werden können, müssen sie zusammengetragen und in eine handhabbare Form gebracht werden. Der Versuch, diese komplexe Aufgabe manuell durchzuführen, ist angesichts des Datenvolumens und der Komplexität der Daten in vielen Fällen keine Option mehr. Die einzig effiziente Möglichkeit bietet eine Automatisierung der Prozesse. Diese Aufgaben der Datenaufbereitung kommt der Datenintegration zu. Bei der Datenintegration werden zudem zunehmend dezentrale Speicherkonzepte und Cloud-Speicher verwenden, die es Unternehmen ermöglichen, Daten einfacher zu kombinieren und mit anderen Ökosystemakteuren zu teilen.

3. Datenanalyse

Durch angemessene datenanalytische Verfahren werden die aufbereiteten Daten bei der Datenanalyse in wertstiftende Erkenntnisse umgewandelt und anschließend visualisiert. Hierbei kommen moderne statistische Methoden zum Einsatz, die eine effiziente Auswertung der Daten ermöglicht. Generell werden vier Methoden von datenanalytischen Methoden unterschieden: deskriptive, diagnostische, prädiktive und präskriptive Methoden der Datenanalyse.

4. Datenverwertung

In einem letzten Schritt werden die aus der Datenanalyse gewonnen Erkenntnisse in Anwendungen überführt. Auch in der Wasserstoffwirtschaft erweisen sich bspw. entscheidungsunterstützende Maßnahmen wie datenbasierte Analysen in Echtzeit, vorausschauendes Abwägen von Alternativen und eine datengestützte Prozessautomation als wichtige Wettbewerbsvorteile.

In der Wasserstoffwirtschaft haben bereits folgende datenbasierte Ansätze und Wertschöpfungsaktivitäten Anwendung gefunden:

- Investoren und Betreiber von Wind- und Solarparks nutzen Daten über Wetterbedingungen (u. a. Windstärke, Sonnenstunden), um die Attraktivität von Standorten für Windkraft- und Solaranlagen besser bewerten und Anlagen besser dimensionieren zu können.
- Hersteller nutzen zunehmend Maschinelles Lernen, um Ausfälle von Windkraft- und Solar- und Elektrolyseanlagen besser vorherzusagen und Schäden beispielsweise mittels Bilddaten von Flugdrohnen zu identifizieren.

- Elektrolyseurbetreiber nutzen Daten für eine optimierte automatisierte Betriebsführung ihrer Anlagen unter Einbezug von Strompreisen und Wetterdaten in Echtzeit.
- Industrieunternehmen beginnen, künstliche Intelligenz für ein zerstörungsfreies Monitoring von Brennstoffzellen im Produktionsprozess zu nutzen.
- Betreiber von Gasnetzen nutzen Datenanalysen, um schneller Leckagen in Gasleitungen zu identifizieren, um Flussmodelle zu simulieren und um Versorgungsnetze zu optimieren.

2.2 Wertschöpfungsketten der Wasserstoffwirtschaft in der Metropolregion Nürnberg

Basierend auf dem entwickelten hybriden Wertschöpfungsmodell, wird im Folgenden auf die aktuelle Akteurslandschaft der Wasserstoffwirtschaft in der Metropolregion Nürnberg eingegangen.

Um die Ausgangslage der Wasserstoff-Wirtschaft in der Metropolregion Nürnberg einordnen zu können und Aussagen zu derzeitigen und zukünftigen Wertschöpfungspotenzialen treffen zu können, ist es erforderlich die Schlüsselakteure zu identifizieren und kategorisieren. Für die vorliegende Studie wurde hierfür auf die bestehende Wasserstoff-Akteursdatenbank der ENERGIEregion Nürnberg e.V. zurückgegriffen. Als zusätzliche Quelle wurde die Partnerliste des Wasserstoffbündnisses Bayern ausgewertet sowie ein umfassendes Desk-Research, insbesondere hinsichtlich der Verortung und der Aktivitäts-Schwerpunkte der einzelnen Wasserstoffakteure, unternommen. Hierbei ließen sich weitere 31 Akteure mit eindeutigem Wasserstoffbezug identifizieren.

Für die konsolidierte Gesamtübersicht der Schlüsselakteure wurde anschließend eine passende Klassifikation zur Charakterisierung der einzelnen Akteursgruppen erarbeitet. Basierend auf dem entwickelten Klassifikationsschemas wurden die Akteure in „Unternehmen“ (Technologie-/Dienstleistungsunternehmen, Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke), „Forschung“ (Universitäten, Hochschulen und Forschungsinstitutionen), „Kommunen“ (mit konkreten Infrastruktur- oder Modellprojekten), „Netzwerke“ sowie „Verbände, Kammern und sonstige Institutionen“ gegliedert.

Die Metropolregion Nürnberg umfasst derzeit insgesamt 149 Akteure mit umfassenden Kompetenzen für die Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Verwendung von Wasserstoff. Von diesen Akteuren sind 90 privatwirtschaftliche Unternehmen. Im erweiterten Ökosystem ließen sich 22 Kommunen identifizieren, die bereits aktiv an der Wasserstoffwirtschaft partizipieren. 16 Verbände und Kammern haben sich Wasserstoff zu eigen gemacht, 7 Netzwerke zur Vernetzung unterschiedlicher Akteure haben sich formiert und 14 Forschungseinrichtungen, Hochschulen und Universitäten zeigen Engagement in diesem Feld (Abbildung 3 zeigt die Zuordnung der Akteure in das Klassifikationsschema). Eine Auflistung der identifizierten Akteure (ohne Kommunen) kann dem Anhang entnommen werden.

Die Analyse der unternehmerischen Akteurslandschaft liefert aufschlussreiche Erkenntnisse. So zeigt sich, dass in der Metropolregion vor allem Unternehmen in der produktionsbezogenen Wertschöpfungskette aktiv sind und Gesamtsysteme, Teilsysteme und Bauteile entlang der gesamten Wertschöpfungskette anbieten. Lediglich ein kleiner Teil der Unternehmen sind in der energetischen Wertschöpfungskette aktiv und erzeugen, speichern, transportieren oder verwenden bereits grünen Wasserstoff. Im Vergleich zu anderen Metropolregionen (siehe Abschnitt: Metropolenvergleich) zeigen sich einige White Spots. So sind die Kapazitäten für grünen Strom im Vergleich zur Wirtschaftsleistung der Metropolregion angemessen, aber mit Sicherheit noch ausbaufähig. Die Anzahl der Akteure die H₂-Erzeugungsanlagen betreiben und auch die erzeugte Menge an Wasserstoff sind in der Region noch sehr begrenzt. Auch bei der Speicherung von Wasserstoff lassen sich keine nennenswerten Akteure identifizieren. Ein ähnliches Bild zeichnet sich bei der Verwendung von Wasserstoff in der energetischen Wertschöpfungskette ab. Bislang gibt es kaum Flottenbetreiber von Wasserstoff-Bussen, LKWs oder PKWs. Betreiber von Gebäudequartieren und institutionelle Immobilienverwalter in der Region setzen noch kaum auf Wasserstoff für Wärme und Strom in Gebäuden. Die Metropolregion besitzt zudem kaum Unternehmen in der Stahlindustrie, Düngemittelindustrie oder petrochemischen Chemie, welche Wasserstoff als Rohstoff einsetzen. Bei der industriellen Anwendung lassen sich lediglich

einige Großverbraucher in der Glasindustrie benennen, während Vertreter aus der Papier-, Zellstoff- und Zementindustrie nur bedingt Einzug in die Metropolregion gefunden haben. Diese stellen aber Wirtschaftszweige dar, die eine enorme Menge an Prozesswärme und Energie benötigen und potenziell Wasserstoff einsetzen könnten.

Hinsichtlich der digitalen Wertschöpfung zeigt sich, dass zumindest einzelne Akteure in der Wasserstoffwirtschaft die digitale Wertschöpfung im Blick haben und während der Leistungserstellung oder in der Nutzungsphase der hergestellten Produkte Daten sammeln, analysieren und verwerten. So führen Akteure beispielsweise Aktivitäten, wie eine datenbasierte Prognose, vorausschauende Wartung, Monitoring, Digitale Zwillinge oder Simulationen an, die gegenwärtig bereits Einsatz finde.

In der produktbezogenen Wertschöpfungskette ergeben sich auf Basis der quantitativen und qualitativen Auswertung der Akteurslandschaft drei Kompetenz-Cluster, in denen die Unternehmen in der Metropolregion Nürnberg schwerpunktmäßig aktiv sind.

Kompetenz-Cluster 1: Gesamtsysteme und Bauteile von Elektrolyse-Anlagen

In diesem Cluster zeigt sich eine hohe Wertschöpfungstiefe in der Metropolregion Nürnberg. So gibt es Unternehmen (u.a. Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, Kyros Hydrogen Solutions GmbH, Framatome GmbH) die Elektrolyseanlagen mit unterschiedlicher Technologie entwickeln und herstellen. Zudem gibt es Unternehmen, welche für die Gesamtsysteme erforderliche Komponenten und Bauteile, wie Elektroden, Bipolar-Platten, Pumpensysteme, Leistungselektronikbauteile oder Filtersysteme, herstellen (u.a. DiaCCon GmbH, Schaeffler AG, Strobl Pumpen GmbH & Co. KG, KERAFOIL - Keramische Folien GmbH & Co. KG). Diese hardware-gestützten Wertschöpfungsbereiche werden noch ergänzt durch spezifische Dienstleistungen, wie Sicherheitskonzepte, Zertifizierung oder Anlagen-Simulationen (u.a. FERCHAU GmbH, HEITEC Innovations GmbH, TÜV Süd Industrie Service GmbH).

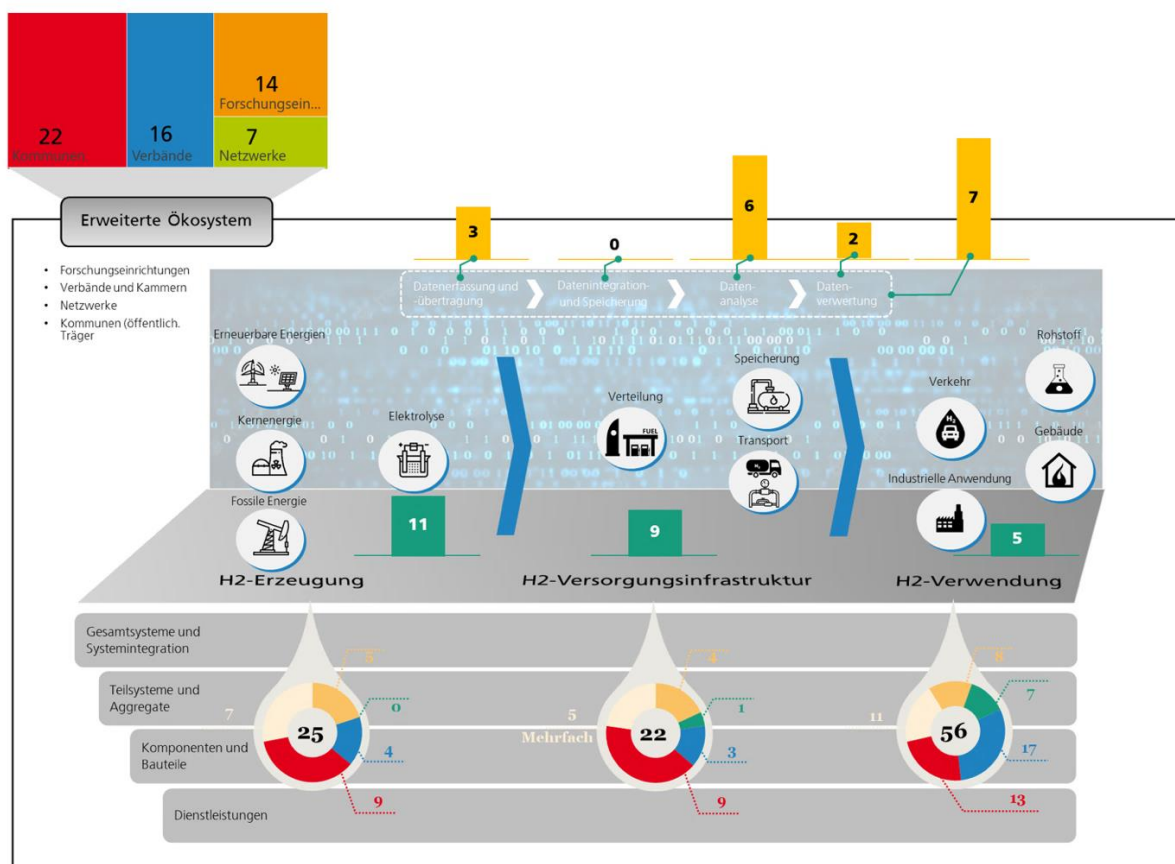


Abbildung 3: Klassifikationsschema und Zuordnung unterschiedlicher Akteure der Wasserstoffwirtschaft in der EMN

Kompetenz-Cluster 2: Gesamtsysteme für die Wasserstoff-Speicherung, insb. LOHC-Technologie

Im Bereich der Wasserstoff-Speicherung bildet sich ein kleineres, dafür aber sehr spezifisches Kompetenz-Cluster aus. Der Schwerpunkt der Unternehmen liegt dabei auf der Entwicklung und Herstellung von Gesamtsystemen für unterschiedliche Speichertechnologien (u.a. Hydrogenious LOHC Technologies GmbH, PS-HyTech GmbH, Framatome GmbH, Kyros Hydrogen Solutions GmbH, Siemens AG, CEUS UG). Hervorzuheben ist an dieser Stelle die Bedeutung der chemischen Wasserstoffspeicherung in Form von Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) für die produktbezogene Wertschöpfungskette. Gleich mehrere Unternehmen beschäftigen sich mit der innovativen Wasserstoff-Speicherung auf Basis von flüssigen, organischen Wasserstoffträgern und entwickeln dafür neue Technologien, welche auch in angrenzende Felder der Wertschöpfungskette (z.B. LOHC-Brennstoffzellen) hineinreichen.

Kompetenz-Cluster 3: Gesamt-, Teilsysteme und Bauteile für stationäre und mobile Brennstoffzellen

Das größte Kompetenz-Cluster in der Metropolregion Nürnberg ist im Bereich der Brennstoffzelle angesiedelt. Bei den Gesamtsystemen werden von den Unternehmen einerseits mobile Antriebssysteme auf Basis von Brennstoffzellen (u.a. MAN Truck & Bus Nürnberg, Ernst Müller GmbH & Co. KG, Siemens Mobility GmbH, Continental Engineering Services GmbH, Werbik industries GmbH) und andererseits auch stationäre Brennstoffzellen (u.a. Viessmann Deutschland GmbH, Buderus Bosch Thermotechnik, HYREF GmbH) entwickelt und teilweise auch hergestellt. Im Bereich der Teilsysteme und Bauteile wird schließlich die hohe Wertschöpfungstiefe in diesem Kompetenzfeld ersichtlich. Hier reichen die Produkte von Gasdiffusionsanlagen, keramischen Werkstoffen, Elektroden, Membranen, Dichtungen oder Leistungselektronikkomponenten (u.a. POLYPROCESS GMBH, FMP TECHNOLOGY GMBH, SEMIKRON International GmbH, FCT Ingenieurkeramik GmbH, Reinle Gummi & Kunststoff GmbH) über Steuergeräte, Sensoren, Brennstoffzellenkupplungen, Rohre für das Thermomanagement, Filterlösungen, Zündfunktenggeber oder Zellkontaktiersysteme (HE System Electronic GmbH, Prüfrefx Innovative Power Products GmbH, Bedia Motorenteknik GmbH, STÄUBLI TEC-SYSTEMS GMBH, Vitesco Technologies Germany GmbH, INTER CONTROL Hermann Köhler Elektrik GmbH & Co. KG, SCHERDEL GmbH, MANN+HUMMEL Innenraumfilter GmbH & Co. KG) bis hin zu Pumpen, Kompressoren oder Brennstoffzellen-Stacks (u.a. Robert Bosch GmbH, Gardner Denver Deutschland GmbH). Eine wichtige Ergänzung stellen dabei auch zahlreiche Dienstleistungsangebote, wie Funktions- und Lebensdauertests für Brennstoffzellen, Energieversorgungskonzepte auf Brennstoffzellenbasis oder auch Sicherheitsprüfungen, der bereits genannten oder weiterer Unternehmen (u.a. Institut für Energietechnik IfE GmbH, HOERATH GmbH, MSR-Innovations GmbH & Co. KG, TÜV Rheinland Industrieservice GmbH) dar.

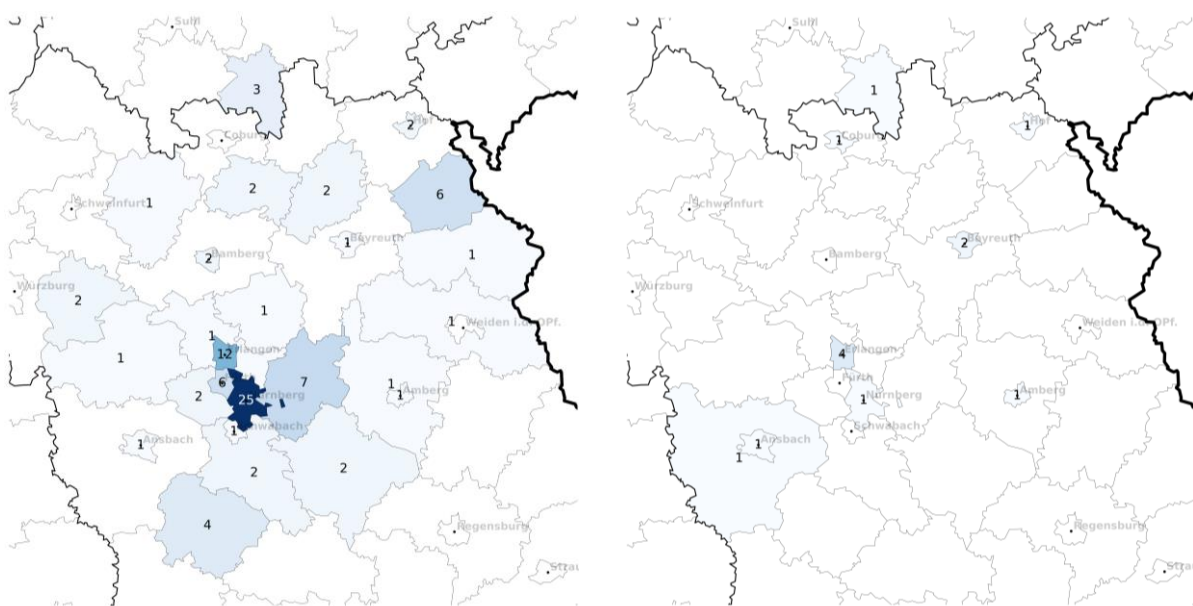


Abbildung 4: Geografische Verteilung von Unternehmen (links) und Forschungseinrichtungen (rechts) mit Wasserstoffaktivitäten in der Metropolregion Nürnberg

Hinsichtlich der geografischen Verteilung der Wasserstoff-Akteure in der Metropolregion Nürnberg zeigt sich, dass ein Großteil der privatwirtschaftlichen Unternehmen sich im Großraum Nürnberg angesiedelt hat (siehe Abbildung 4 links). Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den Verbänden und Netzwerken. Neben dieser räumlichen Konzentration von Akteuren auf die Wirtschaftsachse Nürnberg-Erlangen-Fürth-Schwabach zeichnet sich jedoch auch eine Tendenz zur dezentralen Verteilung, insbesondere in Hinsicht auf die Wasserstoff-Forschungslandschaft (siehe Abbildung 4 rechts), ab. Somit profitiert die gesamte Metropolregion Nürnberg von der Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft.

2.3 Vergleich zwischen den Metropolregionen

2.3.1 Grundlegendes Vorgehen

Die Positionsbestimmung der Metropolregion Nürnberg erfolgt im Vergleich zu den Wasserstoffökosystemen der 10 weiteren offiziellen europäischen Metropolregionen in Deutschland. Die 11 Metropolregionen umfassen 53 Prozent der Fläche der Bundesrepublik Deutschland, auf welcher rund 66 Prozent der Bevölkerung leben und in welchen 70 Prozent des bundesdeutschen Bruttoinlandsprodukts erwirtschaftet wird. Die 11 Metropolregionen in Deutschland unterscheiden sich jedoch stark in Bezug auf Größe, Wirtschaftsleistung, ansässige Wirtschaftszweige und geografischer Ausbreitung, wodurch eine Vergleichbarkeit von wasserstoffbezogenen Standortfaktoren und Kennzahlen nur unter Berücksichtigung unterschiedlicher Rahmenbedingungen der jeweiligen Metropolregion möglich ist. Abbildung 5 und

Tabelle 1 geben einen ersten Überblick über die Europäischen Metropolregionen in Deutschland.

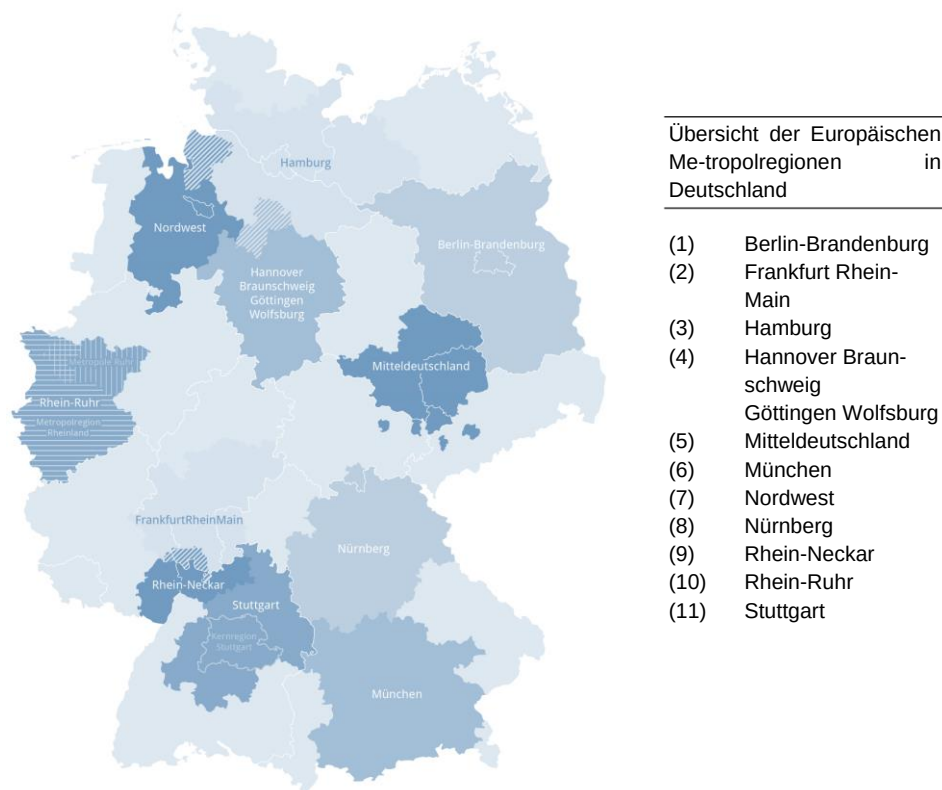


Abbildung 5: Überblick über die 11 Europäischen Metropolregionen in Deutschland [1]

Aufgrund der heterogenen Bedingungen in den einzelnen Metropolregionen wird in dieser Studie für die Ableitung von Handlungsempfehlungen zur weiteren Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in der Metropolregion Nürnberg ein Indexverfahren angewandt, in welchem wasserstoffbezogene Standortfaktoren und Kennzahlen zur Wirtschaftsdynamik in den Metropolregionen im Verhältnis zur Größe (im Sinne von Einwohnerzahl oder Wirtschaftsleistung) der Metropolregionen betrachtet und gegenübergestellt werden. Dieses

Vorgehen ermöglicht eine Charakterisierung der Wasserstoffwirtschaft aus regional-vergleichender Sichtweise und hilft beim Aufdecken von Stärken und Schwächen in der Metropolregion Nürnberg [2].

Tabelle 1: Grundlegende Fakten über die 11 Europäischen Metropolregionen in Deutschland [1]

Metropolregion	Einwohnerzahl (2018)	Wirtschaftsleistung (BIP in Mio. Euro 2018)	Fläche in km ²
Berlin-Brandenburg	6.160.000	217.450	30.375
Frankfurt Rhein-Main	5.780.000	273.216	14.755
Hamburg	5.380.000	225.202	26.078
Hannover Braunschweig Göttingen Wolfsburg	3.840.000	164.207	18.578
Mitteldeutschland	3.010.000	93.637	9.146
München	6.120.000	330.308	24.677
Nordwest	2.780.000	98.854	13.749
Nürnberg	3.560.000	147.153	21.785
Rhein-Neckar	2.410.000	100.075	5.638
Rhein-Ruhr	12.860.000	503.144	4.435
Stuttgart	5.450.000	266.343	15.429

2.3.2 Ausgewählte Indikatoren für den Metropolenvergleich

Für den Vergleich der Europäischen Metropolregionen in Deutschland wurden insgesamt neun Indikatoren entlang der verschiedenen Wertschöpfungsgebiete der Wasserstoffwirtschaft ausgewählt, wodurch eine gesamtheitliche Gegenüberstellung der Metropolregionen erreicht wird. Abbildung 6 gibt einen Überblick über die betrachteten Indikatoren.

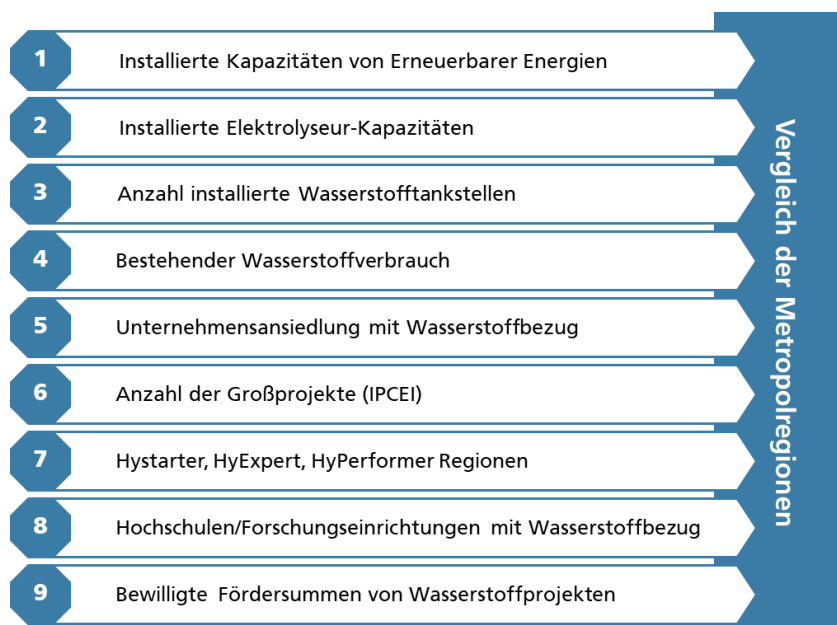


Abbildung 6: Berücksichtigte Faktoren für den Vergleich der Wasserstoffwirtschaft in den 11 europäischen Metropolregionen in Deutschland

Die ersten beiden Indikatoren „Installierte Kapazitäten erneuerbarer Energien“ und „installierte Elektrolyseurkapazitäten“ geben einen Aufschluss über die Situation im Wertschöpfungsgebiet „H₂-Erzeugung“ in der energetischen Wertschöpfungskette. Der Indikator „Installierte Wasserstofftankstellen“ hingegen soll eine

erste Einschätzung über die bereits aufgebaute „H2-Versorgungsinfrastruktur“ der Metropolregionen geben. Mit dem Indikator „bestehender Wasserstoffverbrauch“ soll schließlich der Umfang der bereits bestehenden H2-Anwendungen aufgezeigt werden.

Der Indikator „Unternehmensansiedlung mit Wasserstoffbezug“ zielt auf die produktbezogene Wertschöpfungsdimension ab und zeigt auf, wie hoch der Anteil an Unternehmen einer Metropolregion ist, der sich spezifisch mit Wasserstofftechnologien beschäftigt. Mit dem Indikator „Anzahl der Wasserstoff-Großprojekte (IPCEI)“ lassen sich zudem erste Rückschlüsse auf die Einbettung der Unternehmen in die europäische Wasserstoffwirtschaft ziehen. Die letzten drei Indikatoren zielen schließlich auf die Innovationsfähigkeit der Metropolregionen und das Engagement der öffentlichen Träger ab und betrachten das erweiterte Ökosystem der Wasserstoffwirtschaft der Metropolregionen. Hierzu werden Beteiligungen am HyLand-Programm betrachtet, der Umfang an Hochschulen/Forschungseinrichtungen mit Wasserstoffbezug gemessen und die bewilligten Fördersummen von Wasserstoffprojekten analysiert. Abbildung 7 zeigt die Einbettung der gewählten Indikatoren in das entwickelte Wertschöpfungsmodell auf.

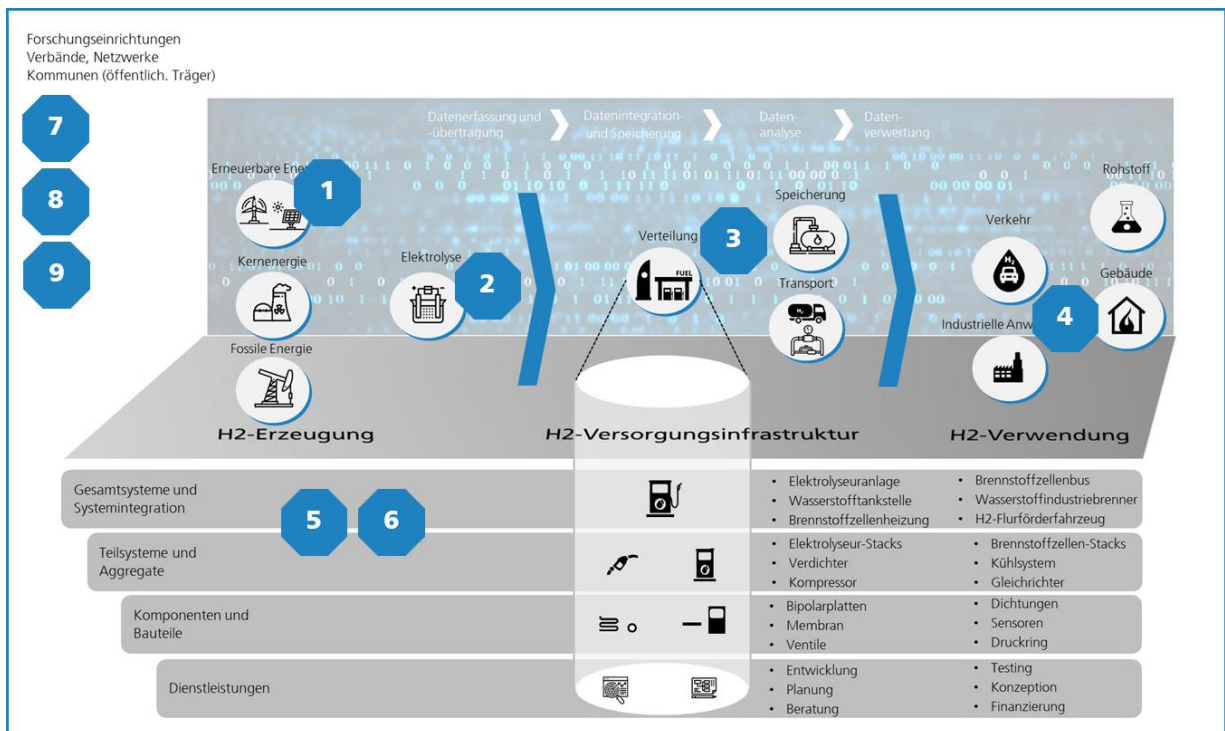
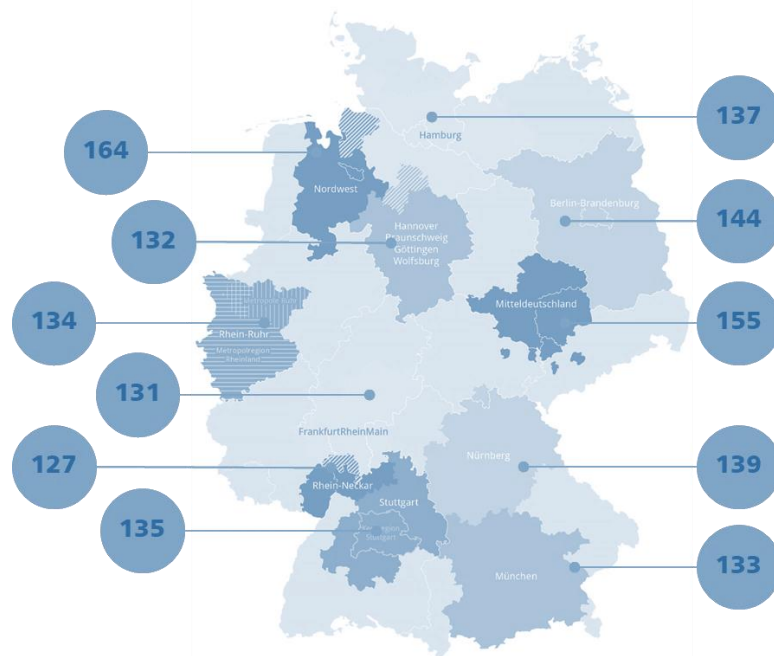


Abbildung 7: Überblick über die ausgewählten Indikatoren anhand des entwickelten Wertschöpfungsmodells

Für eine bessere Vergleichbarkeit der Indikatoren wurde für jeden Indikator analog zum Vorgehen der IW Consult [2] ein Indexwert berechnet. Hierbei wurde der minimale Indikatorwert als Basiswert (=100) festgesetzt. Der Werteraum des Index wurde durch eine geeignete Formel zudem auf einen Werteraum zwischen 100-200 normiert. Durch diese Normierung lässt sich ein Gesamtranking hinsichtlich der Wasserstoffwirtschaft der europäischen Metropolregionen in Deutschland erstellen, bei dem jeder einzelnen Indexwert gleich gewichtet berücksichtigt werden kann.

2.3.3 Ergebnisse des Metropolenvergleichs

Das Gesamtranking der Metropolregionen bezieht sich auf die neun herangezogenen Indikatoren. Die Einzelindikatoren gehen dabei in gleichen Teilen in das Gesamtranking ein. Abbildung 8 gibt einen Überblick über das Gesamtranking.



Gesamtranking: Mittelwert aus den Indexwerten der neuen Einzelfaktoren

Abbildung 8: Gesamtranking basierend auf den ermittelten neun Einzelfaktoren

Die Ergebnisse des Benchmarkings zeigen auf, dass die Metropolregion Nordwest (Indexwert=164) die vorteilhaftesten Rahmenbedingungen für eine Wasserstoffwirtschaft bietet. Die vorteilhaften Rahmenbedingungen ergeben sich aus den installierten Kapazitäten von erneuerbarer Energie, installierter und geplanter Elektrolysekapazitäten sowie aus der Anzahl an IPCEI Projekten und Beteiligung am Hyland-Förderprogramm. Auf Platz 2 mit einem Indexwert von 155 liegt die Metropolregion Mitteldeutschland, gefolgt von der Metropolregion Berlin-Brandenburg. Die Metropolregion Nürnberg liegt mit einem Wert von 139 auf Platz 4.

Im Folgenden wird auf die für das Gesamtranking verwendeten Einzelfaktoren eingegangen. Dabei wird auf die Bedeutung der Faktoren hingewiesen und über die Erhebungsmethodik informiert.

Erneuerbare Energien

Die Erzeugung von erneuerbaren Energien stellt die Grundvoraussetzung für die Herstellung von grünem Wasserstoff dar. Bis 2030 sollen der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 Prozent steigen. Damit schafft Deutschland einerseits eine größere Unabhängigkeit von fossilen Energieimporten, andererseits ermöglicht der beschleunigte und konsequente Ausbau erneuerbarer Energien, dass genügend Energie für die Erzeugung von Wasserstoff bereitsteht [3]. Gegenwärtig kann Deutschland grünen Wasserstoff nicht in der benötigten Menge herstellen, denn hierzu fehlt es noch an genügend Strom aus regenerativen Energien. Die installierten Erzeugungskapazitäten und deren geplanter Ausbau in den einzelnen Bundesländern unterscheiden sich teilweise erheblich. Grund hierfür ist der deutsche Föderalismus, der bei der Gestaltung der Energie-

Berechnung der Indexwerte

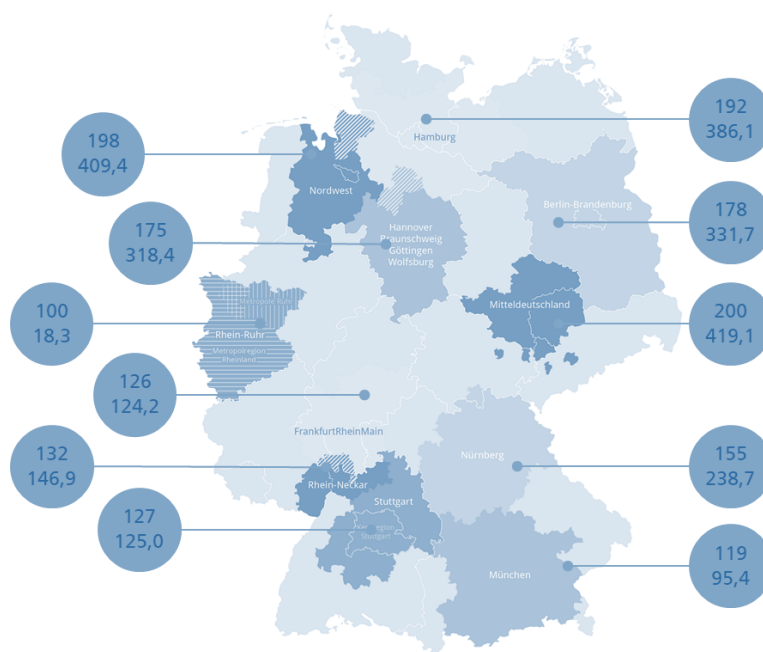
$$\text{Indexwert}_i = 100 + \frac{\text{Indikatorwert}_i - \min_{n=11} \text{Indikatorwert}_i}{\text{Indexfaktor}_i} \cdot \frac{\max_{n=11} \text{Indikatorwert}_i - \min_{n=11} \text{Indikatorwert}_i}{100}$$

$$\text{Indexfaktor}_i = \frac{\max_{n=11} \text{Indikatorwert}_i - \min_{n=11} \text{Indikatorwert}_i}{100}$$

wende ein entscheidender Faktor ist. Denn die einzelnen Bundesländer formulieren eigene Klimaschutzziele, stellen Flächen für Erneuerbare Energien zur Verfügung, investieren in die Energiewendeforschung und vergeben Fördergelder [4]. Um einen nachhaltigen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in den Metropolregionen zu ermöglichen sind die installierten Kapazitäten zur Erzeugung erneuerbarer Energien daher ein wichtiger Faktor.

Zur Berechnung des Indikators „Installierte Kapazitäten erneuerbarer Energie“ wurde auf die Datenbasis des Wasserstoffatlas [5] zurückgegriffen. Der Wasserstoffatlas bietet die Möglichkeit Potenzial, Verbrauch, Kosten und Emissionsminderungen verschiedener Wasserstoffanwendungen auf regionaler Ebene in ganz Deutschland einzuschätzen. Damit steht ein flächendeckendes und frei zugängliches Instrument zur Verfügung, welches einen Vergleich unterschiedlicher Regionen ermöglicht. Der Wasserstoffatlas gibt dabei Aufschluss über die installierten Kapazitäten von erneuerbaren Energien in den unterschiedlichen Regionen. Der genutzte Wert der Erzeugungskapazitäten „Technisch-Gesamt“ umfasst das technisch nutzbare Potenzial aus erneuerbaren Energien innerhalb einer Region und einem Jahr. Dieser umfasst die Energiequellen Windenergie auf See, Windenergie an Land, Photovoltaik, Biomasse und Wasserkraft, deren Kapazitäten weitgehend auf Kreisebene aufsummiert wurden. Eine Ausnahme hierzu stellt dabei die Ermittlung von Windenergie auf See dar, welche auf Bundesebene hinzugefügt wurde. Post-EEG-Anlagen wurden bei der Berechnung des genutzten Parameters nicht berücksichtigt [6].

Um die unterschiedlichen Größen der Metropolregionen zu berücksichtigen, wurde der erhobene Parameter durch die Wirtschaftsleistung der jeweiligen Metropolregion geteilt. Die Wirtschaftsleistung wurde dabei als BIP in Mrd. Euro (2018) gemessen und aus der Datenbank der Initiative Europäische Metropolregion in Deutschland (IKM) entnommen [1]. Mithilfe der beiden Parameter wurde der Indikator „Installierte Kapazitäten erneuerbarer Energie“ errechnet und der Indexwert nach oben angegebener Formel ermittelt.



Installierte Kapazitäten von erneuerbaren Energien in TWh pro Mrd. Euro BIP (2018)

Abbildung 9: Installierte Erneuerbare Energien

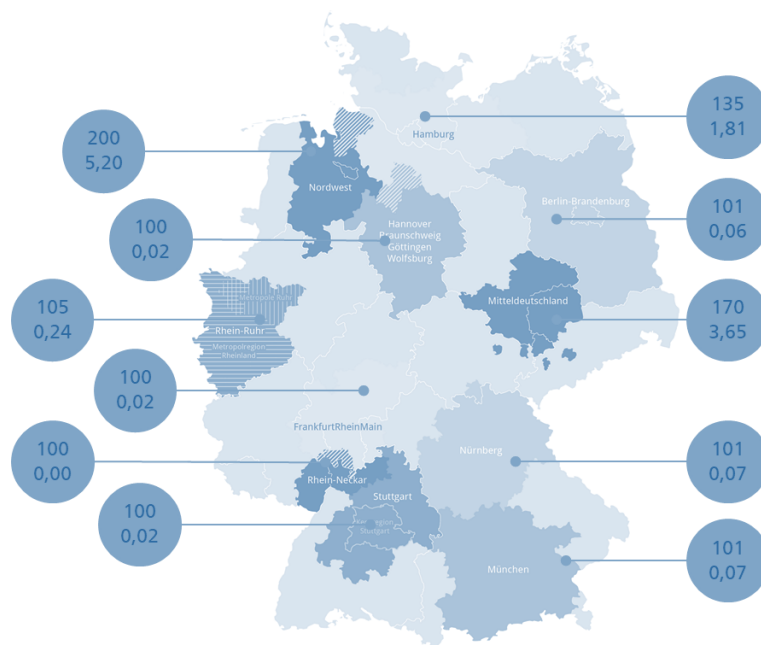
Den höchsten Anteil an Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energie pro Mrd. Euro Wirtschaftsleistung kommt mit einem Wert von 419,1 der Metropolregion Mitteldeutschland zu. Platz 2 nimmt die Metropolregion Nordwest mit 409,4 ein. Die Plätze 3 und 4 nehmen die Metropolregion Berlin-Brandenburg und Hannover ein. Die Ergebnisse machen deutlich, dass die nördlichen Metropolregionen gemessen an der Wirtschaftsleistung höhere Erzeugungskapazitäten von erneuerbarer Energie aufweisen als südliche Metropolregionen.

Dies ist allerdings erwartbar, da die nördlichen Metropolregionen durch ihre Küstennähe einen Standortvorteil bei der Erzeugung von Windenergie besitzen. Betrachtet man die südlichen Metropolregionen, so zeigt sich, dass die Metropolregion Nürnberg mit einem Wert von 238,7 eine mittlere Position einnimmt.

H2-Erzeugungskapazitäten

Wasserstoff wird als tragende Säule der Energiewende angesehen. In Deutschland sind bereits mehr als 30 Elektrolyseure zur Herstellung von grünem Wasserstoff installiert. Bei diesen Anlagen handelt es sich bislang jedoch weitgehend um Demonstrationsanlagen und Forschungsprojekte [7]. Die 2020 veröffentlichte nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung prognostiziert einen starken Anstieg bei der Nachfrage von Wasserstoff und schätzt, dass bis 2030 ein Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 TWh in Deutschland besteht. Um einen Teil dieses Bedarfs decken zu können, sollen daher bis zum Jahr 2030 Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW Gesamtleistung in Deutschland entstehen. Weitere 5 GW sollen bis 2040 hinzukommen [3].

Zur Abschätzung der installierten und geplanten H2-Erzeugungskapazitäten wurde erneut auf der Datenbasis des Wasserstoffatlas aufgebaut [6]. Der Wasserstoffatlas berücksichtigt dabei die in Theorie nachhaltigen Produzenten von Wasserstoff, Methan sowie weiteren Kohlenwasserstoffen wie etwa Methanol. Da es sich bei den Anlagen meist um Labor- bzw. Demonstrationsanlagen handelt, kann über die erhobenen Daten des Wasserstoffatlas keine Garantie für einen nachhaltigen Betrieb der Anlagen gegeben werden [5]. Zur Ermittlung der Erzeugungskapazitäten wurde im Wasserstoffatlas Name, Stadt, Koordinaten, Produkt, Betriebsstatus, Jahr des Projektstarts bzw. -endes, Eingangsleistung der Elektrolyse und eingesetzte Technologien ermittelt. Die berücksichtigten Anlagen mussten dabei nicht zwingend den Betrieb in der Vergangenheit aufgenommen haben. So wurden auch Anlagen einbezogen, welche sich aktuell noch in Planung, Genehmigung oder Bau befinden, bzw. welche noch in Betrieb genommen werden müssen. Eine Aufnahmebedingung in den Wasserstoffatlas war es jedoch, dass die oben genannten Parameter vorlagen [5]. Analog zu den Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energien wurde der absolute Wert der H2-Erzeugungskapazitäten durch die Wirtschaftsleistung der Metropolregion (gemessen durch BIP in Mrd. Euro im Jahr 2018) [1] relativiert und ein Indexwert gebildet. Abbildung 10 gibt Aufschluss über die Ergebnisse des gebildeten Index zur H2-Erzeugung.



Installierte und geplante Elektrolysekapazitäten in MW pro Mrd. Euro BIP (2018)

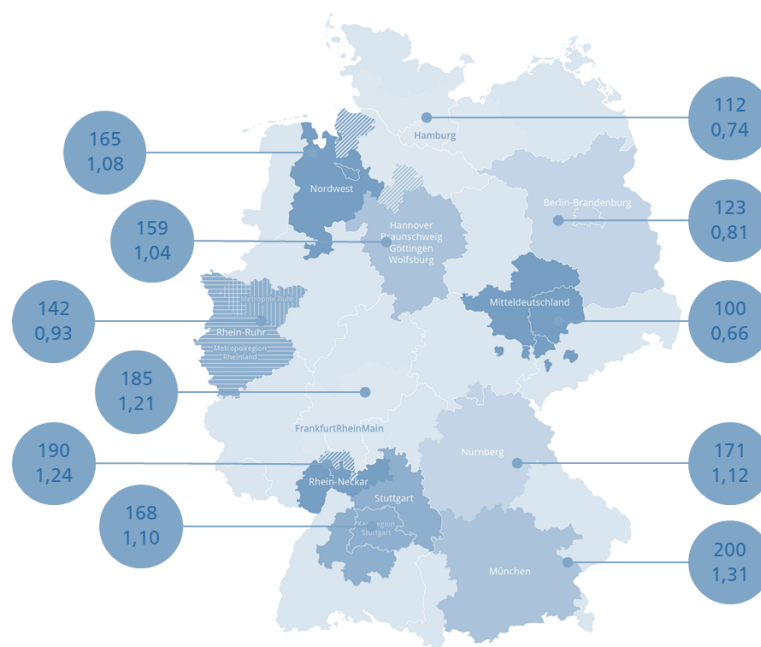
Abbildung 10: H2-Erzeugungskapazitäten

Die Ergebnisse zeigen, dass sich vor allem drei Metropolregionen hervortun, die bereits große H₂-Erzeugungskapazitäten aufgebaut bzw. geplant haben (gemessen an der Wirtschaftsleistung). Die Metropolregion Nordwest mit 5,2 MW Elektrolysekapazität je Mrd. Euro BIP, Mitteldeutschland mit einem Wert von 3,7 und Hamburg mit einem Wert von 1,81. Die restlichen Metropolregionen fallen im Vergleich hierzu deutlich ab. Schließlich zeigt sich, dass die Regionen, die bereits bei den installierten Kapazitäten an erneuerbaren Energien eine Spitzenposition eingenommen haben, sich auch bei diesem Indikator die vorderen Plätze teilen.

Installierte Wasserstofftankstellen

Die Entwicklung von Absatzmärkten für Wasserstoff und seine Folgeprodukte setzen die Entwicklung und Verfügbarkeit einer entsprechenden Versorgungsinfrastruktur voraus. Deutschland verfügt mit seinem weit verzweigten Erdgasnetz und den angeschlossenen Gasspeichern über eine gut ausgebaute Infrastruktur für Gase. Um die Potenziale von Wasserstoff optimal nutzen zu können, bedarf es jedoch, die bereits vorhandene Versorgungsinfrastruktur sukzessiv weiterzuentwickeln und für Sicherheit in der Anwendung von Wasserstoff zu sorgen [3]. Bei der Einführung von Wasserstoff als Kraftstoff kommt dem Aufbau einer H₂-Infrastruktur, die eine sichere, einfache, schnelle und leicht zugängliche Betankung ermöglicht, eine entscheidende Rolle zu [8]. Hierauf wird auch in der nationalen Wasserstoffstrategie hingewiesen, die einen koordinierten Aufbau einer bedarfsgerechten Tankinfrastruktur zur Versorgung von Fahrzeugen auch im schweren Straßengüterverkehr, im ÖPNV und im Schienenpersonennahverkehr als Maßnahme fordert [3].

Laut der Statistik der LBST verfügte Europa Ende 2021 über 228 H₂-Tankstellen, davon 101 in Deutschland [9]. Auf der Homepage von h2.live werden 159 Tankstellen in Europa die gegenwärtig in Betrieb sind sowie 34 Tankstellen, die sich in einer Realisierungsphase befinden, gelistet [10]. Für die Bestimmung des Indikators „Wasserstofftankstellen“ wurde die Datenbasis von h2.live verwendet, da diese ebenfalls über den geografischen Standort der Tankstellen informiert. Von den 101 Tankstellen in Deutschland konnten 58 den 11 Europäischen Metropolregionen zugeordnet und ins Verhältnis zur Einwohnerzahl (2018) der jeweiligen Metropolregion gesetzt werden. Abbildung 11 gibt einen Überblick über die ermittelten Indikatorwerte und den dazugehörigen Indexwerten.



In Betrieb genommene H₂-Tankstellen (2022) pro Mio. Einwohner (2018)

Abbildung 11: Wasserstofftankstellen

Die Auswertung des Indikators zeigt, dass München mit 1,31 Tankstellen pro Mio. Einwohner die höchste Dichte an H₂-Tankstellen aufweist. Die Metropolregionen Rhein-Neckar und Frankfurt folgen auf Platz 2 und 3. Platz 4 mit 1,12 Tankstellen pro Mio. Einwohner nimmt die Metropolregion Nürnberg ein.

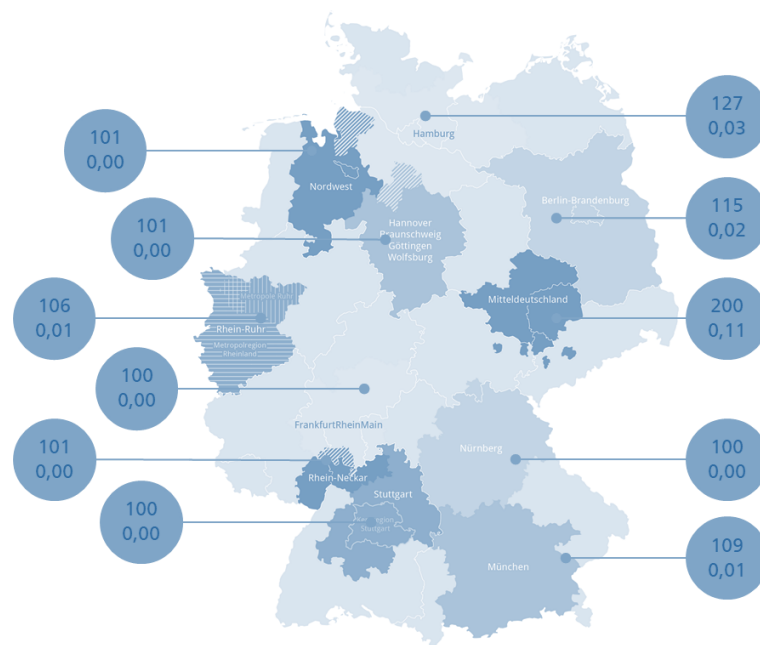
H₂-Verbrauch

Wasserstofftechnologien und darauf aufbauend alternative Energieträger sind integraler Bestandteil der Energiewende und tragen maßgeblich zur Erreichung der gesetzten Klimaziele bei. Die Weiterentwicklung des Wasserstoffmarktes bedarf einer verlässlichen Nachfrage sowie einen verstärkten Einsatz von Wasserstoff. Aus ökonomischen Gründen sollte der Markthochlauf von Wasserstoff gezielt und sukzessiv erfolgen [3]. Die Bundesregierung sieht den Einsatz von Wasserstoff in einem ersten Schritt vor allem in der Nutzung als alternativer Kraftstoff in bestimmten Bereichen des Verkehrs sowie als Grundstoff für die stoffliche Verwertung und Einsatz als Reduktionsmittel in der Industrie. Als prioritär werden dabei Anwendungsfelder gesehen, in denen der Einsatz von Wasserstoff nahe an der Wirtschaftlichkeit ist und in denen keine größeren Pfadabhängigkeiten geschaffen werden bzw. in denen keine alternativen Dekarbonisierungsoptionen bestehen. Dies betrifft somit vor allem Bereiche, die sich nicht oder nur durch enorme Aufwände elektrifizieren lassen [11]. Hierzu zählen zum Beispiel der Luft- und Seeverkehr oder Industrien mit prozessbedingten Emissionen. In diesen Bereichen müssen die derzeit eingesetzten fossilen Einsatzstoffe und Energieträger durch auf erneuerbarem Strom basierende Alternativen, wie z. B. durch PtX-Verfahren hergestelltes Kerosin, ersetzt werden [3]. Zudem wird Wasserstoff bereits heute als wichtiger Grundstoff in der deutschen Industrie (Chemieindustrie, Stahlherstellung usw.) im Umfang von rund 55 TWh für stoffliche Anwendungen genutzt. Der verwendete Wasserstoff wird dabei größtenteils auf Basis fossiler Energieträger erzeugt. Diese Anwendungsfelder müssen, soweit es möglich ist auf grünen Wasserstoff umgestellt werden. Eine Umstellung der deutschen Raffinerie- und Ammoniakproduktion auf Wasserstoff erfordert zudem etwa 22 TWh grünen Wasserstoff [3]. Die aufgezeigten Anwendungsbereiche zeigen bereits, dass in Deutschland mit einer stark steigenden Nachfrage zu rechnen ist. Ein zunehmender H₂-Verbrauch stellt daher eine weichenstellende Voraussetzung dar, um den Markthochlauf von Wasserstoff zu beschleunigen und eine internationale Vorreiterrolle für Wasserstofftechnologien einnehmen zu können.

Die Anwendungsfelder und der H₂-Verbrauch variieren jedoch über die unterschiedlichen Metropolregionen, was zu ungleichen Ausgangssituationen für eine regionale Marktentwicklung führt. Aus diesem Grund wird auch der H₂-Verbrauch der Metropolregionen als Indikator in dieser Studie herangezogen.

Die Daten für den H₂-Verbrauch in den Metropolregionen basieren auf der Datenbasis des Wasserstoffatlas [6]. Die H₂-Verbrauchsdaten beschränken sich dabei auf die Bereiche Wasserstofftankstellen, Raffinerien, Ammoniakproduktion und weitere chemische Produkte und decken daher nicht alle möglichen prioritären Anwendungsfelder für Wasserstoff ab. Die Autoren des Wasserstoffatlas weisen daher in diesem Zusammenhang darauf hin, dass die vorliegenden Datensätze des Wasserstoffatlas aktuell noch unvollständig sind und an deren Vervollständigung gearbeitet wird. So sollen bspw. im weiteren Verlauf der Forschungsarbeiten zusätzliche Wasserstoffverbraucher der chemischen Industrie, wie etwa in der Methanolherstellung in den Wasserstoffatlas integriert werden [5]. Bei der Interpretation des erhobenen Indikators ist daher besondere Vorsicht geboten, da nicht angenommen werden kann, dass unberücksichtigte H₂-Verbraucher gleich über die Metropolregionen verteilt sind, wodurch es zu Verzerrungen in Bezug auf den realen H₂-Verbrauch kommen kann. Zum Vergleich der Metropolregionen wurde der H₂-Verbrauch in Verhältnis zur Wirtschaftsleistung gesetzt. Abbildung 12 gibt einen Überblick über den H₂-Verbrauch in den einzelnen Metropolregionen.

Die Ergebnisse zeigen auf, dass sich vor allem die Metropolregion Mitteldeutschland hervorhebt und mit einem Wert von 0,11 TWh pro Mrd. Euro BIP Platz 1 einnimmt. Mit großem Abstand folgen die Metropolregionen Hamburg und Berlin-Brandenburg. In vielen Regionen wie auch in der Metropolregion Nürnberg ist basierend auf dieser Datenbasis kein nennenswerter H₂-Verbrauch festzustellen.



Jährlicher H2-Verbrauch in TWh pro Mrd. Euro BIP (2018)

Abbildung 12: H2-Verbrauch

Unternehmensansiedlung mit Wasserstoffbezug

Unternehmen sind ein wichtiger Treiber für die Wasserstoffwirtschaft und schaffen mit der Erforschung und Produktion von Schlüsseltechnologien die erforderlichen Voraussetzungen für den Markthochlauf. Die Ansiedlung von Unternehmen in einer Metropolregion ist dabei integraler Bestandteil für den Aufbau eines regionalen Wertschöpfungs- und Innovationssystems. Das Silicon Valley kann als illustratives Beispiel für ein gelungenes regionales Wertschöpfungs- und Innovationssystem dienen und verdeutlicht, welche Bedeutung einem vorteilhaften regionalen Ökosystem zukommt. Zahlreiche Studien und Modelle, wie bspw. das Diamant-Modell von Porter liefern Hinweise, dass ein vorteilhaftes regionales Ökosystem nachhaltig zu einem Wettbewerbsvorteil gesamter Industrien beitragen kann [12], [13].

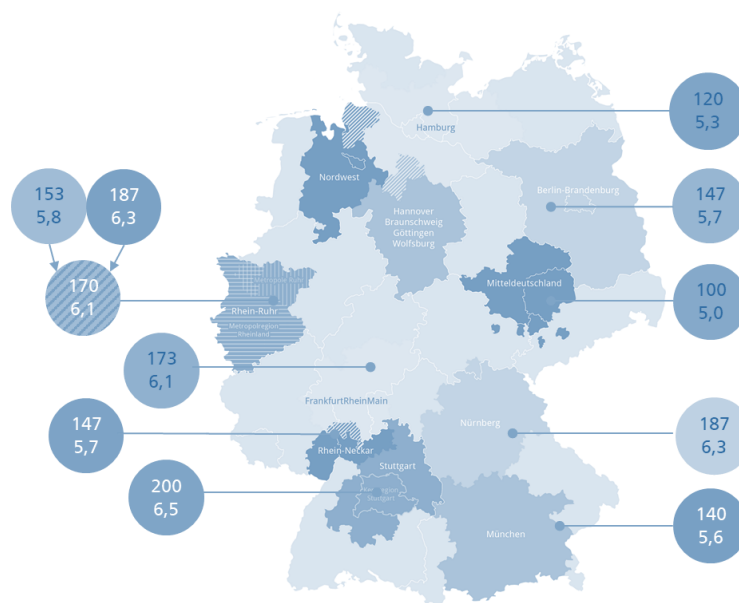
Die wissenschaftliche Literatur zeigt dabei zahlreiche Standortfaktoren auf, die eine Entwicklung regionalen Innovationszentren (Cluster of Innovation) begünstigen. Die wissenschaftlichen Erkenntnisse in diesem Forschungsfeld heben dabei die nachfolgenden Faktoren hervor [14], [15]:

- Vielfältige Schnittstellen zwischen Wissenschaft und Wirtschaft
- Verfügbarkeit von Risikokapital
- Enge Verflechtungen zwischen bestehenden Großkonzernen, mittelständischen Unternehmen und einer Vielzahl hoch spezialisierter Kleinunternehmen und Start-Ups
- Verfügbarkeit verbundener Industriezweige und Dienstleistungen, zum Beispiel in den Bereichen, Finanzierung, Versicherung, Patentrecht, Automatisierungstechnik, Prüftechnik, Anbieter von IoT-Technologien und Industrie 4.0 Lösungen (digitale Wertschöpfung)
- Vorhandensein von Interaktionsplattformen, um formelle und informelle Austausche zu ermöglichen und einen stetigen Personaltransfer und Wissenstransfer zu begünstigen
- Staatliche Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten

Zur Ermittlung des Ist-Zustands, in welchem Umfang sich Unternehmen mit Wasserstoffbezug in einer Metropolregion befinden, kann gegenwärtig nicht auf öffentliche Statistiken zurückgegriffen werden, da die Wasserstoffwirtschaft bislang noch nicht als eigenständige Branche erfasst wird. Aus diesem Grund wurde in einer Studie von IW Consult [2] auf ein aufwendiges Webcrawling-Verfahren zurückgegriffen und wasserstoffaffine

Unternehmen basierend auf Informationen von Unternehmenshomepages identifiziert. Hierbei wurden 8 der 11 Europäischen Metropolregionen berücksichtigt und Werte ermittelt. Da es im Rahmen dieser Studie nicht möglich war, Werte für die Metropolregion Nürnberg nachzuermitteln, wurde ein pragmatischer Ansatz gewählt und auf den Ergebnissen der IW Consult [2] Studie aufgebaut. Hierzu wurden die Mitgliedsunternehmen aus dem Verzeichnis des Zentrum Wasserstoff Bayern [16] ausgewertet und den Metropolregionen München und Nürnberg zugeordnet. Das Mitgliedsverzeichnis des Wasserstoffbündnisses umfasst dabei lediglich einen Teilbereich der tatsächlichen Unternehmen mit Wasserstoffaktivitäten in den beiden Metropolregionen und beinhaltet daher nur einen Bruchteil der Unternehmen, die sich in der IW Consult [2] durch das Webcrawling identifizieren ließen. Unter Annahme, dass in beiden Metropolregionen das Verhältnis zwischen den Mitgliedsunternehmen aus dem Verzeichnis des Wasserstoffbündnisses und der identifizierten Anzahl an wasserstoffaffinen Unternehmen durch das Webcrawling konstant ist (kein systematischer Fehler vorliegt), kann die Anzahl an wasserstoffaffinen Unternehmen für die Metropolregion Nürnberg annähernd geschätzt werden.

Die IW Consult Studie hat für die Metropolregion München einen Wert von 5,6 wasserstoffaffinen Unternehmen pro 1.000 Unternehmen ermittelt. Bei einer Gesamtzahl von 332.866 Unternehmen in der Metropolregion München bedeutet dies, dass das Webcrawling insgesamt 1864 Treffer ergeben hat. Bei der Auswertung des Mitgliedsverzeichnisses des Zentrums Wasserstoff Bayern konnten 121 Unternehmen der Metropolregion München und 64 Unternehmen der Metropolregion Nürnberg zugeordnet werden. Basierend auf diesen Werten und einer Gesamtanzahl an Unternehmen in der Metropolregion Nürnberg von 156.481 Unternehmen [17] kann eine Anzahl von 985 Unternehmen geschätzt werden, die sich bei Durchführung eines Webcrawling-Verfahrens ergeben hätten. Basierend auf diesem Vorgehen ergibt sich für die Metropolregion Nürnberg ein Schätzwert von 6,3 wasserstoffaffinen Unternehmen pro 1.000 Unternehmen analog zur Berechnungsmethode der IW Consult [2] Studie. Die Berechnung des Indexwertes basierte erneut auf der vorgestellten Methodik. Abbildung 13 zeigt einen Überblick über die Dichte an wasserstoffaffinen Unternehmen je Metropolregion. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass nicht für alle Metropolregionen ein Wert ermittelt wurde, sondern neben der Metropolregion Nürnberg lediglich diejenigen Metropolregionen einbezogen wurden, die bei der IW Consult Studie [2] Berücksichtigung fanden. Für die Metropolregion Rhein-Ruhr, für die zwei separate Werte ausgewiesen wurden, wurde ein Durchschnittswert errechnet.



Anzahl Unternehmen mit Wasserstoffbezug pro 1.000 Unternehmen

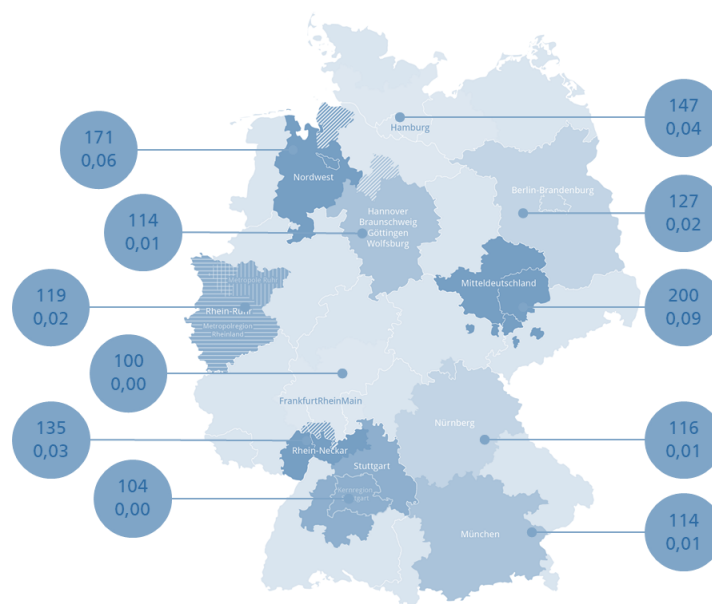
Abbildung 13: Wasserstoffaffine Unternehmen

Die Ergebnisse zeigen, dass die Metropolregion Stuttgart mit 6,5 wasserstoffaffinen Unternehmen je 1.000 Unternehmen die höchste Dichte aufweist, gefolgt von der Metropolregion Nürnberg, mit einem geschätzten Wert von 6,3 auf Platz 2 und der Metropolregion Frankfurt mit einem Wert von 6,1 auf Platz 3.

Beteiligung an europäischen Wasserstoff-Großprojekten

Um Europa bei den Wasserstofftechnologien zu einer führenden Vorreiterrolle zu verhelfen, wurden in Deutschland 62 Wasserstoff-Großprojekte – die sogenannten Wasserstoff-IPCEI auf den Weg gebracht [18]. Der Begriff IPCEI steht dabei für „Important Project of Common European Interest“, was so viel bedeutet wie „wichtiges Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse“. In diesen länderübergreifenden Projekten, in welchen bis zu 22 europäischen Staaten zusammenarbeiten, sollen europäische Kräfte gebündelt und massive Investitionen in Wasserstofftechnologien angestoßen werden [19]. Diese Projekte stellen dabei hoch innovative koordinierte Vorhaben in der industriellen Produktion dar, die aufgrund positiver Spillover-Effekte auf den europäischen Binnenmarkt einen bedeutsamen Beitrag zu Wachstum, Beschäftigung, Innovationsfähigkeit und globale Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie und Wirtschaft leisten. Mit diesem Instrument werden somit integrierte Projekte entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette gefördert und Investitionen in Erzeugung von grünem Wasserstoff, in die Versorgungsinfrastruktur und die Verwendung von Wasserstoff getätigt [20]. Für diese Vorhaben wurden über acht Milliarden Euro an Bundes- und Landesmitteln bereitgestellt, die allein in Deutschland zu Investitionen in Höhe von über 33 Milliarden Euro führen sollen. Die Ansiedlung dieser Großvorhaben in einer Metropolregion kann somit als ein deutliches Signal der Wichtigkeit für den Markthochlauf der in den Unternehmen entwickelten Schlüsseltechnologien gesehen werden. Zudem weisen die IPCEI-Projekte einen starken internationalen Vernetzungsfaktor zwischen Unternehmen und Forschungseinrichtungen auf und können auch zu einer Stärkung der Netzwerke innerhalb einer Region beitragen. Schließlich kann vermutet werden, dass die mediale Aufmerksamkeit dieser Großprojekte Pull-Effekte hervorrufen und sich positiv auf die Ansiedlung weiterer Unternehmen in eine Region auswirken. Besonders Unternehmen mit komplementären Kompetenzen oder Zulieferer für die entsprechenden Schlüsseltechnologien sind von diesen Pull-Effekten betroffen.

Die 62 ausgewählten Wasserstoff-Großprojekte sind das Ergebnis eines strikten Auswahlprozesses aus über 230 eingegangenen Projektskizzen. Diese sind nicht gleichmäßig über Deutschland verteilt und können als Indikator für die Bedeutung einzelner Regionen und der dort ansässigen Unternehmen angesehen werden.



Anzahl IPCEI-Wasserstoff-Großprojekte je Mrd. Wirtschaftsleistung (2018)

Abbildung 14: IPCEI Wasserstoff-Großprojekte

Zur Ermittlung des Indikators wurden die 62 ausgewählten IPCEI-Wasserstoffgroßprojekte den einzelnen Metropolregionen zugeordnet. Dies passierte anhand der vom BMWK vorgestellten Projektlandschaftskarte [21]. Der Indikator ergibt sich dabei durch die einfache Aufsummierung der in einer Metropolregion ansässigen IPCEI-Großprojekte pro Mrd. Euro Wirtschaftsleistung (gemessen als BIP im Jahr 2018). Abbildung 14 gibt einen Überblick über die ermittelten Werte für die 11 Europäischen Metropolregionen in Deutschland.

Bezogen auf die Wirtschaftsleistung, besitzt die Metropolregion Mitteldeutschland die höchste Anzahl an Wasserstoff-Großprojekten und belegt damit Platz 1. Dahinter folgen die Metropolregion Nordwest und die Metropolregion Hamburg. Mit zwei IPCEI-Großprojekten nimmt die Metropolregion Nürnberg eine Platzierung im Mittelfeld ein.

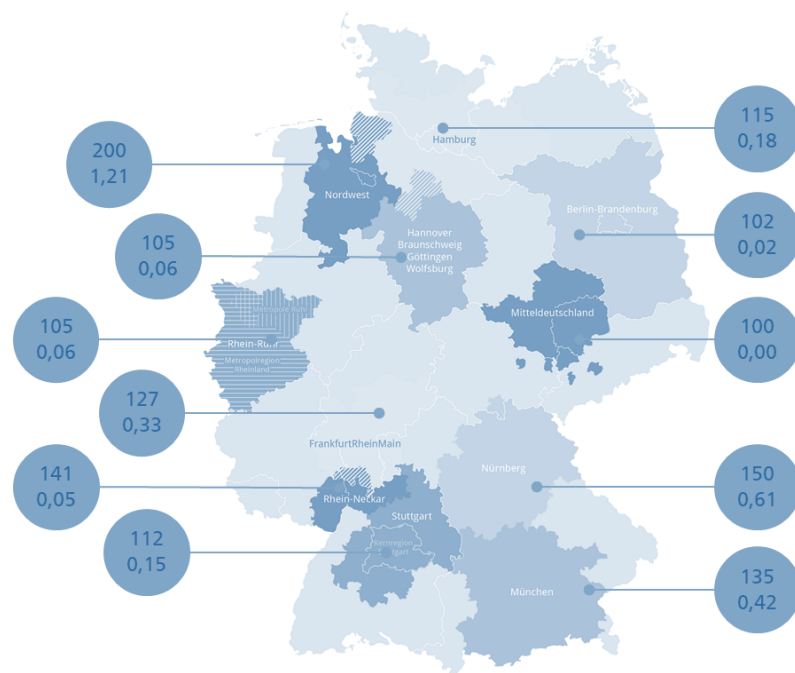
Beteiligung an HyLand Projekten

Ein weiteres Förderinstrument stellen die sogenannten HyLand-Projekte dar. Die „HyLand – Wasserstoffregionen in Deutschland“ wurden 2019 vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) ins Leben gerufen. In diesem Wettbewerb, der sich bereits in der zweiten Runde befindet, werden Akteure in allen Regionen Deutschlands motiviert, Konzepte mit Wasserstoffbezug zu initiieren, zu planen und umzusetzen. Ziel dieses Wettbewerbs ist es, die innovativsten und erfolgversprechendsten regionalen Konzepte zu identifizieren und zu fördern. Aus über 200 Konzeptenreichungen aus ganz Deutschland wurden in der ersten Förderrunde (HyLand I) 25 Konzepte ausgewählt und 2021 in einer weiteren Förderrunde (HyLand II) um zusätzliche 20 Konzepte erweitert. Die ausgewählten Regionen erfahren im Rahmen der Initiative bei der Erstellung von regional integrierten Konzepten zur Einführung von Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologie durch entsprechende Förderinstrumente Unterstützung. Das HyLand-Förderprogramm wird als ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg Deutschlands zu einer der führenden Wasserstoffnationen weltweit erachtet, da sich das Förderprogramm zum Ziel gesetzt hat, dass Wasserstoff möglichst aus erneuerbaren Energien vor Ort produziert und verbraucht sowie eine lokale Wasserstoff-Wirtschaft aufgebaut wird [22]. Im Rahmen des HyLand-Förderprogramms lassen sich drei verschiedene Konzepte unterscheiden.

1. HyStarter: Primäres Ziel ist die Aktivierung sowie die Organisation der Akteurslandschaft
2. HyExpert: Primäres Ziel ist die Erstellung von umsetzungsreifen Konzepten
3. HyPerformer: Primäres Ziel ist die Förderung regionaler Projektkonsortien, die bereits über Feinkonzepte zum Einsatz von Wasserstofftechnologien verfügen und einen Rollout von Wasserstofftechnologie anstreben.

Die Beteiligung an dem Hyland-Förderprogramm kann als ein Indikator für ein funktionierendes Netzwerk aus unterschiedlichen Akteuren aus Wirtschaft, Forschung und Politik verstanden werden. Zur Berücksichtigung unterschiedlicher Fördersummen und der unterschiedlichen Bedeutung von HyStarter, HyExpert und HyPerformer, wird bei der Indikatorerstellung ein Punkteverfahren angewandt. HyStarter-Initiativen erhalten einen Punktwert von 1, HyExpert-Initiativen erhalten einen Punktwert von 3 und HyPerformer-Initiativen erhalten einen Punktwert von 5.

Der Indikator ergibt sich schließlich durch die Aufsummierung der einzelnen Punktwerte der zu einer Metropolregion zugeordneten HyLand-Initiativen, welche anschließend durch die Wirtschaftsleistung der Metropolregionen gemittelt wurden. Abbildung 15 gibt einen Überblick über die Verteilung von geförderten Konzepten im Rahmen des HyLand-Förderprogramms.



Anzahl Wasserstoffregionen Projekte je Mrd. Wirtschaftsleistung

Abbildung 15: Hyland-Wasserstoffregionen

In Relation zur Wirtschaftsleistung weist die Metropolregion Nordwest die höchste Beteiligung am Hyland-Förderprogramm auf. Die Metropolregion Nürnberg nimmt mit einem Wert von 0,61 Platz 2 ein, gefolgt von der Metropolregion Rhein-Neckar auf Platz 3 und der Metropolregion München auf Platz 4.

Hochschulen/Forschungseinrichtungen mit Wasserstoffbezug

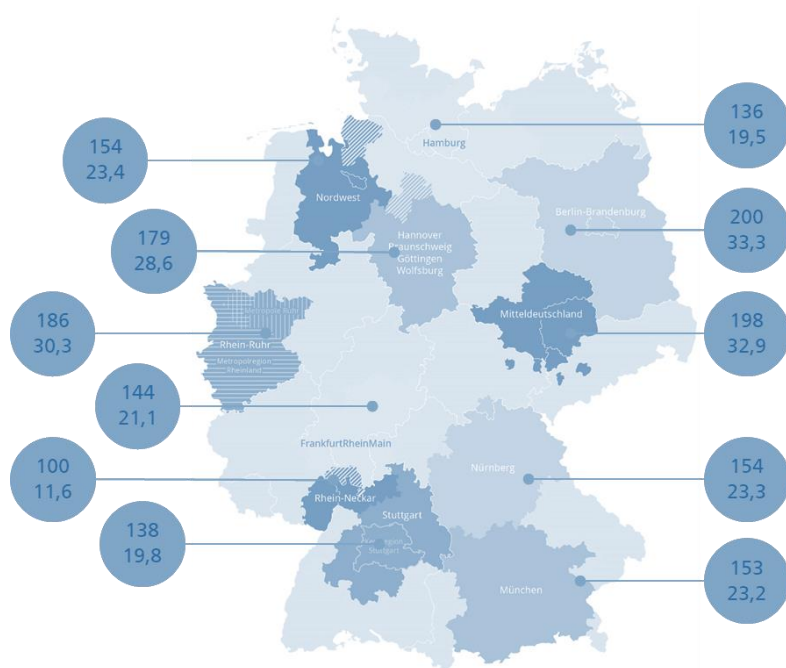
Hochschulen und Forschungseinrichtungen sind wesentliche Innovationstreiber und Transferpartner von neuen wissenschaftlichen Erkenntnissen in die Praxis. Mit ihren Tätigkeiten tragen sie zum Wirtschaftswachstum bei und können die Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit eines Standortes unterstützen, indem sie wissenschaftlicher Erkenntnisse generieren, technologische Fortschritte vorantreiben und als Ausbildungsstätte von Fachkräften dienen. Wasserstofftechnologien stehen noch am Anfang ihres Lebenszyklus und sind noch stark von einer Grundlagen- und anwendungsorientierten Forschung abhängig, um die erforderliche Marktreife der Schlüsseltechnologien zu erreichen.

Zur Feststellung der Innovationsfähigkeit einer Metropolregion im Bereich Wasserstoff werden daher die in einer Metropolregion ansässigen Universitäten, Hochschulen und Forschungseinrichtungen als Indikator herangezogen. Für eine bessere Vergleichbarkeit zwischen den Metropolregionen und einer ausschließlichen Berücksichtigung von Fachgebieten, die einen engen Bezug zur Wasserstoffwirtschaft besitzen, wurde die von der Deutschen Forschungsgesellschaft bereitgestellte Datenbank „GERiT“ herangezogen [23]. Die GERiT-Datenbank bietet dabei eine Übersicht über 29.000 Forschungseinrichtungen in Deutschland und ermöglicht eine systematische Recherche aufgrund der strukturierten Systematik nach Fächergruppen, Forschungsbereichen und Fachgebieten.

Basierend auf der zugrundeliegenden Fächersystematik von Forschungseinrichtung des statistischen Bundesamtes wurden die in Tabelle 2 dargestellten Fachgebiete in die Recherche aufgenommen:

Tabelle 2: Berücksichtige Fachgebiete basierend auf der Fächersystematik des statistischen Bundesamtes

Mathematik, Naturwissenschaften		Ingenieurwissenschaften		Rechts-, Wirtschafts- und Sozialwissenschaften
3670 Chemische Physik und Polymerphysik	3790 Theoretische Chemie	6750 Mechatronik	710 Elektrotechnik und Informationstechnik	2905 Umweltwirtschaft/ Umweltökonomie
3680 Festkörper-, Oberflächen- und Materialphysik	3820 Materialchemie	6740 Interdisziplinäre Studien (Schwerpunkt Ingenieurwesen - ohne Mechatronik)	7240 Fahrzeug- und Flugzeugbau	2920 Wirtschaftsinformatik (f. Wirtschaftsingenieure)
3710 Anorganische Chemie	3830 Elektrochemie	6790 Regenerative Energien	7245 Fahrzeugtechnik	2936 Wirtschaftsmathematik
3730 Physikalische Chemie	3840 Oberflächen- und Nanochemie	690 Maschinenbau/ Verfahrenstechnik	7450 Infrastrukturplanung	
3740 Technische Chemie			770 Materialwissenschaft und Werkstofftechnik	



Forschungseinrichtungen je Mio. Einwohner (2018)

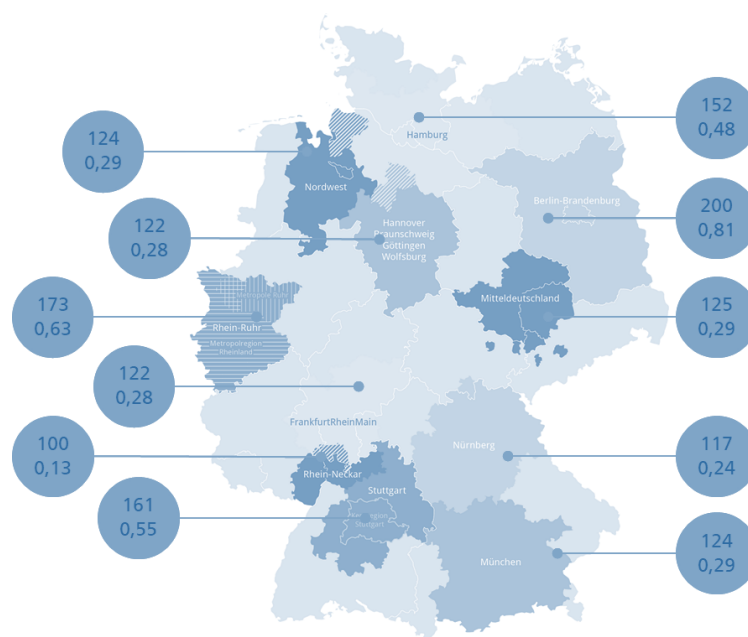
Abbildung 16: Forschungseinrichtungen

Diese Liste wurde um eine Suche mit den einschlägigen Begrifflichkeiten *energie* und *wasserstoff*, *brennstoffzell* und *power-to-* ergänzt. Das dargestellte Suchverfahren führte zu einer Gesamtanzahl von 1457 Treffern. Die identifizierten Forschungseinrichtungen wurden in einem weiteren Schritt geografisch den einzelnen Metropolregionen zugeordnet und mit der Einwohnerzahl der Metropolregionen (in Mio. Einwohnern)

ins Verhältnis gesetzt. Der ermittelte Indikator „Forschungseinrichtungen“ gibt damit die Anzahl der Forschungseinrichtungen in den Metropolregionen je Mio. Einwohner an und kann als Indikator für die Innovationsfähigkeit und Forschungsstärke einer Metropolregion angesehen werden. Basierend auf der Einwohnerzahl weist die Metropolregion Berlin-Brandenburg (33,3) die höchste Dichte an Forschungseinrichtungen auf, gefolgt von der Metropolregion Mitteldeutschland mit 32,9. Die Metropolregion Nürnberg nimmt mit einem Wert von 23,3 eine mittlere Platzierung ein. Abbildung 16 liefert nochmals einen Überblick über den ermittelten Indikator.

Bewilligte Fördersummen von Wasserstoffprojekten

Für eine beschleunigte Marktvorbereitung der Wasserstoffwirtschaft stellt die Bundesregierung umfangreiche Förderprogramme zur Verfügung. Mit dem Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) stellt die Bundesregierung NIP die Kontinuität für Forschung und Entwicklung im Bereich Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie sicher und adressiert die für einen Markthochlauf notwendige Serienreife erster Produkte. Die Umsetzung der Zielsetzungen des NIP-Programms erfolgt über entsprechende Maßnahmen der beteiligten Bundesministerien, wie dem BMWK, BMDV und dem BMBF. Über die zur Verfügung gestellten Mittel werden Personalstellen sowie technische Infrastrukturen wie Labor-mittel, Prototypen oder Testzentren finanziert. Forschungseinrichtungen, Hochschulen und Unternehmen sind unterschiedlich erfolgreich bei der Einwerbung von Fördermitteln [24].



Fördersummen zur Wasserstoffforschung von 2000-2030 pro Tsd. Euro Wirtschaftsleistung

Abbildung 17: Fördersummen

Bewilligte Fördersummen von Wasserstoffprojekten sind somit ein Indiz wie innovativ die in einer Metropolregion stattfindende Forschung eingeschätzt wird, wie erfolgsversprechend die geplanten technologischen Fortschritte sind und welche Bedeutung die beteiligten Forschungseinrichtungen in einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft einnehmen werden.

Zur Ermittlung des Indikators wurde dabei der Förderkatalog der Bundesregierung systematisch analysiert. Der Förderkatalog ist eine öffentlich verfügbare Datenbank mit mehr als 110.000 abgeschlossenen und laufenden Vorhaben der Projektförderung des Bundes [25]. Mithilfe der Schlagwörter *wasserstoff*, *hydrogen*, *Brennstoffzell*, *fuel cells*, und *power-to-* wurde für den Zeitraum 2000 bis 2030 abgeschlossene und noch

laufende Förderprojekte identifiziert. Die verwendeten Schlagwörter ergaben insgesamt 1152 bewilligten Förderprojekten mit Bezug zur Wasserstoffwirtschaft, welche insgesamt eine Fördersumme in Höhe von 1,37 Mrd. Euro entsprach.

Die identifizierten Förderprojekte wurden basierend auf den Angaben zur „auszuführenden Stelle“ den einzelnen Metropolregionen zugeordnet und für jede Metropolregion aufsummiert. Die Fördersumme wurde anschließend ins Verhältnis zur jeweiligen Wirtschaftsleistung (gemessen durch BIP in Tsd. Euro) gesetzt. Abbildung 17 gibt dabei Aufschluss über die eingeworbenen Fördermittel zur Wasserstoffforschung der einzelnen Metropolregionen

Gemessen an der Wirtschaftsleistung zeigen die Ergebnisse, dass die Metropolregion Berlin-Brandenburg mit einem Wert von 0,81 am erfolgreichsten in der Akquirierung von wasserstoffbezogenem Fördermittel ist. Auf Platz 2 folgt die Metropolregion Rhein-Ruhr mit einem Wert von 0,63. Die Metropolregion Stuttgart nimmt mit einem Wert von 0,55 Platz 3 ein. Die Metropolregion Nürnberg platziert sich mit einem Wert 0,24 auf Platz 10.

3 Potenzialanalyse

3.1 Marktentwicklung der Wasserstoffwirtschaft

3.1.1 Europäische Marktentwicklung

Der europäischen Wasserstoffwirtschaft wird für die Erreichung der Klimaziele eine bedeutende Rolle zugesprochen. Denn ohne eine funktionierende europäische Wasserstoffwirtschaft werden die Ziele des Pariser Klimaabkommens, die globale Erderwärmung gegenüber dem vorindustriellen Niveau unter 2-Grad zu halten, nicht erreichbar sein. Auf Grundlage dieser Zielsetzung hat das Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) zwei alternative Szenarien für die Europäische Wasserstoffwirtschaft errechnet, um mögliche Entwicklungspfade zu skizzieren: Ein optimistisches Szenario („Ambitious“) und ein konservatives Szenario („Business-as-usual“) [26].

In beiden Szenarien prognostiziert das FCH JU, dass europäische Unternehmen bis 2030 eine starke Position auf dem europäischen Markt einnehmen werden. Im optimistischen Szenario wird davon ausgegangen, dass europäische Unternehmen in allen Wertschöpfungsstufen einen hohen Marktanteil von 61 % bis 90 % erreichen werden. Vor allem in den Wertschöpfungsstufen der Wasserstofferzeugung, der Wasserstoffversorgungsinfrastruktur sowie bei „After-market“-Dienstleistungen und neuen Geschäftsmodellen.

Die beiden Szenarien im Überblick	
Konservativ	Optimistisch
- Prognostizierte Nachfrage nach Wasserstoff in Europa 2030: ca. 480 TWh 2050: ca. 780 TWh - Prognostizierte Umsätze nach Wasserstoff in Europa 2030: ca. 35 Mrd. Euro - Zurückhaltend positive Ausgestaltung der regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen - Moderate F&E-Investitionen - Moderate Marktentwicklung, die als gesichert angesehen werden kann	- Prognostizierte Nachfrage nach Wasserstoff in Europa 2030: ca. 665 TWh 2050: ca. 2.252 TWh - Prognostizierte Umsätze nach Wasserstoff in Europa 2030: ca. 130 Mrd. Euro - Kollaborative Ausgestaltung der regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen zwischen Politik, Industrie und Investitionen - Hohe F&E-Investitionen - Beschleunigte Marktentwicklung
2-Grad-Ziel des Pariser Klimaabkommens werden nicht erreicht	2-Grad-Ziel des Pariser Klimaabkommens werden erreicht

der Wasserstoffversorgungsinfrastruktur sowie bei „After-market“-Dienstleistungen und neuen Geschäftsmodellen.

dellen wird jeweils ein Marktanteil von 90 % europäischer Unternehmen erwartet. Im Rahmen des konservativen Szenarios variieren die prognostizierten Marktanteile für europäische Unternehmen in den unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen zwischen 31 % und 45 %.

Diese Einschätzung verdeutlicht, dass unabhängig vom eintretenden Szenario, der europäischen Industrie eine vorteilhafte Position zugesprochen wird, um am Markthochlauf der europäischen Wasserstoffwirtschaft zu partizipieren. Schwerpunkte liegen dabei in der Herstellung von Elektrolyseuranlagen sowie einer entsprechenden Bereitstellung der Versorgungsinfrastruktur, da in diesen Wertschöpfungsbereichen bereits heute zahlreiche Kompetenzen und Patente vorhanden sind.

Neben der Einschätzung zur Marktposition europäischer Unternehmen werden für beide Szenarien zudem Umsätze auf dem europäischen Markt geschätzt. Diese Schätzung differenzieren nach Wertschöpfungsbe-
reiche und ob Umsätze auf dem europäischen Markt oder auf dem Weltmarkt („Exporte“) entstehen.

Das optimistische Szenario schätzt das Marktvolumen für europäische Unternehmen im Jahr 2030 auf ungefähr 130 Mrd. EUR ein, wobei ca. 65 Mrd. EUR in diesem Szenario auf dem europäischen Heimatmarkt entfallen und für Exporte in nichteuropäische Länder ungefähr 65 Mrd. EUR erwartet werden. Die höchsten Umsätze werden im Bereich der Herstellung und Distribution von Wasserstoff sowie der Infrastrukturbereitstellung gesehen. Neben den 130 Mrd. EUR kommen noch Importe über alle Wertschöpfungsstufen in Höhe von ca. 20 Mrd. EUR hinzu, an deren Wertschöpfung allerdings keine europäischen Unternehmen beteiligt sind.

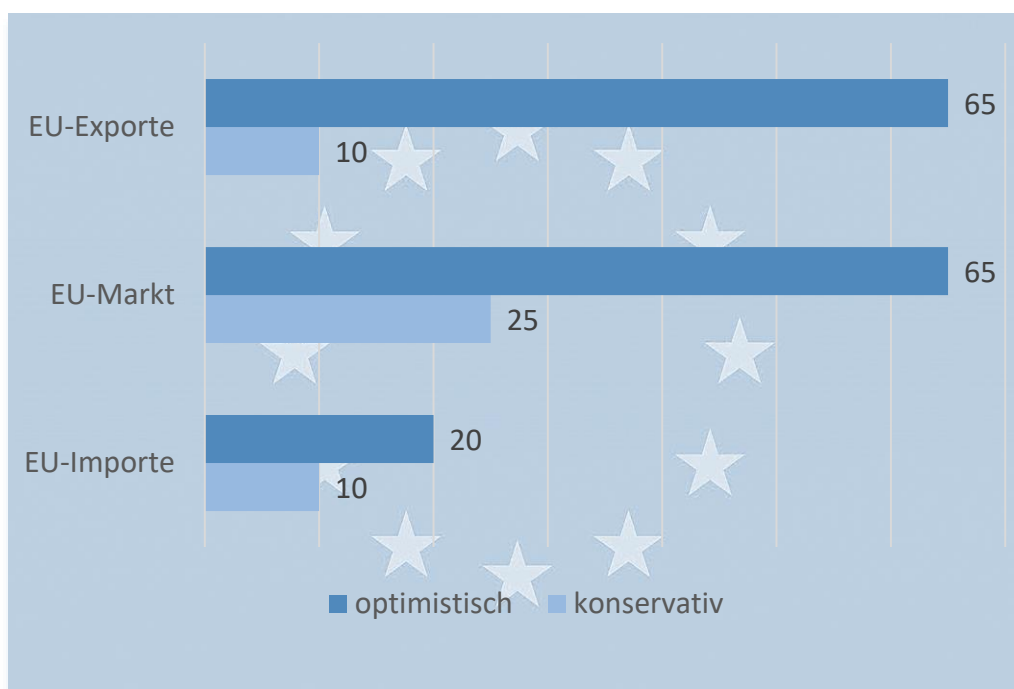


Abbildung 18: Marktvolumen für europäische Unternehmen in der Wasserstoffwirtschaft

Im konservativen Szenario wird für europäische Unternehmen im Jahr 2030 ein Volumen von 35 Mrd. EUR erwartet. Ungefähr 25 Mrd. EUR entfallen hierbei auf den Heimatmarkt, während Exporte von ca. 10 Mrd. EUR für europäische Unternehmen prognostiziert werden. Zudem wird erwartet, dass 10 Mrd. EUR an Importen dazukommen. Abbildung 18 gibt einen Überblick über das prognostizierte Marktvolumen für europäische Unternehmen.

Der größte Teil der Wertschöpfung in einer Wasserstoffwirtschaft wird der hochentwickelten Industrie (z.B. Maschinen- und Anlagenbau, Automobilbau, Elektroenergieversorgung) zugesprochen, welche dadurch auch direkt und indirekt zur Schaffung von Arbeitsplätzen beiträgt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Was-

Wasserstoffwirtschaft zu einer höheren inländischen Wertschöpfung beitragen wird als dies bei den entsprechenden Wertschöpfungsketten auf Grundlage fossiler Brennstoffe der Fall war. Eine Schätzung hierüber macht das FCH JU [26] indem es die Anzahl der Arbeitsplätze pro Euro Umsatz in Industrien, die den Segmenten in der Wasserstoffwirtschaft ähneln, betrachtet. Für Branchen wie Maschinenbau und Geräteherstellung, Automobil-, Strom- und Gasversorgung ergeben sich pro 1 Mio. EUR Erlöse ca. 10 Arbeitsplätze. Für die Herstellung von Ausrüstung und Endanwendungen werden durchschnittlich 13 Arbeitsplätze pro 1 Mio. EUR Umsatz erwartet. Im Bereich Dienstleistungen und neue Geschäftsmodelle entstehen pro 1 Mio. EUR Umsatz ca. 15 Arbeitsplätze. Basierend auf diesem Verhältnis, wird davon ausgegangen, dass die europäische Wasserstoffwirtschaft im Jahr 2030 im optimistischen Szenario ungefähr 900.000 Menschen beschäftigen. Für das konservative Szenario wird mit mehr als 250.000 Bruttoarbeitsplätze gerechnet.

3.1.2 Deutsche Marktentwicklung

Deutschland kommt bei der Klimapolitik eine Vorreiterrolle zu und verfolgt ambitionierte Ziele. So hat Deutschland bereits 2016 als ein eines der ersten Länder den Klimaschutzplan 2050 verabschiedet und die im Pariser Abkommen geforderte Klimaschutzlangfriststrategie erstellt und bei der UN vorgelegt. Deutschlands Langfristziel ist es dabei, bis zum Jahr 2050 weitgehend treibhausgasneutral zu werden. Mittelfristziel ist das Senken der Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 [27]. Die Bundesregierung sieht die Wasserstoffwirtschaft als zentrales Element für die Erreichung dieser klimabezogenen Ziele an und schafft mit umfangreichen Förderprogrammen eine vorteilhafte Ausgangssituation für einen zügigen Markthochlauf. Somit kann auch für Deutschland mit einem beachtlichen Anstieg der Marktgröße gerechnet werden. In Deutschland lag die Produktionsmenge von Wasserstoff im Jahr 2015 bei etwa 57 TWh Wasserstoff, der weitgehend in der Industrie als Rohstoff eingesetzt wurde. Bis 2030 wird eine deutliche Erhöhung bei der Erzeugung von Wasserstoff erwartet und ein sektorenübergreifender Anstieg der Wasserstoffnachfrage prognostiziert. Bisherige Wasserstoffpotenzialstudien stützen sich bei der Abschätzung der zukünftigen Marktentwicklung in Deutschland auf die Annahmen für die Marktentwicklung auf europäischer Ebene. Dies fußt auf der Überlegung, dass Deutschland als technologisch und wirtschaftlich starkes Land innerhalb Europas auch im Bereich der Wasserstofftechnologien eine führende Position einnehmen wird. Basierend auf dieser Logik wurde für Deutschland im konservativen Szenario mit einer Steigerung der Nachfrage von Wasserstoff auf ca. 84 TWh und bis 2050 auf ungefähr 137 TWh gerechnet. Im optimistischen Szenario wird davon ausgegangen, dass die Nachfrage 2030 in Deutschland ca. 117 TWh und 2050 knapp 400 TWh betragen wird [28].

Szenarien für Deutschland	
konservativ	optimistisch
- Prognostizierte Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland 2030: ca. 84 TWh 2050: ca. 137 TWh - Prognostizierte Umsätze nach Wasserstoff in Deutschland 2030: ca. 12,5 Mrd. Euro	- Prognostizierte Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland 2030: ca. 117 TWh 2050: ca. 395 TWh - Prognostizierte Umsätze nach Wasserstoff in Europa 2030: ca. 47 Mrd. Euro

Auch die Prognose der Umsätze baut auf der Datenbasis der europäischen Studie auf. Bei einer EU-Wasserstoff-Marktgröße von etwa 35 Mrd. EUR (konservatives Szenario) bzw. 130 Mrd. EUR (optimistisches Szenario, Umsätze auf dem Heimatmarkt zzgl. der Umsätze durch Exporte) im Jahr 2030 kann für den Wasserstoffmarkt deutscher Unternehmen unter der Annahme eines jeweils gleichbleibenden Anteils daran für 2030 ein Umsatzvolumen von ca. 12,5 Mrd. EUR im konservativen Szenario bzw. ca. 47 Mrd. EUR für das optimistische Szenario geschätzt. Entsprechend entstehen bei Eintritt des optimistischen Szenarios bis 2030 zwischen 120.000 und 150.000 Arbeitsplätze. Eine weitere Einschätzung über die Anzahl an Arbeitsplätzen kommt vom deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband, welcher mit etwa 70.000 Bruttoarbeitsplätze in Deutschland rechnet. Dies ist beachtlich, wenn man davon ausgeht, dass nach Schätzungen des Verbands Deutscher Maschinen- und Anlagenbaus (VDMA) 2019 in Deutschland lediglich rund 1.500 Beschäftigte in der Wasserstoffwirtschaft tätig waren [28].

3.1.3 Marktentwicklung in der Metropolregion Nürnberg

Zur Bestimmung der Marktentwicklung für die Metropolregion Nürnberg wird im Folgenden auf die erwarteten Umsatz- und Arbeitsplatzpotenziale im Jahr 2030 eingegangen. Hierzu wird auf der Methodik bisheriger Studien aufgebaut und diese auf die Metropolregion Nürnberg übertragen.

Umsatzpotenzial in der Metropolregion Nürnberg

Zur Abschätzung der Umsatzpotenzial von Unternehmen in der Metropolregion Nürnberg, werden die Prognosen aus der Marktstudie vom FCH JU [26] herangezogen und analog zur Methodik der Potenzialstudien aus Sachsen [28] und Baden-Württemberg [29] vorgegangen. Hierdurch lassen sich die Umsatzpotenzial für die beiden Szenarien errechnen und separiert für verschiedene Wertschöpfungsbereiche aus dem Wertschöpfungsmodell bestimmen. Aufgrund der eingeschränkten Daten- und Informationslage und einer unzureichenden Passung von Wirtschaftszweigen (WZ) auf die einzelnen Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffwirtschaft, ist lediglich eine Annäherung an das entwickelte Wertschöpfungsmodell (Siehe Abschnitt 2.1) möglich. Der Bereich H2-Erzeugung wurde dem Wirtschaftszweig 20 (WZ 20 „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ mit dem Unterbereich WZ 20.11 „Herstellung von Industriegasen“) zugeordnet. Der Teilbereich H2-Anwendung: Mobilität der energetischen Wertschöpfungskette wurde den Wirtschaftszweig 29 (WZ 29 „Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen“) und Wirtschaftszweig 30 (WZ 30 „Sonstiger Fahrzeugbau“) zugeordnet. Weitere Teilbereiche von H2-Anwendung: Andere (Stromerzeugung, Gebäude und industrielle Energie) wurden mithilfe des Wirtschaftszweig 27 (WZ 27 „Herstellung von elektrischen Ausrüstungen“) und Wirtschaftszweig 28 (WZ 28 „Maschinenbau“) bestimmt. Die produktbezogene Wertschöpfungskette wurde schließlich den Wirtschaftszweigen WZ 27, 28, 29 und 30 zugewiesen. Tabelle 3 zeigt die Zuordnung von Wirtschaftszweigen zu den unterschiedlichen Wertschöpfungsbereichen im Wertschöpfungsmodell auf.

Tabelle 3: Systematik der Zuordnung des Wertschöpfungsmodells zu den relevanten Wirtschaftszweigen (in Anlehnung an "Studie Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff in Sachsen" [28])

Energetische Wertschöpfungskette	H2-Erzeugung	←	WZ 20.11 Herstellung von Industriegasen
	H2-Anwendung: Mobilität	← ←	WZ 29 Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen WZ 30 Sonstiger Fahrzeugbau
	H2-Anwendung: Andere (Gebäudewärme und -strom, industrielle Anwendung)	← ← ←	WZ 27 Herstellung von elektrischen Ausrüstungen WZ 28 Maschinenbau
Produktbezogene Wertschöpfungskette	H2-Zulieferer	← ←	WZ 27 Herstellung von elektrischen Ausrüstungen WZ 28 Maschinenbau WZ 29 Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen WZ 30 Sonstiger Fahrzeugbau

Die Umsätze für die entsprechenden Wirtschaftszweige wurden aus den Datenbanken von Eurostat und Destatis erhoben und bilden die Grundlage für die Errechnung der Umsatzanteile. Als Basisjahr wurde analog zu den bestehenden Studien das Jahr 2017 festgelegt. *Tabelle 4* zeigt die Umsätze nach Wirtschaftszweigen für Europa, Deutschland und für die Metropolregion Nürnberg im Jahr 2017 auf.

Tabelle 4: Umsätze nach Wirtschaftszweigen in Europa, Deutschland und der Metropolregion Nürnberg (in Anlehnung an "Studie Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff in Sachsen" [28])

Umsätze Wirtschaftszweige (WZ)					
Jahr: Basisjahr 2017	WZ 20	WZ 27	WZ28	WZ29	WZ30
Umsatz EU WZ (Eurostat) [Mrd. Euro]	600	331	735,72	1.144,50	295,59
Umsatz D WZ (Eurostat) [Mrd. Euro]	179,82	122,35	288,83	495,68	52
Umsatz D WZ (Destatis) [Mrd. Euro]	146,51	98,93	252,05	425,27	48,85
Umsatz EMN WZ (Destatis)[Mrd.Euro]	0,91	6,52	15,7	3,14	0

Aufgrund der divergierenden Werte aus den Datenbanken von Eurostat und Destatis wurde für die Berechnung der Umsatzanteile von Deutschland in Europa auf die Umsatzwerte für die einzelnen Wirtschaftszweige aus der Datenbank Eurostat zurückgegriffen. Für die Berechnung der Umsatzanteile der Metropolregion Nürnberg in Deutschland hingegen auf die Umsätze der einzelnen Wirtschaftszweige aus der Datenbank des statistischen Bundesamtes.

Information zur Berechnung der Umsatzanteile

$$\text{Umsatzanteil } D_i = \sum_1^j \frac{\text{Umsatz D WZ}_j}{\text{Umsatz EU WZ}_j}$$

$$\text{Umsatzanteil EMN}_i = \sum_1^j \frac{\text{Umsatz EMN WZ}_j}{\text{Umsatz Deutschland WZ}_j}$$

Die jeweiligen Umsatzanteile für die einzelnen Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffwirtschaft ergeben sich aus der Summe der in zugeordneten Umsätze der einzelnen Wirtschaftszweige. So ergibt sich beispielsweise für den Wertschöpfungsbereich H2-Anwendung: Mobilität für Deutschland ein Umsatzanteil von 38,03%, welcher sich aus den Umsatzanteilen der Wirtschaftszweige WZ29 und WZ30 zusammensetzt. Der Umsatzanteil der Metropolregion Nürnberg an Deutschland hingegen beträgt 0,66%.

Das FCH JU [26] hat für den europäischen Wasserstoffmarkt Umsatzpotenziale für verschiedene Wertschöpfungsbereiche der Wasserstoffwirtschaft für das Jahr 2030 getrennt bestimmt. Hierbei wurden die Wertschöpfungsbereiche H2-Erzeugung, H2-Anwendung: Mobilität, H2-Anwendung: Andere der energetischen Wertschöpfungskette sowie die produktbezogene Wertschöpfung unterschieden. Das FCH JU [26] prognostizierte im optimistischen Szenario für den gesamten europäischen Markt inklusive der Importe ein Umsatzpotenzial von ca. 130 Mrd. EUR. Dabei wird das Umsatzpotenzial der produktbezogenen Wertschöpfung auf ca. 63 Mrd. EUR geschätzt, der Umsatz für die H2-Anwendung beträgt 38 Mrd. EUR – wobei 35 Mrd. EUR auf den Mobilitätssektor und 3 Mrd. EUR auf andere H2-Anwendungen entfallen – und für den Bereich der H2-Erzeugung wird ein Potenzial von ungefähr 27 Mrd. EUR prognostiziert. Mithilfe der errechneten Umsatzanteile können nun die Umsatzpotenziale für die Metropolregion Nürnberg bestimmt werden. Wichtig zu erwähnen ist hierbei, dass das gewählte Vorgehen auf der Annahme beruht, dass die Anteile deutscher Unternehmen an den Umsätzen europäischer Unternehmen sowie die Anteile von Unternehmen in der Metropolregion Nürnberg an den Umsätzen deutscher Unternehmen über den Zeitverlauf konstant bleiben.

Basierend auf den erhobenen Umsätzen nach Wirtschaftszweigen wurde eine Zuordnung für die unterschiedlichen Wertschöpfungsbereiche der Wasserstoffwirtschaft vorgenommen und die prognostizierten Umsätze für die Metropolregion Nürnberg bestimmt. Beispielsweise wurde für das Jahr 2030 für den Bereich H2-Anwendung: Mobilität ein Umsatz von 35,15 Mrd. Euro im optimistischen Szenario geschätzt. Basierend auf den errechneten Umsatzanteil für Deutschland von 38.03% ergibt sich ein erwarteter Umsatz für Deutschland von 13,37 Mrd. Euro. Der erwartete Umsatz für die Metropolregion Nürnberg beträgt 0,66% der 13,37 Mrd. Euro, was einem Wert von 0,09 Mrd. Euro entspricht.

Information zur Berechnung der Umsatzanteil 2030 für die einzelnen Wertschöpfungsstufen

$$\text{Erwarteter Umsatz EMN}_i =$$

$$\text{Erwarteter Umsatz EU}_i \cdot \text{Umsatzanteil EMN}_i \cdot \text{Umsatzanteil EMN}_i$$

Tabelle 5 und Tabelle 6 geben einen Überblick über die entsprechenden Umsätze für die unterschiedlichen Wertschöpfungsbereiche der Wasserstoffwirtschaft im Jahr 2030 auf.

Tabelle 5: Prognostizierte Umsätze für das Jahr 2030 des optimistischen Szenarios für die Metropolregion Nürnberg (in Anlehnung an "Studie Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff in Sachsen" [28])

Umsätze für das Jahr 2030					
optimistisches Szenario	H2-Erzeugung (WZ20.11)	H2-Anwendung: Mobilität (WZ29+30)	H2-Anwendung: Andere (WZ27+28)	H2-Zulieferer (WZ27-30)	Summe
Erwarteter Umsatz EU [Mrd. Euro]	27,91	35,15	3,37	63,57	130
Umsatzanteil D an EU	29,97%	38,03%	38,55%	38,25%	
Erwarteter Umsatz D [Mrd. Euro]	8,36	13,37	1,30	24,32	47,35
Umsatzanteil EMN an D	0,62%	0,66%	6,33%	3,07%	
Erwarteter Umsatz EMN [Mrd. Euro]	0,05	0,09	0,08	0,75	0,97

Tabelle 6: Prognostizierte Umsätze für das Jahr 2030 des konservativen Szenarios für die Metropolregion Nürnberg (in Anlehnung an "Studie Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff in Sachsen" [28])

Umsätze für das Jahr 2030					
konservatives Szenario	H2-Erzeugung (WZ20.11)	H2-Anwendung: Mobilität (WZ29+30)	H2-Anwendung: Andere (WZ27+28)	H2-Zulieferer (WZ27-30)	Summe
Erwarteter Umsatz EU [Mrd. Euro]	10,74	8,36	0,8	15,11	35,01
Umsatzanteil D an EU	29,97%	38,03%	38,55%	38,25%	
Erwarteter Umsatz D [Mrd. Euro]	3,22	3,18	0,31	5,78	12,49
Umsatzanteil EMN an D	0,62%	0,66%	6,33%	3,07%	
Erwarteter Umsatz EMN [Mrd. Euro]	0,02	0,02	0,02	0,18	0,24

Basierend auf dieser Abschätzung kann festgehalten werden, dass das Umsatzpotenzial für die Metropolregion Nürnberg für das Jahr 2030 zwischen 0,24 Mrd. Euro und 0,97 Mrd. Euro betragen wird. Ein Großteil der Wertschöpfung entfällt hierbei auf die produktbezogene Wertschöpfungskette mit 0,18 Mrd. Euro im konservativen Szenario und 0,75 Mrd. Euro im optimistischen Szenario.

Arbeitsplatzpotenziale in der Metropolregion Nürnberg

Mithilfe der errechneten Umsatzpotenziale lassen sich nun auch die Arbeitsplatzpotenziale in der Metropolregion Nürnberg bestimmen. Die Berechnung Arbeitsplatzpotenziale für die Metropolregion Nürnberg erfolgt analog zur Wasserstoffpotenzialstudie für Baden-Württemberg und Sachsen. Die Basis für die Berechnungen bilden wie bei den Umsatzpotenzialen die Daten des Statistischen Bundesamtes innerhalb der WZ 20, 27, 28, 29 und 30 aus dem Jahr 2017. Hierbei wurde die Anzahl der Beschäftigten in den Betrieben betrachtet und in Verhältnis zu den generierten Umsätzen gesetzt. Dies basiert auf der Annahme, dass zukünftig das Verhältnisses von Arbeitskräften zum generierten Umsatz bestehen bleibt. Zur Berechnung dieser spezifischen Kennzahl wurde die Summe aller Beschäftigten der diesem Bereich zugeordneten Wirtschaftszweige in der Metropolregion Nürnberg aus dem Jahr 2017 in ein Verhältnis zur Summe aller Umsätze dieser Wirtschaftszweige im Jahr 2017 gesetzt. Diese Verhältniszahl wurde anschließend mit den prognostizierten Umsatzpotenzialen des Jahres 2030 für Unternehmen in der Metropolregion Nürnberg multipliziert. Analog zu den bisherigen Studien lassen sich hierdurch lediglich direkte und indirekte Arbeitplatzeffekte abschätzen. Direkte Arbeitplatzeffekte beziehen sich auf die energetische und produktbezogene Wertschöpfungskette. Indirekte Arbeitplatzeffekte entstehen darüber hinaus in der Produktwertschöpfungskette im Zusammenhang mit vorgelagerten Leistungen wie der Herstellung von verschiedenen Teilsystemen und Komponenten sowie Dienstleistungen.

Aus dieser Berechnung ergeben sich für das konservative Szenario insgesamt 2.020 direkte und indirekte Arbeitsplätze in der Metropolregion Nürnberg. 1.750 Arbeitsplätzen und damit ein Großteil aller Arbeitsplätze entstehen in der produktbezogenen Wertschöpfungskette. Hinsichtlich des optimistischen Szenarios ergibt sich ein Arbeitsplatzpotenzial von insgesamt 8.288 Arbeitsplätzen. Auch in diesem Szenario entfällt der Großteil des Arbeitsplatzpotenzials mit 7.279 Arbeitsplätzen auf Unternehmen in der produktbezogenen Wertschöpfungskette.

Tabelle 7 und Tabelle 8 zeigen die prognostizierten Arbeitsplätze für 2030 in den einzelnen Wertschöpfungsbereichen der Wasserwirtschaft nochmals auf. In Abbildung 19 findet eine Einordnung des Arbeitsmarktpotenzials in das hybride Wertschöpfungsmodell statt.

Tabelle 7: Optimistisches Szenario Arbeitsmarktpotenzial für das Jahr 2030 für die Metropolregion Nürnberg (in Anlehnung an "Studie Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff in Sachsen" [28])

Arbeitsmarktpotenzial für das Jahr 2030					
optimistisches Szenario	Herstellung Wasserstoff (WZ20.11)	Equipment Transport (WZ29+30)	Equipment andere (WZ27+28)	Zulieferer (WZ27-30)	Summe
Umsätze EMN [Mrd. Euro]	0,05	0,09	0,08	0,75	0,97
Anzahl Beschäftigte EMN	191	239	579	7279	8288

Tabelle 8: konservatives Szenario Arbeitsmarktpotenzial für das Jahr 2030 für die Metropolregion Nürnberg (in Anlehnung an "Studie Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff in Sachsen" [28])

Arbeitsmarktpotenzial für das Jahr 2030					
konservatives Szenario	Herstellung Wasserstoff (WZ20.11)	Equipment Transport (WZ29+30)	Equipment andere (WZ27+28)	Zulieferer (WZ27-30)	Summe
Umsätze EMN [Mrd. Euro]	0,02	0,02	0,02	0,18	0,24
Anzahl Beschäftigte EMN	74	57	140	1750	2020

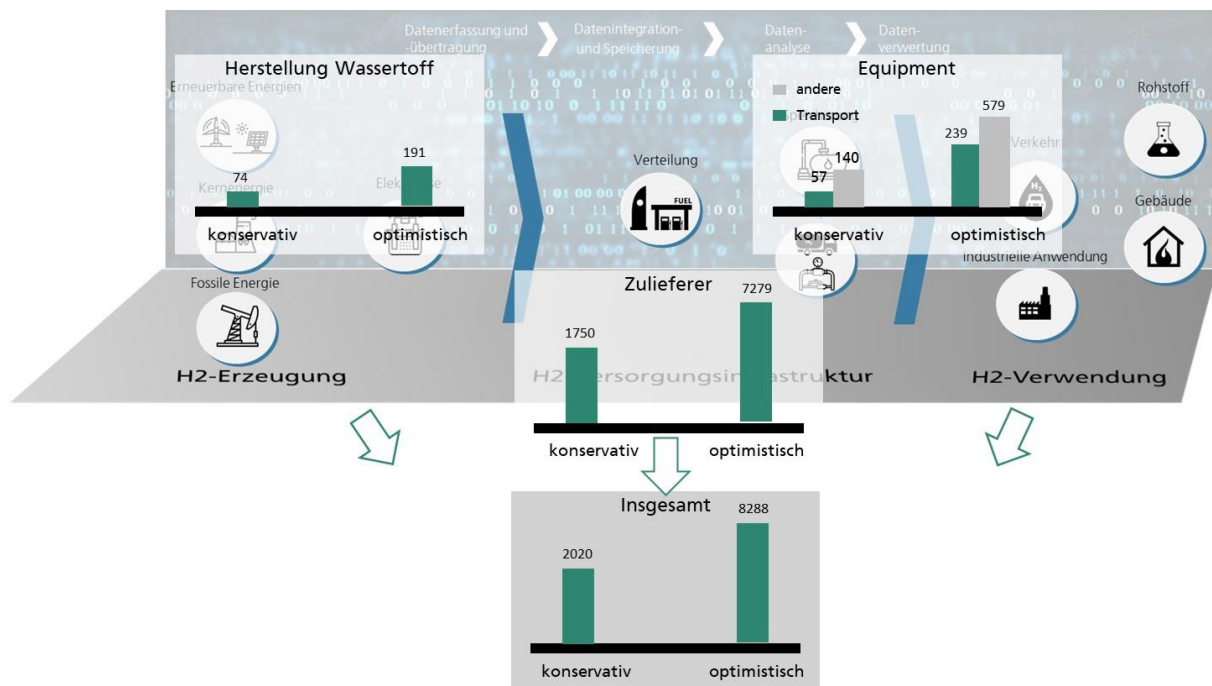


Abbildung 19: Einordnung des Arbeitsmarktpotenzials in das hybride Wertschöpfungsmodell

Schließlich kann ein vorsichtiger Blick auf das Jahr 2050 geworfen werden. Hinsicht des Arbeitsplatzpotenzials für das Jahr 2050 geht das Hydrogen Council von einem Wachstumsfaktor von 18,8 im Vergleich zu 2030 aus [28], [30]. Somit ergeben sich für die Metropolregion Nürnberg im Jahr 2050 im konservativen Szenario ein Potenzial von ca. 35.000 Arbeitsplätzen und im optimistischen Szenario ein Potenzial von ca. 157.000 Arbeitsplätzen in der Wasserstoffwirtschaft.

3.2 Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff in der Metropolregion

Im Rahmen dieser Studie wird angenommen, dass sich die Potenziale zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff in der Europäischen Metropolregion Nürnberg auf Basis des vorhandenen überschüssigen erneuerbaren Stroms ergeben, der für die Elektrolyse verwendet werden kann. Die Evaluation möglicher Szenarien zur Wasserstoffherzeugung erfolgt daher bilanziell anhand von drei Szenarien, die sich auf Basis des Energienutzungsplanes der Stadt Nürnberg und des bayrischen Energieatlas ergeben. [31], [32] Unterschiedliche Ausbauszenarien im Bereich der Stromerzeugung durch Wind, Photovoltaik, Biomasse und Wasserkraft werden dem Strombedarf in der Metropolregion gegenübergestellt.

Im Folgenden werden die Rahmenbedingungen der Potenzialberechnungen im Energienutzungsplan für Wind, Photovoltaik, Biogas und Wasserkraft kurz dargestellt. Für eine detaillierte Beschreibung wird auf den Energienutzungsplan der EMN verwiesen. [31]

3.2.1 Rahmenbedingungen der Potenzialberechnungen für erneuerbare Energien in der Metropolregion

Rahmenbedingungen für die Bestimmung des Potenzials für Windkraft in der EMN:

Das Potenzial für Windkraft setzt sich aus der Neuerrichtung von Anlagen und aus dem Repowering bestehender Anlagen zusammen. Bei der Neuerrichtung von Anlagen werden bestehende Vorrangflächen genutzt. Grundsätzlich gilt jedoch sowohl für Neuerrichtung als auch für Repowering, dass die 10H-Regel oder eine Vergrößerung der Abstandsflächen nicht berücksichtigt werden, da diese laut Energienutzungsplan rechtlich anzupassen sei. Anlagen, die bis 2030 gebaut/repower werden, besitzen eine Leistung von 5 MW. Anlagen, die ab 2030 gebaut/repower werden, besitzen eine Leistung von 7 MW.

Rahmenbedingungen für die Bestimmung des Potenzials für Photovoltaik in der EMN:

Das Potenzial für Photovoltaik setzt sich aus Freiflächenanlagen und Dach- und Fassadenphotovoltaikanlagen zusammen. Im Bereich der Freiflächenanlagen wurden Flächen entlang von Autobahnen und Bahnlinien berücksichtigt. Anwendungen wie Agrophotovoltaik wurden nur sehr geringfügig in die Potenzialbetrachtung aufgenommen. Außerdem wurde Flächen über Park & Ride Parkplätzen sowie über großen Supermarktparkplätzen mit einkalkuliert. Weitere Flächen wurden auf Grund fraglicher Akzeptanz nicht berücksichtigt. Im Bereich der Dachphotovoltaikanlagen wurde grundsätzlich jede Dachfläche mitbetrachtet, jedoch unter Abzügen der Dachflächen, die aufgrund von Denkmalschutz, Verschattung oder Ausrichtung nicht in Frage kommen. Für das Potenzial für Fassadenphotovoltaik wurden vor allem Betriebsgebäude sowie Lager- und Logistikhallen berücksichtigt, da hier große Flächen ohne Belichtungsöffnungen zur Verfügung stehen.

Rahmenbedingungen für die Bestimmung des Potenzials für Biogas in der EMN:

Biomasse wird im Bereich der Stromerzeugung zur Herstellung von Biogas und der anschließenden Verstromung in KWK-Anlagen genutzt. Auf Grund der aktuellen Stimmungslage geht der Energienutzungsplan davon aus, dass die Anzahl der Biogasanlagen bis 2040 massiv zurückgehen wird. Als maximaler Ausbaupfad wird daher der aktuelle Ertrag aus Biogasanlagen angegeben. Holzartige Biomasse wird im Rahmen des Energienutzungsplan ausschließlich zur Wärmebereitstellung betrachtet.

Rahmenbedingungen für die Bestimmung des Potenzials für Wasserkraft in der EMN:

Im Bereich der Wasserkraft wird davon ausgegangen, dass auf Grund von ökologischen Gründen und der bereits großen Ausschöpfung von lukrativen Standorten kein weiterer Zubau erfolgen kann. Mögliche Ertragssteigerungen durch Repowering werden durch Ertragseinbußen auf Grund von geringeren Niederschlägen kompensiert.

3.2.2 Prognosen für Ausbauszenarien und Strombedarf der Metropolregion

Für die Entwicklung der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in der Metropolregion werden drei Ausbauszenarien „Konservativ“, „Basis“ und „Optimistisch“ betrachtet.

Die angenommenen Ausbaupfade sind in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Ausbaupfade der Szenarien „Konservativ“, „Basis“ und „Optimistisch“⁷

		Konservativ		Basis		Optimistisch	
	2022	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Windkraft [GW]	1,343	2,015	5,676	2,083	6,709	5,356	9,774
Windkraft [GWh/a]	2.956	4.433	12.488	4.582	14.760	11.784	21.502
Photovoltaik [GW]	3,938	4,260	4,719	8,313	17,987	20,781	23,368
Photovoltaik [GWh/a]	3.347	3.621	4.011	7.066	15.289	17.664	19.863
Biogas [GW]	0,501	0,213	0,036	0,356	0,089	0,501	0,501
Biogas [GWh/a]	2.758	1.173	196	1.956	489	2.758	2.758
Wasserkraft [GW]	0,082	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097
Wasserkraft [GWh/a]	394	465	465	465	465	465	465

Die Rahmenbedingungen dieser sowie der angenommenen Bedarfsentwicklung werden im Folgenden dargestellt.

Szenario 1: „Konservativ“:

Zwischen 2015 und 2022 betrug die jährliche Ausbaurate für Windkraft 5,28 % [31], [33]. Für Photovoltaik betrug die Ausbaurate 0,5 % [33], [34]. Diese jährlichen Ausbauraten werden von 2022 bis 2050 als konstant angenommen. Im Bereich des Biogases wird ein massiver Rückgang angenommen. So reduziert sich bis 2030 die Stromerzeugung auf 60 % des aktuellen Potenzials und geht bis 2050 auf 10 % zurück. Wasserkraft wird als konstant angenommen.

Szenario 2: „Basis“:

Das „Basis“-Szenario entspricht den Rahmenbedingungen, die der Energienutzungsplan vorgibt, um bis zum Jahr 2050 eine Treibhausgas-Emissionsminderung von 91 % zu erreichen.

Für Windkraft wird bis 2030 20 % Zubau und 40 % Repowering angesetzt. Bis 2050 wird eine Zubaurate von 80 % und eine Repoweringrate von 60 % angenommen. Im Bereich des Biogases prognostiziert der Energienutzungsplan aufgrund der aktuellen Stimmungslage einen Rückgang auf 80 % des aktuellen Ertrages bis 2030 und einen weiteren Rückgang auf 20 % bis 2050. Wasserkraft wird als konstant angenommen.

⁷ Der Energienutzungsplan liefert die jährliche Stromproduktion. Die installierten Leistungen wurden unter Annahme der folgenden Volllaststunden bestimmt: Windkraft: 2200 h, Photovoltaik: 850 h, Biogas: 5500 h, Wasserkraft: 4800 h

Szenario 3: „Optimistisch“

Im Szenario „Optimistisch“ wird davon ausgegangen, dass die im Rahmen des Energienutzungsplans der Metropolregion Nürnberg ermittelten Potenziale voll ausgeschöpft werden. Bis 2030 werden 100 % der Windräder zugebaut, aber es findet kein Repowering statt. Bis 2050 werden nach und nach alle Windräder repowert und die Leistung je Windrad steigert sich von 5 MW auf 7 MW. Im Bereich Photovoltaik wird bis 2030 das volle Potenzial ausgebaut. Ab 2050 wird zusätzlich berücksichtigt, dass Neubauten speziell für Photovoltaik ausgerichtet werden. Damit erhöht sich das Dachflächenpotenzial um 15%. Die Stromerzeugung aus Biomasse und Wasserkraft bleibt bis 2050 konstant.

Entwicklung des Strombedarfes in der Metropolregion

Der Energienutzungsplan der EMN betrachtet bei der Entwicklung des Strombedarfes 3 Szenarien, die jeweils unterschiedliche Entwicklungen in den einzelnen Sektoren (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr) betrachten. Diese Betrachtung ist für eine Abschätzung von Potenzialen zur Wasserstoffherzeugung in der Metropolregion zu komplex, weshalb im Rahmen dieser Studie auf die Prognosen der Endenergiebilanz 2015 zurückgegriffen wird [34]. Diese gehen davon aus, dass sich der Endenergiebedarf bis 2050 um ca. 20% verringern wird. Der Strombedarf nimmt in diesem Zeitraum jedoch zu, da Effizienzgewinne durch Rebound-Effekte und neue Anwendungen, z.B. im Bereich Informations- und Kommunikationstechnik ausgeglichen werden. Zusätzlich wird im Rahmen dieser Studie ein gesteigerter Strombedarf für die Wärmebereitstellung (verstärkte Nutzung von Wärmepumpen) sowie für den Transportsektor berücksichtigt. Für den zukünftigen Strombedarf in der EMN werden die in Tabelle 10 dargestellten Prognosen angenommen.

Tabelle 10: Entwicklung des Strombedarfes in der Metropolregion [34]

	2022	2030	2050
Stromverbrauch [GWh/a]	19.612	27.411	35.383

3.2.3 Auswertung der Szenarien zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in der Metropolregion

Die Erzeugung von grünem Wasserstoff in der Metropolregion hängt maßgeblich davon ab, ob überschüssiger erneuerbarer Strom vorhanden ist. Daher wird in den drei Szenarien bilanziell betrachtet, ab wann grundsätzlich eine Produktion überschüssigen erneuerbaren Stroms vorliegt und wie viel Wasserstoff jährlich damit produziert werden könnte. In Abbildung 20 ist die Stromerzeugung in den drei Szenarien dem Strombedarf gegenübergestellt.

Die Abbildung 20 zeigt deutlich, dass sowohl im Falle eines „Konservativ“-Szenarios als auch im „Basis“-Szenario die erneuerbare Stromerzeugung den Strombedarf in der EMN bis 2050 nicht vollständig decken kann. Im optimistischen Szenario wird 2030 erstmals bilanziell mehr Strom erzeugt als verbraucht. Die Betrachtung geht dabei davon aus, dass kurzfristige Leistungsüberschüsse mit Speichern (Batteriespeichern) oder durch Stromlieferungen in und aus der Metropolregion zwischengespeichert werden und damit nicht für die Herstellung von grünem Wasserstoff zur Verfügung stehen. Die Potenziale kurzfristiger Leistungsüberschüsse wird in Kapitel 3.5 analysiert.

Basiert im Jahr 2022 die erneuerbare Stromerzeugung noch in etwa in gleichen Teilen auf Windkraft, Photovoltaik und Biogas, wird in allen drei Szenarien 2050 die erneuerbare Energieversorgung nahezu ausschließlich auf Basis von Photovoltaik und Windkraft gewährleistet. Die erneuerbare Stromerzeugung durch Wasserkraft ist im Vergleich zu den anderen Erzeugungsarten vernachlässigbar. Eine Übersicht, über die sich in den Szenarien ergebenden erneuerbaren Strommix gibt Abbildung 21.

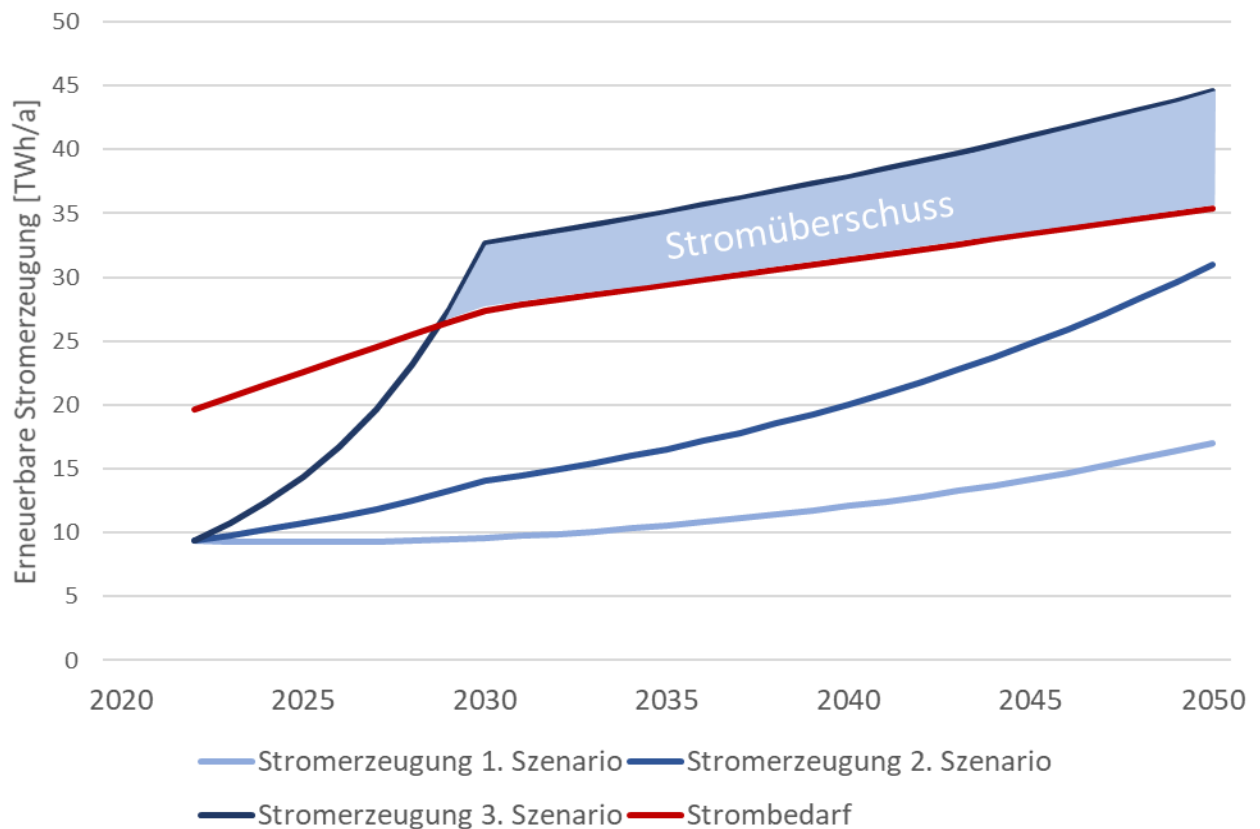


Abbildung 20: Stromerzeugung und Stromverbrauch bis 2050 in den drei Szenarien "Konservativ", "Basis" und "Optimistisch"

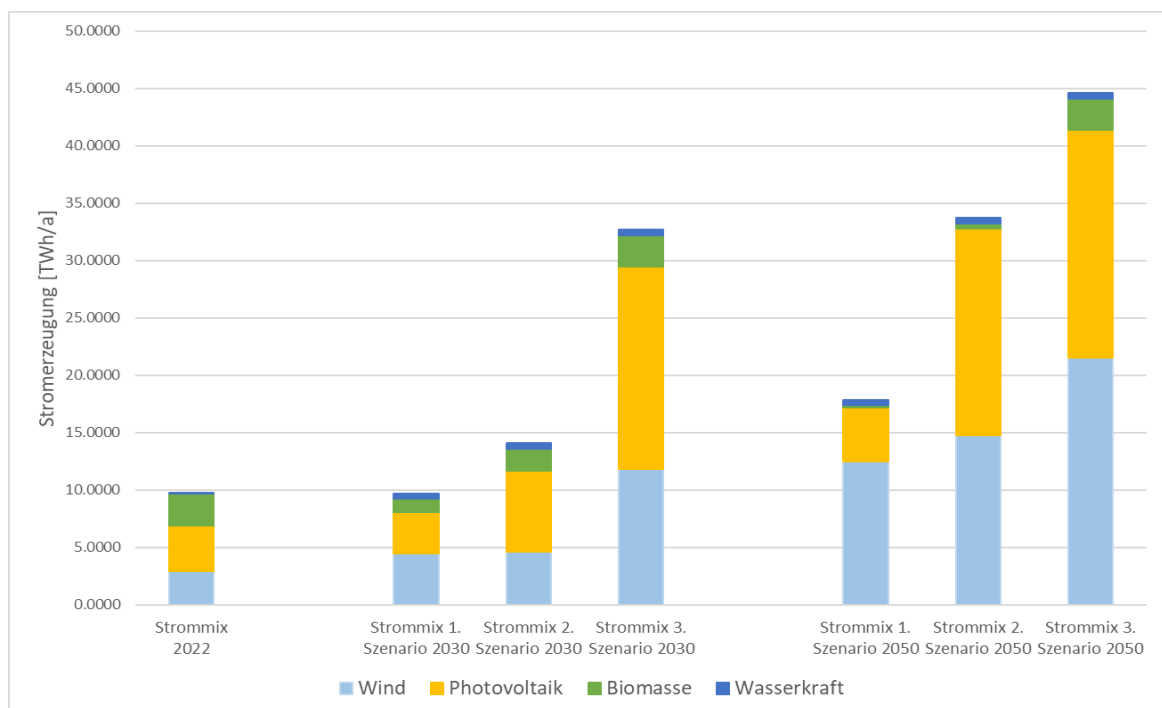


Abbildung 21: Übersicht über die erneuerbaren Strommixe 2022, 2030 und 2050

Für die Wasserstoffherstellung stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Am wahrscheinlichsten ist der Einsatz der PEM-Elektrolyse, da diese dynamische Betriebsweisen ermöglicht und gutes Teillastverhalten aufweist, was insbesondere für die Konversion fluktuierenden erneuerbaren Stroms von großer Wichtigkeit

ist. Es ist davon auszugehen, dass sich die Effizienz der PEM-Elektrolyse künftig noch weiter verbessern wird. Literaturbasiert wurden daher für die Jahre 2030 und 2050 die in Tabelle 11 dargestellten Wirkungsgrade ermittelt (bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff). [35–37] Im Rahmen der bilanziellen Betrachtung wurden die Wirkungsgrade zwischen den Jahren jeweils linear interpoliert.

Tabelle 11: Prognose der Wirkungsgrade der PEM-Elektrolyse

	2022	2030	2050
Wirkungsgrad PEM-Elektrolyse [%]	60,3	64,2	69,7

Die Wasserstofferzeugung in der Metropolregion Nürnberg ist szenariobasiert in Abbildung 22 dargestellt. Im „Konservativ“-Szenario und „Basis-Szenario“ ergeben sich für die Metropolregion keine großen Potenziale zur Erzeugung von Wasserstoff. Anders sieht dies im „optimistischen“ Szenario aus. Hier ergeben sich jeweils ab 2030 signifikante Potenziale zur Erzeugung von grünem Wasserstoff. Diese liegen im Szenario 3 im Jahr 2050 bei über 6 TWh. Die bilanzielle Betrachtung vernachlässigt die fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien. Das heißt, dass auch bei einer vollständigen bilanziellen Deckung des Strombedarfes aufgrund der Nichtgleichzeitigkeit von Produktion und Verbrauch der Bezug von fossilem Strom notwendig sein kann. Gleichzeitig kann es auch Zeitpunkte geben, bei der genügend überschüssiger Strom vorhanden ist, um eine Elektrolyse zu betreiben. Bei einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien in einzelnen Landkreisen kann es daher sinnvoll sein, dort Wasserstoff zu erzeugen, während z.B. im Stadtgebiet Nürnberg eine vollständige Deckung des Strombedarfes auch bei vollständigem Ausbau des Potenzials nicht möglich ist und kaum Zeitpunkte mit überschüssiger Stromerzeugung auftreten werden.

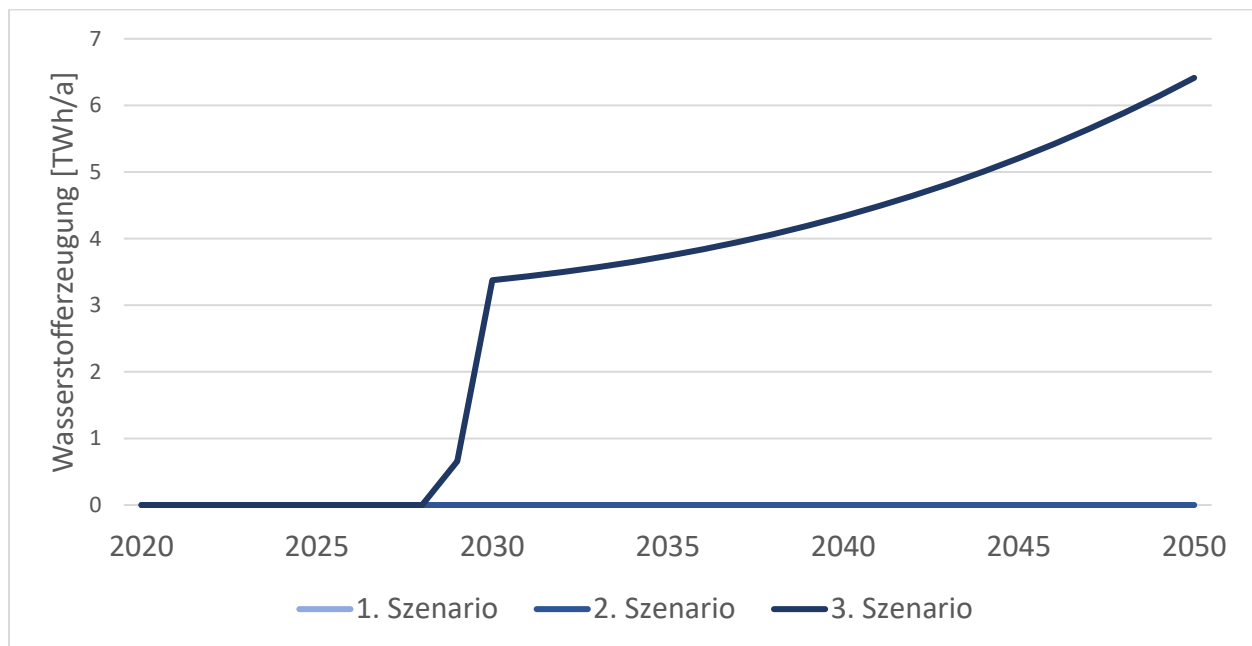


Abbildung 22: Grüne Wasserstofferzeugung in der Metropolregion

3.3 Stationäre Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff in der Metropolregion Nürnberg

Neben der Anwendung im Bereich der Mobilität und Logistik spielt Wasserstoff perspektivisch auch eine Rolle im Bereich der stationären Versorgung, insbesondere in der Bereitstellung von Wärme. Nachfolgend werden daher Nutzungskonzepte von Wasserstoff im Wärmemarkt, für die Stromspeicherung und Erzeugung sowie für die Bereitstellung von Prozesswärme vorgestellt.

3.3.1 Nutzungskonzepte von erneuerbarem Wasserstoff im Wärmemarkt und für die Kraft-Wärme-Kopplung

Die Wärmenachfrage in Deutschland unterliegt erheblichen saisonalen Schwankungen. Dabei betrug der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte laut Umweltbundesamt im Jahr 2020 gerade einmal 16,5%. [38] Ein Großteil des Wärmebedarfs wird nach wie vor über die fossilen Energieträger Erdgas und Heizöl abgedeckt. Die Gas- und Ölinfrastrukturen sind dabei darauf ausgelegt, den saisonalen Wärmebedarf auch in einem Extremwinter zu bedienen.

Ein reiner Effizienzvergleich alternativer strom- oder wasserstoffbasierter Wärmetechnologien greift insofern zu kurz, als dass er weder die klimatischen noch die gebäudetechnischen Rahmenbedingungen im Wärmemarkt berücksichtigt. So müssen sowohl die Saisonalität der Wärmenachfrage, die Heterogenität des Gebäudebestandes in Bezug auf unterschiedliche Sanierungszustände als auch das Vorhandensein bestimmter Infrastrukturen, wie dem Vorhandensein eines (Fern-)wärmenetz, bei dem Vergleich verschiedener Technologien Berücksichtigung finden.

Im folgenden Abschnitt werden daher Nutzungskonzepte für die wasserstoffbasierten Wärmetechnologien „Brennstoffzelle“, „Brennwertkessel“, „Motoren-BHKW“ und „GuD-Kraftwerk“ dargestellt und mit der strombasierte Wärmetechnologie „Wärmepumpe“ verglichen. Dabei wird neben dem Wirkungsgrad auch das Technologie Readiness Level, der Aufwand der Umstellung und die Relevanz für die europäische Metropolregion Nürnberg eingeordnet, um einen möglichst vollständigen Überblick über die Anwendungsfelder der verschiedenen Technologien zu geben. Durch die Kombination verschiedener Technologien wird der Wärmebedarf der europäischen Metropolregion zukünftig auch auf Basis von erneuerbaren Energien gedeckt werden können.

Nutzungskonzept Wärmemarkt: Brennstoffzelle

Die Nutzung von Brennstoffzellen im Wärmemarkt stellt vor allem eine Option im Bereich der Hausenergieversorgung dar. Die Brennstoffzelle ist vor allem für die **Mikro-KWK**, also im Leistungsbereich von wenigen kW vielversprechend. Der Nationale Entwicklungsplan zum „Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoff-zellentechnologie“ der Bundesregierung definiert für diesen Einsatzbereich einen typischen Leistungsbereich von 1 bis 5kW_e. Neben Wärme erzeugen Brennstoffzellen auch Strom und minimieren somit den Strombezug aus dem Netz. Kleinere Anwendungsfelder liegen im Bereich der Notstromversorgung und im Bereich Industrie/Gewerbe.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Mittel

Relevanz für die EMN



Brennstoffausnutzungsgrad (kW_{e+th}/kW_{H2})

84 bis 95%

Entwicklungsstand

Die PEM-Brennstoffzelle wurde bereits in den 1960er Jahren bei General Electric entwickelt. Zum Einsatz kommt die Brennstoffzelle bereits im Bereich von Brennstoffzellen-PKWs und Busse, aber auch im Bereich des stationären Einsatzes als Heizgerät für Wohnhäuser steigen die Anwendungszahlen. Neben der Anwendung von Wasserstoff für die Wärmeerzeugung in Mikro-Kraftwärme-Kopplungsanlagen (μKWK) in Leistungsbereichen von wenigen kW wurde in der Vergangenheit auch vielfach die Nutzung von Brennstoffzellen in größeren KWK-Anlagen im Leistungsbereich von mehreren hundert kW demonstriert. [39], [40] Da gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt wird, sind Gesamtwirkungsgrade von über 90% erzielbar [41], [42]. Es gibt einige kommerzielle Angebote im kW-Bereich. Allerdings gibt es noch signifikante Entwicklungs-Potenziale im Bereich der Haltbarkeit und Kostensenkung.

Funktionsweise

Brennstoffzellen lassen sich in zwei Kategorien einteilen – Niedertemperaturbrennstoffzellen (Betriebstemperatur <150°C) und Hochtemperaturbrennstoffzellen (Betriebstemperatur 150°C bis 1000°C). In der Brennstoffzellen-Technologie haben sich vor allem die keramische Festoxid-Brennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC) als Hochtemperaturbrennstoffzellen sowie die Polymer-Membran-Brennstoffzellen (Polymer Electrolyte Membran Fuel Cell, PEMFC) als Niedertemperaturbrennstoffzellen durchgesetzt. Im Folgenden wird die Funktionsweise einer PEMFC erläutert, da diese kürzere Startzeiten benötigt und auch unter Teillast gut regelbar ist. [38]

Die PEM-Brennstoffzelle besteht aus einem festen Polymerelektrolyten und einer Protonenaustauschmembran, vgl. Abbildung 23. Der Feststoffeletrolyt dient der Leitung der Protonen und der elektrischen Isolierung der Elektroden. Durch die elektrische Serienschaltung mehrerer Einzelzellen zu einem sogenannten Stack kann die Spannung auf einen nutzbaren Wert erhöht werden. Die Elektroden basieren im Niedertemperaturbereich auf Platin- oder Iridium-Katalysatoren. Die Brennstoffzelle wird bei Umgebungsdruck oder leichtem Überdruck betrieben. [43], [44] Im Betrieb reagieren Wasserstoff als Brennstoff mit Sauerstoff als Oxidationsmittel. Dabei entstehen Wasser, Strom und Wärme. Dieser Prozess wird häufig auch als „kalte Verbrennung“ bezeichnet.

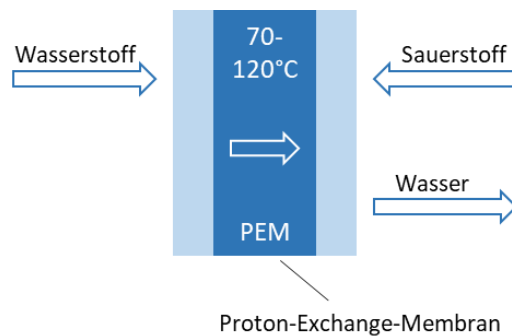


Abbildung 23: Aufbau einer PEM-Brennstoffzelle

Der Aufwand der Umstellung auf Brennstoffzellen im Bereich von Wohnhäusern ist mittel. Eigentümer müssten ihre Heizungen durch Brennstoffzellen ersetzen. Der größere Aufwand liegt bei den Versorgungsnetzbetreibern, die den Gebäudebestand an ein Wasserstoffnetz anschließen müssten.

Technische Risiken

Die Lebenszeit von PEM-Brennstoffzellen ist eng mit der Haltbarkeit der Protonenaustauschmembran verknüpft. Mit zunehmender Temperatur dehydriert diese. Als Folge daraus erreicht Wasserstoff die Kathode und es kommt zu weiteren Degradationseffekten. Daher müssen neue Materialien entwickelt werden. [45],[46]

Wirtschaftliche Risiken

Wirtschaftliche Risiken resultieren aktuell aus den Materialkosten für die Brennstoffzelle. Es werden große Mengen Graphit und Platin z.B. für die bipolaren Platten und die Protonenaustauschmembran benötigt, die ca. 70% der Kosten eines Brennstoffzellenstacks verursachen. Langfristig resultiert ein weiteres Risiko aus der Möglichkeit steigender Wasserstoffpreise. [47]

Marktsituation

Die Kommerzialisierung des stationären Brennstoffzellenmarktes begann bereits in den 1990er Jahren. Allerdings werden die meisten kommerziellen Brennstoffzellen bisher mit Erdgas betrieben. Im Bereich der stationären Brennstoffzellennutzung im Wärmemarkt gibt es zahlreiche Angebote im kW- bis niedrigen MW-Bereich, unter anderem von UTC Power, Plug Power Inc., Panasonic, FuelCellEnergy, Hydrongenics Corporation, Sulzer Hexis, ReliOn und Nedstack. [48] Am häufigsten findet man dabei PEM-Brennstoffzellen, gefolgt von SOFCs und MCFCs. [49] Für die Europäische Metropolregion Nürnberg sind Brennstoffzellen vor allem für die Hausenergieversorgung in Gebäuden mit niedrigen Energiestandards relevant. Hier können sie gleichzeitig den Strombezug aus dem Stromnetz minimieren und für Entlastung sorgen. Für Gebäude mit höheren Energiestandards ist die Nutzung von Wasserstoff im Vergleich zur Direktnutzung von Strom ineffizient.

Nutzungskonzept Wärmemarkt:

Brennwertkessel

Das Funktionsprinzip eines Wasserstoff-Brennwertkessels ist das gleiche wie bei einem Erdgasbetriebenen Brennwertkessels. Die jüngste Generation gasbasierter Brennwertkessel kann bereits 20-30 Vol.-% Wasserstoff-beimischung verarbeiten. Heizungsgerätehersteller haben für die Zeit ab 2025 einfache und kostengünstige Nachrüst-lösungen für die Umstellung bestehender Geräte auf reinen Wasserstoff-betrieb angekündigt. Anwendungsfelder liegen vor allem in Gebäuden mit einem hohen Wärmebedarf.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Mittel

Relevanz für die EMN



Wirkungsgrad ($\text{kW}_{\text{th}}/\text{kW}_{\text{H}_2}$)

98 - 110 %

Entwicklungsstand

Aufgrund der signifikanten Wirkungsgradvorteile kommt für die Verbrennung von grünem Wasserstoff für die ausschließliche Wärmeversorgung künftig voraussichtlich nur die Brennwerttechnologie in Frage. Erdgas-Brennwertgeräte stellen mit Marktanteilen von 60% bis 70% den Großteil der verkauften Wärmeerzeuger in den Jahren 2015 bis 2020 dar. [50] Die jüngsten Generationen gasbasierter Brennwertgeräte können laut Herstellerangaben bereits 20-30 Vol.-% Wasserstoffbeimischung ohne signifikante Mehrkosten sicher verarbeiten. Deutsche Heizungsgerätehersteller haben bereits ab 2025 günstige, einfache Nachrüstlösungen angekündigt, um Brennwertgeräte mit reinem Wasserstoff zu betreiben. [51–53] Demonstrationen dieser Anlagen laufen derzeit unter anderem schon in Großbritannien und den Niederlanden.

Funktionsweise

Das Funktionsprinzip eines Wasserstoff-Brennwertkessels ist das gleiche wie bei einem erdgasbetriebenen Brennwertkessel. Wasserstoff wird in einem Heizkessel verbrannt und mit der entstehenden Wärme wird Heizwasser erwärmt. Dieses wird zum Beispiel durch die Heizkörper im Gebäude gepumpt und kommt anschließend abgekühlt in den Kessel zurück. Die bei der Verbrennung entstehenden heißen Abgase werden mit dem abgekühlten Heizwasser weiter gekühlt und es kommt zur Auskondensation von Wasser aus dem Abgas. Die entstehende Kondensationswärme wird genutzt, um das Heizwasser zu erwärmen. [54] Das Funktionsprinzip ist in Abbildung 24 dargestellt.

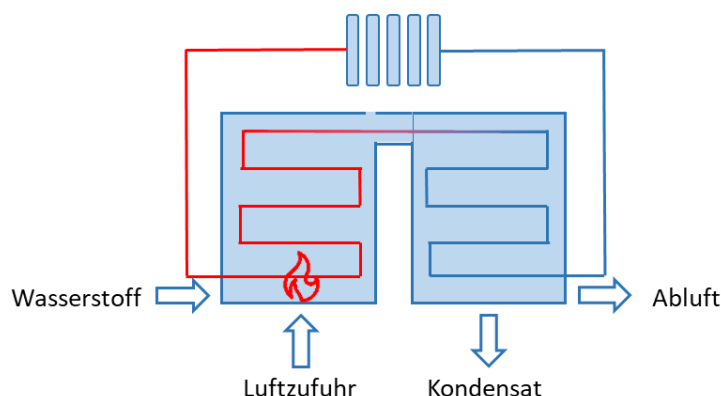


Abbildung 24: Funktionsweise eines wasserstoffbetriebenen Brennwertkessels

Durch die Nutzung der Kondensationswärme lassen sich Wirkungsgrade von bis zu 110% bezogen auf den unteren Heizwert erreichen. Die Abgase werden dabei von 160°C-180°C auf ca. 45°C abgekühlt. [55], [56]

Durch eine Rückführung der Abgase wird die Flammentemperatur im Kessel reduziert, so dass die Bildung von thermischen NO_x-Emissionen effektiv reduziert werden kann.

Voraussetzung für den Betrieb eines Brennwertkessels sind Heizwasserkreisläufe auf niedrigen Temperaturniveaus (idealerweise 30-40°) um den entstehenden Wasserdampf in ausreichenden Mengen kondensieren zu können. Dies setzt im Gebäudebereich in der Regel eine Fußbodenheizung voraus.

Technische Risiken

Bei Erdgasbrennwertkesseln bildet sich im Kondensat häufig Schwefelsäure, die Korrosion verursacht. Dieses Risiko entfällt beim Betrieb mit Wasserstoff, da durch Elektrolyse hergestellter Wasserstoff keine Schwefelverunreinigungen enthält. Ein größeres Problem stellt die Wasserstoffversprödung dar. Durch das Eindringen und die Einlagerung von Wasserstoff in ein Metallgitter kommt es häufiger zu wasserstoffbedingter Rissbildung. Das Risiko kann jedoch durch entsprechende Beschichtungen und Wärmebehandlung der Metalloberflächen minimiert werden. [57], [58]

Wirtschaftliche Risiken

Ein geringes wirtschaftliches Risiko liegt in der Investition in die Umrüstung des Brennwertkessels. Die Preise sind derzeit noch unklar, auch wenn Hersteller kostengünstige Nachrüstlösungen ankündigen.

Der Wartungsaufwand bei Wasserstoff-Brennwertkesseln ist ähnlich zu Erdgas-Brennwertkesseln. Aktuell gilt ein Wasserstoff-Brennwertkessel als spezialisierter Betrieb, weshalb die Wartung teurer ist. Dies ändert sich aber mit zunehmender Technologieverbreitung. [57]

Langfristig resultiert ein weiteres Risiko aus der Möglichkeit steigender Wasserstoffpreise.

Marktsituation

Bereits jetzt können Brennwertkessel 20-30% Wasserstoff ohne Leistungseinbußen mit verbrennen. Deutsche Heizungsgerätehersteller, wie Vaillant, Bosch und Viessmann, haben einfache und günstige Nachrüstlösungen für die Umrüstung bestehender Brennwertkessel auf Wasserstoff angekündigt. Es laufen einige Demonstrationsanlagen unter anderem in den Niederlanden und Großbritannien. Bisher fehlt es an Wasserstoffnetzen, die entsprechende Brennwertkessel versorgen könnten. Der Wasserstoff-Brennwertkessel könnte vor allem in Gebäuden mit einem hohen Wärmebedarf eingesetzt werden, wie zum Beispiel in Mehrfamilienhäusern und im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor. In Gebäuden mit niedrigeren Energiebedarfen ist die direkte Wärmeerzeugung mit Strom effizienter.

Nutzungskonzept Wärmemarkt:

Motoren-BHKW

Wasserstoff kann in Otto- und Dieselmotoren ähnlich wie flüssige Kraftstoffe verbrannt werden. Dazu ist jedoch eine Modifikation der Motorentechnik notwendig. Die Technologie fand bisher vor allem im Mobilitätssektor Anwendung. Wasserstoffbetriebene Motoren-BHKWs nutzen das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung und stellen Strom und Wärme bereit. Sie minimieren somit den Strombezug aus dem Netz. Anwendungsfelder liegen vor allem in Gebäuden mit hohen

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Mittel

Relevanz für die EMN



Wirkungsgrad ($\text{kW}_{e+th}/\text{kW}_{H_2}$)

75 bis 90%

Entwicklungsstand

Derzeit werden Wasserstoffverbrennungsmotoren fast ausschließlich für den Mobilitätssektor entwickelt und nicht für den Betrieb in BHKW. Die Entwicklung ist jedoch fortgeschritten und es ist sowohl möglich, den Otto- als auch den Dieselp Prozess mit Wasserstoff zu betreiben. Auf Grund der einfach zu kontrollierenden Fremdzündung wird meistens der Ottomotor ausgeführt. [59], [60]

Funktionsweise

BHKW nutzen das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung. Wasserstoff wird innerhalb der Zylinder eines Verbrennungsmotors mit Luft gemischt und gezündet. Damit wird ein Stromgenerator betrieben. Gleichzeitig kann das heiße Abgas über Wärmetauscher genutzt werden, um beispielsweise einen Warmwasserspeicher aufzuheizen. Die Lagerform des Wasserstoffs bestimmt das Motorendesign bzw. die Gemischbildung. Bei Verwendung von Drucktanks wird die externe Gemischbildung in Form einer Saugrohreinspritzung bevorzugt, da der Kolben so weniger Verdichtungsarbeit leisten muss und der Motorwirkungsgrad erhöht wird. Allerdings verringert sich dadurch auch das verfügbare Tankvolumen. Eine weitere Möglichkeit stellt die Direkteinblasung (innere Gemischbildung) dar. [59]

Technische Risiken

Eine direkte Nutzung von Wasserstoff in bestehenden Motoren ist nicht möglich. Die unterschiedlichen Stoffeigenschaften (geringerer volumetrischer Heizwert, weite Zündgrenzen, hohe Klopffestigkeit etc.) führen zu einer erhöhten thermischen Belastung des Materials und zu mehr Verschleiß. Die Eigenschaft von Wasserstoff, Schmierfilme anzugreifen, führt zudem dazu, dass spezielle Beschichtungen (z. B. aus Keramik oder diamantähnlichem Kohlenstoff) entwickelt werden müssen. [59]

Wirtschaftliche Risiken

Für die Wirtschaftlichkeit eines Motoren-BHKWs ist eine große jährliche Betriebsstundenzahl (mindestens 4000 Volllaststunden) notwendig, um die (im Vergleich zu klassischen Brennwertkesseln) höheren Investitionskosten durch die erzeugten Wärme- und Strommengen auszugleichen. [61]

Langfristig resultiert ein Risiko aus der Möglichkeit steigender Wasserstoffpreise.

Marktsituation

Wasserstoffmotoren sind kommerziell verfügbar und insbesondere im Mobilitätssektor bereits erprobt. In den vergangenen Jahren wurde hier jedoch vermehrt auf den Einsatz von Brennstoffzellen gesetzt. [62], [63] Außerhalb von Mobilitätsanwendungen arbeiten namhafte Hersteller an Motoren oder adaptieren ihre Technik hin zu einem höheren tolerierbaren Wasserstoffgehalt. Anwendung könnten wasserstoffbetriebene BHKW in der EMN vor allem dort finden, wo ein hoher Wärmebedarf bei gleichzeitig hohem Stromverbrauch gegeben ist (wie zum Beispiel bei Hallenbädern, Krankenhäusern und Altenheimen). Bisher fehlt es jedoch an Wasserstoffnetzen, die Wasserstoffmotoren-BHKW versorgen könnten.

Nutzungskonzept Wärmemarkt: GuD-Kombikraftwerk

Mit Wasserstoff betriebene Gas- und Dampfturbinenkombikraftwerke können große Mengen an Wärme flexibel bereitstellen. Dabei nutzen sie das Prinzip der Kraft-Wärmekopplung und tragen zusätzlich zur Stromerzeugung bei. Durch das dynamische Verhalten und die operative Flexibilität liegt ein Anwendungsfeld in der Regelung des Stromversorgungssystems. Weitere Anwendungsfelder liegen im Bereich der Energieversorgung von Großverbrauchern z. B. in der Industrie.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Gering

Relevanz für die EMN



Wirkungsgrad (kW_{e+th}/kW_{H_2})

70 bis 85%

Entwicklungsstand

Erdgasbetriebene Gas- und Dampfturbinenkombikraftwerke (GuD-Kraftwerke) sind in Deutschland weit verbreitet. Sie spielen für die Regelung des Stromversorgungssystems eine bedeutende Rolle, da sie sehr flexibel eingesetzt werden können. Für den Betrieb solcher Kraftwerke mit Wasserstoff ist auf Grund der anderen Brenneigenschaften (u.a. deutlich schnellere Verbrennung) eine Umrüstung der Turbine auf Sonderformen mit nebenstehenden Brennkammern notwendig. Aktuell laufen in Deutschland diverse Pilotprojekte, in denen die Beimischung von Wasserstoff in Erdgas-betriebenen GuD-Kraftwerken getestet wird. [64–67]

Funktionsweise

Ein GuD-Kraftwerk kombiniert die Prinzipien eines Gasturbinenkraftwerkes mit denen eines Dampfkraftwerkes. Der heiße Gasstrahl aus der Verbrennung von Wasserstoff treibt eine Gasturbine an und generiert auf diese Weise Strom. Im Anschluss werden die immer noch heißen Abgase im Dampfkraftwerk zum Erhitzen eines Dampfkessels genutzt. Der hier entstehende Dampf kann entweder ausgekoppelt werden zur Wärmebereitstellung oder zum Antrieb einer Dampfturbine genutzt werden (Strombereitstellung). Durch die Nutzung von Wasserstoff mit einem geringeren volumetrischen Heizwert erhöht sich der benötigte Gasvolumenstrom. Daher müssen die Zuleitungen, Ventile und Brennergeometrien entsprechend angepasst werden. Die hohe laminare Flammgeschwindigkeit macht zudem den Einsatz von Vormischbrennern problematisch, weshalb entweder große „nebenstehende“ Brennkammern eingesetzt oder neue Brenner entwickelt werden müssen. Um die Bildung von thermischem NO_x zu vermeiden, wird der Wasserstoff entweder mit Stickstoff oder Wasserdampf verdünnt. [67] Bei der Erzeugung von Strom- und Wärmeenergie sind Gesamtwirkungsgrade von bis zu 80 % möglich. [68–70]

Technische Risiken

Bei GuD-Kraftwerken handelt es sich um eine erprobte Technologie. Durch den Betrieb mit Wasserstoff erhöht sich jedoch die laminare Flammgeschwindigkeit und das Risiko von Flammenrückschlägen (Flashbacks) steigt. Dieses Risiko kann durch den Einsatz von „nebenstehenden“ Brennkammern vermieden werden. Die Bildung von thermischem NO_x kann durch Zumischung von Stickstoff oder Wasserstoff vermieden werden. Metalloberflächen der Anlage, die mit Wasserstoff in Kontakt kommen, müssen entsprechend Wärmebehandelt oder beschichtet werden, um Wasserstoffversprödung zu vermeiden. Kurzfristig ist nur die Nutzung von Wasserstoff in Gasturbinen nur durch Zumischung von ca. 10% Wasserstoff in Erdgas realistisch. Der Betrieb mit 100 % Wasserstoff erfordert neue Entwicklungen, so dass zum Zeitpunkt der Studiererstellung keine verlässlichen Aussagen zu den damit einhergehenden weiteren Risiken getroffen werden kann.

Wirtschaftliche Risiken

Der Einsatz von GuD-Kraftwerken in Regelenergiemärkten in einem Energiesystem mit hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien reicht bei heutigem Marktdesign nicht aus, um die Wirtschaftlichkeit sicherzustellen. Daher müssen Großverbraucher für den Betrieb solcher Kraftwerke vorhanden sein, bzw. Marktmechanismen identifiziert und eingeführt werden, die den wirtschaftlichen Betrieb von systemrelevanten GuD-Kraftwerken ermöglichen. [71]

Langfristig resultiert ein weiteres Risiko aus der Möglichkeit steigender Wasserstoffpreise, die einen großen Anteil der Stromgestehungskosten ausmachen.

Marktsituation

Große Energieversorger haben viel Interesse an einer Umstellung von erdgasbetriebenen GuD-Kraftwerken auf Wasserstoff. In einem ersten Schritt wäre auch die Beimischung von Wasserstoff in bestehenden Anlagen denkbar. Die Pilotprojekte in Deutschland in Bezug auf die Wasserstoffbeimischung werden bisher alle mit der von Siemens Energy hergestellten Turbine SGT-800 realisiert. Andere Turbinen für die Wasserstoffverbrennung sind bisher noch nicht kommerziell verbreitet. Hier besteht noch großer Entwicklungsbedarf. In der EMN würde insbesondere das GuD-Kraftwerk in Sandreuth von einer Umstellung profitieren, aber auch zahlreiche weitere Heizkraftwerke in der EMN könnten auf Wasserstoff umgerüstet werden.

Nutzungskonzept Wärmemarkt: Elektrische Wärmepumpe

Die Nutzung von elektrischen Wärmepumpen im Wärmemarkt stellt nicht nur eine Option im Bereich der Hausenergieversorgung dar, sondern hat durch Großwärmepumpen in den vergangenen Jahren auch Einzug in die Prozess- und Fernwärmeerzeugung erhalten. Der Leistungsbereich liegt typischerweise zwischen 6 bis 15000kW_{th}. Durch die Nutzung von Umweltwärmequellen können Wärmepumpen im Vergleich zur Wasserstoffnutzung sehr hohe Wirkungsgrade erreichen.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

mäßig

Relevanz für die EMN



Coefficient-of-Performance (kW_{th}/kW_e)

300-400%

Entwicklungsstand

Die wichtigste Alternative zur Nutzung von Wasserstoff im Wärmesektor ist die Wärmepumpe. Bei elektrischen Wärmepumpen handelt es sich um eine marktreife Technologie. Allein im Jahr 2020 wurden deutschlandweit über 120.000 Heizungswärmepumpen installiert. Die Tendenz ist weiterhin steigend. Den größten Entwicklungsbedarf gibt es bei der Wahl des Kältemittels. Hier werden häufig noch klimaschädliche teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKWs) verwendet. In den vergangenen Jahren konnten sich jedoch auch Ammoniak, Kohlendioxid, Propan und Hydrofluorolefin als weit weniger schädliche Kältemittel etablieren. [72] Aktuelle Entwicklungen adressieren vor allem große Hochtemperaturwärmepumpen, die Wärme auch bei den für Wärmenetze übliche Temperaturen (bis 130°C) bereitstellen können.

Funktionsweise

Grundsätzlich besteht eine Wärmepumpenheizungsanlage aus drei Teilen: Der Wärmequellenanlage, der eigentlichen Wärmepumpe und dem Wärmeverteilsystem und dem Speichersystem.

In der Wärmequellenanlage zirkuliert üblicherweise eine Flüssigkeit (z.B. Sole), die Wärme aus der Umgebung (aus der Erde oder Wasser) aufnimmt. Mit Hilfe der Flüssigkeit wird diese zur Wärmepumpe transportiert. Im Falle von Luft-Wärmepumpen wird die Luft direkt über einen Ventilator zur Wärmepumpe geführt.

In der Wärmepumpe zirkuliert ein Kältemittel. Durch die Wärme aus der Wärmequellenanlage wird dieses verdampft. Anschließend wird der Dampf durch einen elektrischen Kompressor verdichtet, so dass die Temperatur des Kältemittels weiter ansteigt. Über einen weiteren Wärmetauscher wird die Wärme nun an das Wärmeverteilsystem und Speichersystem weitergegeben. Das Kältemittel kondensiert bei der Wärmeabgabe. Im Wärmeverteilsystem und Speichersystem zirkuliert in der Regel Wasser, mit dem die Flächenheizungen/Heizkörper aber auch Heizungspuffer- und Warmwasserspeicher versorgt werden können.

Die Effizienz einer Wärmepumpe hängt stark von der Temperaturdifferenz zwischen Vorlauftemperatur (Temperaturniveau des Wärmeverteilsystems und Speichersystems) und der Umweltwärmequelle ab. Je geringer die Differenz, desto effizienter arbeitet die Wärmepumpe. Daher sind niedrige Vorlauftemperaturen zu bevorzugen. Im Jahresdurchschnitt liegt der Wirkungsgrad von Erdwärmepumpen bei ca. 400% und der von Luftwärmepumpen bei ca. 300 %. [73], [74]

Technische Risiken

Ein technisches Risiko liegt in der Wahl des Kältemittels. Häufig werden in Wärmepumpen klimaschädliche HFKWs verwendet. Dieses Risiko kann durch die Verwendung von natürlichen Kältemitteln minimiert werden.

Bei Luftwärmepumpen müssen mögliche Lärmemissionen mit in die Wahl der Wärmepumpe einkalkuliert werden, um Konflikte mit der Nachbarschaft zu vermeiden. Entsprechende lärmarme Geräte stehen aber kommerziell zur Verfügung. Der Leistungsbereich von Wärmepumpen ist durch die Verfügbarkeit entsprechend großer Umweltwärmequellen limitiert.

Wirtschaftliche Risiken

Wärmepumpen sind vor allem dann wirtschaftlich, wenn die Gebäude über Flächenheizungen/moderne Heizkörper verfügen. Außerdem sollten die Gebäude gut gedämmt sein, um eine möglichst hohen COP erreichen zu können und Stromkosten zu minimieren.

Langfristig resultiert das größte Risiko aus der Möglichkeit steigender Strompreise.

Marktsituation

In den vergangenen zwanzig Jahren hat sich der Absatzmarkt für Wärmepumpen in Deutschland stetig vergrößert. Vor allem in den vergangenen Jahren ist ein nahezu exponentielles Wachstum zu beobachten. So wurden im Jahr 2011 ca. 62.000 Wärmepumpen verkauft, während 2021 ca. 178.000 Wärmepumpen in Deutschland vertrieben wurden. Insbesondere der Anteil an Luft-Wasser-Wärmepumpen hat massiv zugenommen. Dabei stiegen die Anwendungszahlen sowohl im Neubau als auch im Altbau. [75] Die Technologie der elektrischen Wärmepumpen ist bis zu 15 MW Leistung auf dem Markt kommerziell von mehreren Anbietern (u.a. Swegon, Viessmann und Ochsner Energie Technik) erhältlich und im Einsatz. [76–79] Der Energienutzungsplan für die Europäische Metropolregion prognostiziert, dass im Jahr 2050 60 % des gesamten Wärmebedarfes der Metropolregion durch elektrische Wärmepumpen gedeckt werden. [31]

Fazit zur Nutzung von Wasserstoff im Wärmemarkt und für die Kraft-Wärme-Koppelung

Im Wärmemarkt wird prognostiziert, dass zukünftig ein großer Teil des Bedarfs über (Groß-)Wärmepumpen gedeckt werden. Dies lässt sich auf die Effizienz der Technologie zurückführen. Eine Wärmepumpe kann Wärme mit einer Arbeitszahl von etwa 3,5 bereitstellen. Dies bedeutet, dass aus 1 kWh Strom 3,5 kWh Wärme bereitgestellt werden können. Die direkte Heizung mit Strom mit Hilfe eines Tauchsieders weist einen Wirkungsgrad von etwa 1 auf. Durch die Wandlungsverluste bei der Herstellung von Wasserstoff und der anschließenden Verbrennung liegt der Gesamtwirkungsgrad bei der Wärmeerzeugung aus Wasserstoff lediglich bei ca. 0,2; weshalb für die Wärmebereitstellung ca. 17,5-mal so viel Strom benötigt würde wie bei Wärmepumpen. Wasserstoff wird auf Grund der Kosten daher lediglich in Einzelfällen eine Rolle bei der Deckung von Wärmebedarfen spielen, wenn der Einsatz von Wärmepumpen und Tauchsiedern limitiert ist (z. B., wenn Gebäude schwer sanierbar sind oder als Teil der Fernwärmeerzeugung).

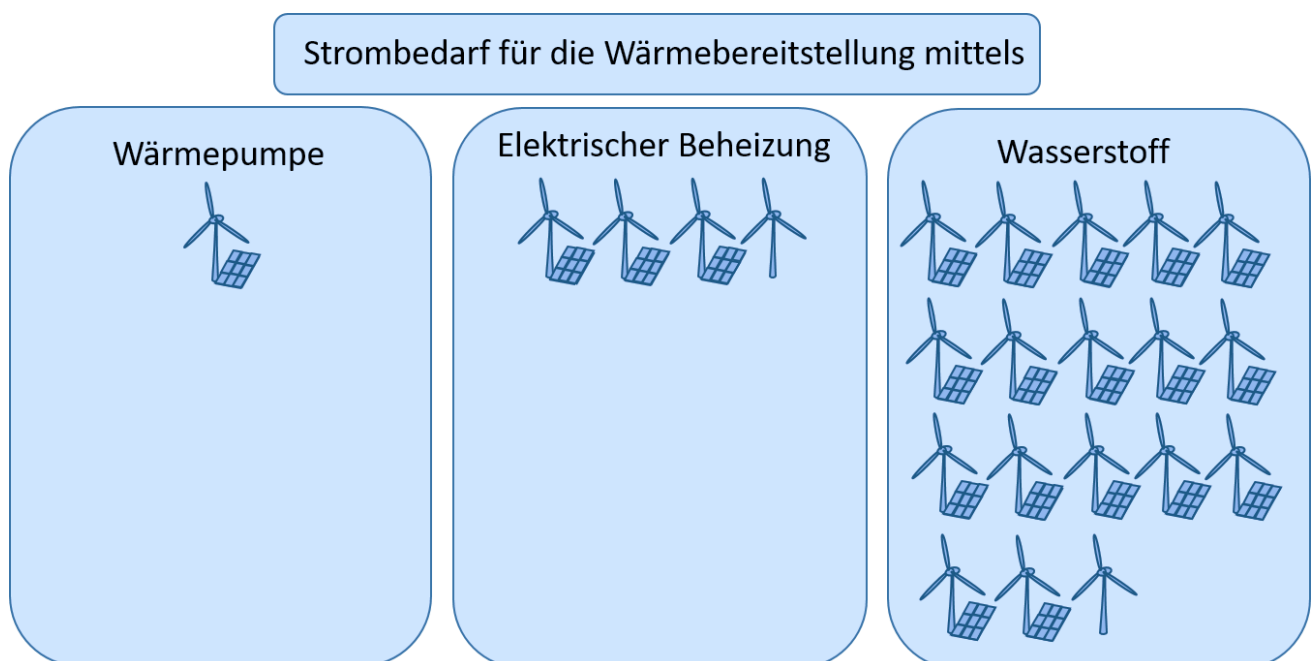


Abbildung 25: Strombedarf für die Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe, elektrischer Beheizung (Tauchsieder) und Wasserstoff

3.3.2 Nutzungskonzepte von erneuerbarem Wasserstoff für Prozesswärme in energieintensiven Industrien

Bestimmte Industriezweige benötigen große Mengen an Strom und Wärme. Wasserstoff kann hier insbesondere als Erdgasersatz eine Rolle spielen. Standorte an der energieintensiven Industrie, an denen viel Prozesswärme benötigt wird, stellen somit gute Standorte für die Erzeugung oder Nutzung von grünem Wasserstoff dar. Im Rahmen dieser Studie wurden energieintensive Industriezweige in der Europäischen Metropolregion Nürnberg ermittelt. Eine mögliche Integration von Wasserstoff in den Prozess wird aufgezeigt und ein CO₂-Reduktionspotenzial durch die Umstellung bestimmt. Die Relevanz der Umstellung dieser Prozesse ergibt sich aus der Anzahl der Betriebe, dem Aufwand der Umstellung sowie aus dem Emissionsreduktionspotenzial. Im Folgenden wird anhand von kurzen Steckbriefen die Integration von Wasserstoff in den Prozess dieser vorgestellt.

Prozesswärme – energieintensive Industrie: Papierindustrie

Die Papierindustrie verbraucht jährlich deutschlandweit 56,7 TWh Energie. Diese wird zu einem großen Teil über fossile Energieträger, insbesondere über Erdgas, gedeckt. Die Umstellung des Trockenprozesses bei der Papierherstellung oder sogar die Umstellung von erdgasbetriebenen BHKWs auf Wasserstoff könnte zu einer großen Einsparung fossiler Energieträger führen. Allein in der EMN könnten auf diesem Wege rund 1 Mrd. kWh jährlich durch grüne Erzeugung ersetzt werden.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Mittel

Relevanz für die EMN



CO₂-Einsparpotenzial EMN [t/a]:

200.000

Entwicklungsstand

Laut dem Verband deutscher Papierfabriken betrug der Gesamtenergieverbrauch der Papierindustrie im Jahr 2015 56,7 TWh/a. Davon waren rund 18,8 TWh/a Stromverbrauch, 27,7 TWh/a Gasverbrauch und 4,8 TWh/a Kohleverbrauch. Der Rest wurde über Biomasse gedeckt. [80] Papierfabriken bieten somit ein großes Potenzial zur Einsparung von CO₂. Im vergangenen Jahr startete die Firma Essity in Mainz-Kostheim daher erstmals ein Pilotprojekt, bei dem eine Papiermaschine mit grünem Wasserstoff betrieben werden soll. Dabei soll bei laufender Produktion sukzessive Erdgas durch grünen Wasserstoff ersetzt werden. Die Umrüstung der Anlage soll bis zum Herbst 2022 abgeschlossen sein. [81] Eine weitere Option könnte der Betrieb von wasserstoffbasierten BHKW sein. [82]

Integration in den bestehenden Prozess

Grundsätzlich sind die prozessbedingten Emissionen bei der Papierherstellung vernachlässigbar im Vergleich zu den nicht prozessbedingten. Die in der Metropolregion befindlichen Papierfabriken nutzen Altpapier als Rohstoff. Auf dessen Basis wird im ersten Schritt Altpapierstoff gewonnen. Dazu wird das Papier zusammen mit Wasser in einen Stoffauflöser gegeben und die Fasern werden mittels mechanischer Energie voneinander getrennt. Es folgen diverse mechanische Reinigungs-, Siebe und Fraktionierungsschritte sowie ggf. Druckfarbenentfernungsschritte. Nach oder während der Druckfarbenentfernung wird die Suspension auf ca. 30% Feststoffgehalt entwässert und ggf. mit einem Dispergierer nachgearbeitet, um eine möglichst hohe Festigkeit bei der Papierherstellung zu erreichen. Insbesondere die Entwässerung ist sehr energieintensiv. Im zweiten Schritt findet dann die eigentliche Papierherstellung statt. Ein Gemisch aus Fasern (Zell-, Holz- und Altpapierstoff) wird gemeinsam mit Füllstoffen und Wasser in den Stofflauf einer Papiermaschine gebracht. Diese erzeugt dann ein Blatt, welches durch Filtration, Pressen und thermische Trocknung entwässert und anschließend aufgewickelt wird. Ggf. kommen weitere Prozesseinheiten zur Oberflächenbehandlung und Veredelung hinzu. Am energieintensivsten ist hierbei die Trocknung. Insgesamt beläuft sich der Energiebedarf für die Herstellung von Altpapierstoff (Brennstoff: 150 kWh/t, Strom: 260 kWh/t) und anschließende Papierherstellung (Brennstoff: 1528 kWh/t, Strom: 530 kWh/t) auf rund 1678 kWh/t benötigte thermische Energie sowie 790 kWh/t elektrische Energie. Der genaue Verbrauch hängt jedoch von den genauen Eigenschaften des hergestellten Produktes sowie der Größe der Anlage ab. [83]

Das größte Umstellungspotenzial bietet die Trocknungseinheit bei der Papierherstellung. Diese muss für den Betrieb an die Brennstoffeigenschaften von Wasserstoff angepasst werden. Ein entsprechendes Pilotprojekt läuft in Mainz-Kostheim.

Häufig verfügen Papierfabriken auch über eigene BHKW. [84], [85] In diesem Fall wäre auch eine Umstellung des BHKW auf Wasserstoff denkbar, um gleichzeitig Teile des Strombedarfs decken zu können. Wasserstoffbetriebene BHKW sind bereits marktreif, weisen jedoch aktuell etwa doppelt so hohe Investitionskosten auf wie konventionelle Erdgas-Anlagen. [82]

Technische und wirtschaftliche Risiken

Während das technische Risiko einer Umstellung der Papiermaschine auf Wasserstoffbetrieb zum aktuellen Zeitpunkt noch schwer einschätzbar ist, handelt es sich bei wasserstoffbetriebenen BHKW bereits um eine marktreife Technologie. Das angegebene Technologie Readiness Level bezieht sich daher auf die Umstellung der Papiermaschine.

Das größte wirtschaftliche Risiko geht von steigenden Strompreisen und daraus resultierenden höheren Wasserstoffpreisen aus. Die Investitionskosten für eine Umstellung auf BHKW sind zwar deutlich höher als bei erdgasbetriebenen Anlagen, jedoch im Vergleich zu den Brennstoffkosten zu vernachlässigen.

Potenzial in der EMN

In der europäischen Metropolregion werden mehrere Papierfabriken betrieben, unter anderem an den Standorten Ansbach, Forchheim und Eltmann. Das Produktionsvolumen liegt dabei deutlich über 600.000t pro Jahr, was allein einen thermischen Energiebedarf von über 1 Milliarde kWh mit sich zieht. Bei Verwendung des von dem Verband deutscher Papierfabriken veröffentlichten Brennstoffmixes aus Gas, Kohle und Biomasse ergibt sich ein CO₂-Reduktionspotenzial von jährlich 200.000 Tonnen in der EMN. [86], [87]

Prozesswärme – energieintensive Industrie: Glasindustrie

Die Glasindustrie verbraucht jährlich deutschlandweit rund 18,5 TWh Energie. In der Metropolregion befinden sich die bayrischen Glaswerke, die zum Schmelzen des Glases große Mengen Erdgas benötigen. Die Umstellung der Glasschmelze und des Feeders auf Wasserstoff bieten ein großes Potenzial zur Einsparung fossiler Energieträger. Allein in der EMN könnten auf diesem Wege rund 380 Mio. kWh jährlich durch grüne Erzeugung ersetzt werden.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Mittel

Relevanz für die EMN



CO₂-Einsparpotenzial EMN [t/a]:

60.000

Entwicklungsstand

Der Gesamtenergieverbrauch der deutschen Glasindustrie belief sich im Jahr 2015 auf 18,53 TWh. Davon waren rund 13,51 TWh Gasverbrauch und 3,99 TWh Stromverbrauch. Der Rest wurde über Heizöl gedeckt. Die Glasindustrie bietet somit ein großes Potenzial zur Einsparung von CO₂. Die Auswirkungen der Nutzung von Wasserstoff im Glasherstellungsprozess wurde beispielsweise bereits im Rahmen des Projektes „HyGlass“ untersucht. Ergebnis des Projektes war, dass Wasserstoff in der Glasindustrie zum Einsatz kommen kann. Allerdings besteht noch Forschungspotenzial im Bereich der Auswirkungen der Verwendung von Wasserstoff auf die Glasqualität. [88], [89]

Integration in den bestehenden Prozess

Nach dem Mischen der Rohstoffkomponenten werden die Rohstoffe in der Glasschmelzwanne auf 1500 bis 1600 °C erhitzt. Die Temperaturen werden mit Hilfe einer Underport-Feuerung und regenerativer Luftvorwärmung oder einer Oxy-Fuel-Glasschmelzwanne realisiert. Diese werden meist mit Erdgas betrieben.

Das geschmolzene Glas durchläuft anschließend einen Feeder, damit es auf eine bestimmte Temperatur eingestellt und thermisch homogenisiert wird. Auf diese Weise erhält die Glasschmelze die gewünschte Viskosität, damit sie im nächsten Schritt zum jeweiligen Produkt geformt werden kann. Die thermische Energie des Feeders wird in der Regel ebenfalls über die Verbrennung von Erdgas bereitgestellt.

Das Projekt „HyGlass“ hat gezeigt, dass der Betrieb der Schmelzwanne und des Feeders mit Wasserstoff umsetzbar ist. Dafür muss die Brennerleistung auf Grund des geringeren Heizwerts leicht angehoben werden. Außerdem müssen die Brenner neu eingestellt werden, um lokale Temperaturspitzen sowie die Bildung von NO_x zu vermeiden. Eine vollständige Elektrifizierung des Prozesses ist nur dann möglich, wenn die Glasschmelzwannen deutlich kleiner dimensioniert werden. [88]

Technische und wirtschaftliche Risiken

Unklar ist derzeit noch, inwieweit sich die Verwendung von Wasserstoff auf die Glasqualität auswirkt. Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass es aufgrund der sich ändernden Ofenraumatmosphäre möglicherweise zu Glasverfärbungen kommt. Gleichzeitig konnte jedoch auch gezeigt werden, dass diese Verfärbungen durch Anpassung des Glasgemenges vermieden werden kann.

Das größte wirtschaftliche Risiko geht von steigenden Strompreisen und daraus resultierenden höheren Wasserstoffpreisen aus. Die Umrüstung des Prozesses auf grünen Wasserstoff ist mit geringem Aufwand umsetzbar im Gegensatz zu einer Elektrifizierung des Prozesses.

Potenzial in der EMN

In der Metropolregion gibt es mit den Bayerischen Glaswerke GmbH in Neustadt an der Waldnaab einen großen Glasproduzenten, der insgesamt rund 1200 Mitarbeiter vor Ort beschäftigt. Der Energiebedarf beläuft sich schätzungsweise auf 381 Mio. kWh. Das CO₂-Reduktionspotenzial liegt bei 90.000 Tonnen, wobei rund 60.000 t durch grünen Wasserstoff substituiert werden können. [90]

Prozesswärme – energieintensive Industrie: Eisengießereien

Eisengießereien verbrauchen jährlich deutschlandweit 6,9 TWh Energie. In der Metropolregion werden überwiegend elektrisch betriebene Induktionsöfen zum Schmelzen des Metalls genutzt. Dennoch wird insbesondere für den Betrieb der Pfannen auf fossiles Erdgas zurückgegriffen. Die Elektrolyse von Wasserstoff mit anschließender Methanisierung stellt eine gute Möglichkeit dar, fossile Energieträger zu ersetzen und gleichzeitig reinen Sauerstoff für den Prozess bereitzustellen.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Hoch

Relevanz für die EMN



CO₂-Einsparpotenzial EMN [t/a]:

9.000

Entwicklungsstand

Der Gesamtenergiebedarf deutscher Eisengießereien lag im Jahr 2019 bei 6,9TWh. Abhängig von der Herstellungsart werden unterschiedlich viel elektrische Energie, Gießereikoks und Erdgas benötigt, wobei im Falle der Eisengießereien in der Europäischen Metropolregion vor allem elektrische Energie benötigt wird. Bisher gibt es keine Projekte, die die Umstellung von Eisengießereien auf Wasserstoff untersuchen. [91]

Integration in den bestehenden Prozess

Die meisten Eisengießereien in der Metropolregion nutzen Induktionsöfen zum Schmelzen vom Metall. Dabei werden durch ein elektromagnetisches Wechselfeld Wirbelströme in dem Metall erzeugt, die dieses auf Grund des elektrischen Widerstandes erwärmen. Dieser Prozess benötigt vor allem elektrische Energie. Mit Hilfe von Pfannen wird die flüssige Schmelze aus dem Ofen aufgenommen (Abstichpfanne), an die Gießplätze transportiert (Transportpfanne) und gegossen (Gießpfanne). Die Pfannen werden dabei häufig mit Erdgasluftdiffusionsbrennern oder Oxyfueldiffusionsbrennern betrieben. [92]

Wasserstoff könnte vor allem als Ersatz für das Erdgas bei der Erwärmung der Pfannen eine große Rolle spielen. Dafür ist eine Umrüstung auf wasserstoffbetriebene Brenner notwendig.

Technische und wirtschaftliche Risiken

Die Umstellung der Brenner zur Pfannenbeheizung auf den Brennstoff Wasserstoff bringt das Risiko von thermischen NO_x-Emissionen mit sich. Diese können durch Rauchgasrezirkulation reduziert werden. Allgemein besteht im Bereich der Wasserstoffbrennerentwicklung jedoch noch großer Entwicklungsbedarf.

Die Beheizung der Pfannen mit Hilfe von Oxyfueldiffusionsbrennern reduziert die Brennstoffkosten bereits um 60%, da große Mengen von in der Umgebungsluft enthaltenem Stickstoff nicht mit aufgeheizt werden müssen. Diese Kostenreduktion würde durch die günstige Produktion von Sauerstoff verstärkt werden. [92] Ein Risiko resultiert aus steigenden Strom- und Wasserstoffpreisen.

Potenzial in der EMN

In der Metropolregion befinden sich insgesamt sieben Eisengießereien unter anderem an den Standorten Neumarkt, Bad Windsheim, Bayreuth und Kronach. Der Energieverbrauch dieser liegt ausgehend von einer durchschnittlichen deutschen Betriebsgröße in Summe bei ca. 85 Mio. kWh, wobei zu beachten ist, dass vor allem elektrische Energie benötigt wird. Das Einsparpotenzial ist dementsprechend groß, liegt aber vor allem in der Umstellung auf regenerativ erzeugten Strom. Insgesamt liegt das jährliche CO₂-Reduktionspotenzial in der EMN bei etwa 24.000 Tonnen, von denen etwa 9.000 Tonnen durch grünen Wasserstoff substituiert werden könnten. [93]

Prozesswärme – energieintensive Industrie: Nicht-Eisen-Gießereien

Nicht-Eisen-Gießereien verbrauchen jährlich deutschlandweit rund 4,4 TWh Energie. Diese wird zum Teil elektrisch für das Schmelz- bzw. Gießverfahren und zum Teil über Gas für den Schmelzprozess und das Heizen der Formen benötigt. Die Umstellung auf wasserstoffbetriebene Schmelzöfen oder alternativ die Herstellung von Methan über eine Methanisierung könnten zu einer großen Einsparung fossiler Energieträger führen. Das Einsparpotenzial liegt bei ca. 30000 t/a.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Hoch

Relevanz für die EMN



CO₂-Einsparpotenzial EMN [t/a]:

7.000

Entwicklungsstand

Laut einer Erhebung des statistischen Bundesamtes aus dem Jahr 2019 lag der Gesamtenergiebedarf von Leichtmetallgießereien bei rund 4,4 TWh. Abhängig von der Herstellungsart werden unterschiedlich viel elektrische Energie, Gießereikoks und Erdgas benötigt, wobei im Falle der Leichtmetallgießereien in der Europäischen Metropolregion vor allem Erdgas und elektrische Energie benötigt wird. [93] Die Soltauer Gießerei Röder entwickelt derzeit gemeinsam mit der Universität Braunschweig und dem Institut für Schweißtechnik und Leichtmetallzentrum sowie einigen weiteren Unternehmen im Rahmen eines Forschungsprojektes einen wasserstoffbetriebenen Schmelzofen. [94]

Integration in den bestehenden Prozess

In der europäischen Metropolregion befindliche Leichtmetall-Gießereien haben sich vor allem auf Magnesium- und Aluminium spezialisiert und arbeiten mit Hilfe des Druckgussverfahrens oder mit Kokillengießerei. [95–97]

Ca. 50 bis 80 % des Energieverbrauchs resultiert aus der Herstellung der Aluminiumschmelze. Diese wird entweder induktiv oder in brennstoffbeheizten Öfen realisiert. Im Anschluss wird die Schmelze in vortemperierte Formen überführt. Beim Druckgussverfahren erfolgt dies unter hohem Druck und mit einer sehr hohen Formfüllgeschwindigkeit. [92]

Grundsätzlich besteht eine Möglichkeit darin, Schmelzöfen zukünftig mit Wasserstoff zu betreiben. Ein entsprechendes Forschungsprojekt läuft derzeit. Alternativ könnte auch eine Methanisierung vor Ort realisiert werden und der Kohlenstoff im Kreislauf geführt werden.

Technische und wirtschaftliche Risiken

Das technische Risiko eines wasserstoffbetriebenen Schmelzofens ist schwer einzuschätzen, da es bisher kaum Erfahrungswerte dazu gibt. Wichtig ist jedoch, dass sich Wasserstoff negativ auf das Gussgefüge auswirkt und der Produktionsvorgang verlangsamt wird, weshalb ein Kontakt zwischen den Stoffen vermieden werden muss. Bei dem Betrieb einer Methanisierungsanlage sind die technischen Risiken abhängig von der Methanisierungsart (katalytisch oder biologisch). Bei der katalytischen Methanisierung liegt ein Risiko in der Temperaturstabilität des Katalysators während bei der biologischen Methanisierung insbesondere die Löslichkeit von Wasserstoff ein großes Thema ist.

Das wirtschaftliche Risiko resultiert zum einen aus der Anschaffung neuer Anlagen, wie einem wasserstoffbetriebenen Schmelzofen oder eben einer Methanisierungsanlage. Dennoch können durch den Betrieb Kosten für CO₂-Zertifikate und fossile Energieträger eingespart werden. Ein Risiko geht dennoch von steigenden Strom- und Wasserstoffpreisen aus.

Potenzial in der EMN

In der europäischen Metropolregion gibt es sechs Leichtmetallgießereien, unter anderem in Nürnberg, Flossenbürg und Amberg. Der Energieverbrauch dieser liegt ausgehend von einer durchschnittlichen deutschen Betriebsgröße in Summe bei ca. 65 Mio. kWh, wobei zu beachten ist, dass sowohl elektrische Energie als auch Erdgas benötigt werden. Das CO₂-Einsparpotenzial beträgt ca. 18.000 t im Jahr, von denen etwa 7.000 Tonnen durch grünen Wasserstoff substituiert werden könnten. [93]

Fazit zu den Nutzungskonzepten von erneuerbarem Wasserstoff für Prozesswärme in energieintensiven Industrien

Das Forschungsprojekt Langfristszenarien prognostiziert für das Jahr 2050 einen Wasserstoffbedarf von 2.877.800 MWh/a in der EMN, um den Industriebedarf zu decken. Fast die Hälfte (ca. 1.382.000 MWh) entstehen dabei durch die Umstellung der Metall-, Glas- und Papierindustrie in der EMN von Erdgas auf grünen Wasserstoff. Außerdem benötigt die energieintensive Industrie rund 710.000 MWh Strom. Durch dessen Umstellung auf 100 % erneuerbare Erzeugung sowie die Verwendung von erneuerbarem Wasserstoff lassen sich jährlich rund 540.000 Tonnen CO₂ einsparen. Um diese Mengen an Energie bereitzustellen, ist es zum einen notwendig, den Ausbau der erneuerbaren Energien stark voranzutreiben. Zum anderen sollte, wo möglich, anstelle von Wasserstoff direkt Strom genutzt werden (bspw. zum Heizen), da so Verluste bei der Erzeugung und anschließenden Verbrennung vermieden werden können.

3.3.3 Nutzungskonzepte von erneuerbarem Wasserstoff für die Stromspeicherung und Stromerzeugung

Im Rahmen des folgenden Abschnitts werden die technischen Rahmenbedingungen zur Speicherung und Stromerzeugung von/mit Wasserstoff dargelegt. Im zweiten Teil wird in einem Exkurs eine Analyse von geeigneten Standorten in der Europäischen Metropolregion Nürnberg zur Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff vorgenommen. Der wirtschaftliche Betrieb von Speichern hängt stark von der Speicherart und der Standortwahl ab. In Zukunft braucht es einen starken Ausbau von Wasserstofferzeugungs- und Speicherinfrastrukturen, um die fluktuierende Einspeisung durch erneuerbare Energien möglichst gewinnbringend zu nutzen. Die Standortanalyse dient dabei zum Aufzeigen verschiedener Synergien und zur Bestimmung geeigneter Erzeugungs- und Speicherstandorte. Zusätzlich wird die Relevanz des jeweiligen Standortes für die EMN anhand der in der EMN umsetzbaren Standorte sowie an den dadurch erreichbaren Herstellungspotenziale eingeordnet.

Nutzungskonzepte für die Stromspeicherung in der Metropolregion

Grundsätzlich lassen sich die Technologien zur Speicherung von Wasserstoff unterscheiden in die Speicherung als Reinstoff und die chemische Speicherung. Die Kosten dieser Speicher ergeben sich vor allem aus der volumetrischen Energiedichte und sicherheitstechnischen Aspekten. Deshalb kommen LOHCs und Druckgasspeicher vor allem für die kurzfristige Speicherung in Frage, während synthetische Treibstoffe und die Speicherung in bestehenden (Erdgas-)Infrastrukturen für die saisonale Speicherung attraktiv sind. Speichertechnologien werden üblicherweise über eine Round-Trip-Efficiency bzw. einen Power-to-Power-Wirkungsgrad charakterisiert. Dieser ist jedoch sehr abhängig von den gewählten Annahmen bzgl. Anlagengröße, wärmetechnischer Integration der Prozesse, betrachteten Elektrolysetechnologien etc.

Speicherung als Reinstoff

Im Bereich der Speicherung als Reinstoff wird zwischen der Speicherung als Flüssigwasserstoff, als Hochdruckwasserstoff und der Speicherung in Kavernen unterschieden. Die Round-Trip-Efficiency liegt bei flüssigem Wasserstoff bei 13-32 % und bei auf 200-700 bar verdichtetem Wasserstoff bei 17-34 %. [67], [98], [99]

Die Speicherung als Flüssigwasserstoff erfolgt bei -253 °C in stationären oder mobilen Spezialtanks (Kryotanks). Die Speicherdichte liegt bei 2,37 MWh/m³. Die Speicherung im flüssigen Zustand ist besonders für den mobilen Bereich interessant, da die Herstellung von flüssigem Wasserstoff energetisch und apparativ aufwändig ist und die langfristige Speicherung durch kontinuierliche Wärmeverluste der Langzeitspeicherung entgegenstehen. [100], [101]

Die Speicherung von Wasserstoff als Hochdruckspeicher ist vergleichsweise günstig, da der energetische Aufwand zur Kompression weit geringer ist als zur Verflüssigung. Bei einem Druckniveau von 200-300 bar wird eine Energiedichte von 0,53 MWh/m³ erzielt. Hochdruckspeicher zeichnen sich vor allem durch eine hohe Ausspeichergeschwindigkeit aus, so dass sie beispielsweise für Tankstellenindustrie interessant sind. [102], [103]

Im Bereich der Erdgasspeicherung haben sich vor allem Kavernen- und Porenspeicherspeicher etabliert. Bei Kavernenspeichern handelt es sich um durch Aussolen oder Abtragen künstlich angelegte Hohlräume in Salzgestein, während es sich bei Porenspeichern um natürliche Hohlräume oder poröse Steinformationen (z.B. Aquifere oder ehem. Gas- und Ölfelder) handelt. Beide könnten auch für die Wasserstoffspeicherung umgerüstet werden. Das Druckniveau der Speicherung hängt von den lokalen Begebenheiten ab, beträgt aber üblicherweise zwischen 70 und 200 bar. Die Energiedichte liegt bis ca. 0,32 MWh/m³. Kavernenspeicher sind auf Grund der hohen Abgabeleistungen besonders für schnelle und flexible Speicheraktionen (Tages- oder Wochenausgleich) geeignet. Porenspeicher haben hingegen ein deutlich größeres Speichervolumen und werden daher vor allem als saisonale Speicher eingesetzt. [104–106]

Speicherung mit chemischen Speichern

Für die Speicherung von Wasserstoff in chemischen Speichern gibt es eine Vielzahl an Möglichkeiten. Im Folgenden wird sich daher auf die Betrachtung von chemischen Speichern mit einem Technology Readiness Level ≥ 5 beschränkt. Dazu gehören die Speicherung mit LOHCs, die Speicherung mit synthetischen Kohlenwasserstoffen, die Speicherung mit Ammoniak sowie mit Metall-Hydriden. Die Round-Trip-Efficiency liegt bei der Verstromung von freigesetztem Wasserstoff bei 5-28 %, während bei der direkten Verstromung des Wasserstoffträgers 15-31 % erreicht werden können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für die Wiederfreisetzung von Wasserstoff durch Reformierung, Dehydrierung oder Cracking zusätzlich Energie benötigt wird. [67], [98], [99], [107]

Bei der Speicherung mit LOHCs muss der Wasserstoff vor einer Nutzung wieder freigesetzt werden. Die erreichbare Energiedichte ist abhängig von dem verwendeten Trägermolekül. Für Dibenzyltoluol, einem gängigen Trägermolekül liegt sie bei ca. 1,86 MWh/m³. Die Speicherung mit Hilfe von LOHCs ist sehr einfach und verlustfrei möglich, da kostengünstige, atmosphärische Tankanlagen verwendet werden können. [108]

Synthetische Kohlenwasserstoffe zur Speicherung können entweder flüssig (Methanol, Fischer-Tropsch-Diesel, Oxymethylenether etc.) oder gasförmig (Methan, Dimethylether etc.) vorliegen. Abhängig vom Aggregatzustand variiert zum einen die Speicherinfrastruktur zwischen atmosphärischen Tankanlagen oder Druckspeichern/kryogener Lagerung, zum anderen die Energiedichte (Methan bei 200 bar: 2,3 MWh/m³; FT-Diesel: 10,6 MWh/m³). Kohlenwasserstoffe können direkt genutzt werden. [109]

Ammoniak hat bisher vor allem als Basischemikalie mit hohen Produktionsmengen eine große Bedeutung. Auf Grund der großen Produktionsmaßstäbe sind die Marktpreise vergleichsweise stabil und gering. Bei einer hohen Wasserstoffdichte muss Ammoniak entweder bei -33°C (Energiedichte 3,6 MWh/m³) oder bei Überdruck (16-18 bar) (Energiedichte 0,06 MWh/m³) gelagert werden. Grundsätzlich ist die Handhabung auf Grund der Korrosivität und der Toxizität deutlich aufwendiger als beispielsweise bei Methan oder Methanol. [110]

Die Beladung von Metallhydriden mit Wasserstoff erfolgt mittels Chemisorption unter erhöhtem Druck. Sobald der Gleichgewichtsdruck erreicht ist, diffundiert der Wasserstoff in das Metallgitter und wird absorbiert. Durch Druckabsenkung oder Temperaturerhöhung kann er wieder entladen werden. Metallhydridspeicher haben typischerweise eine Speicherdichte zwischen 2,4 bis 4,9 MWh/m³. Da sie eine hohe gravimetrische Speicherdichte haben, werden sie vor allem für den Transportsektor favorisiert. [111–113]

Eine detaillierte Beschreibung der Speichertechnologien ist in der EnCN-Studie „Screening Wasserstoff-Technik“ zu finden. [67]

Nutzungskonzepte für die Stromerzeugung in der Metropolregion

Für die Rückverstromung von Wasserstoff bieten sich grundsätzlich zunächst dieselben Prozesse an, wie für die Verstromung von Erdgas. Konventionelle Wärmekraftprozesse sind wie bei der Verstromung von Erdgas durch den Carnot-Wirkungsgrad limitiert. Bei der direkten thermochemischen Umwandlung von Wasserstoff in Brennstoffzellen ist dies jedoch nicht der Fall, weshalb sich diese besonders für die Verstromung anbietet.

Die exergetischen Verluste bei der Verbrennung von Wasserstoff sind im Vergleich zu Erdgas höher. Außerdem mindern sich auch die Wirkungsgrade leicht auf Grund der geringeren volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas.

Im Folgenden wird ein Überblick über die Technologien „Gasturbine“, „Gasmotor“ sowie über die Brennstoffzellen „PEMFC“ und „SOFC“ gegeben, die zur Rückverstromung von Wasserstoff verwendet werden können.

Wasserstoff in Gasturbinen:

Obwohl Gasturbinen weit verbreitet sind, ist das Angebot für den Betrieb mit Wasserstoff noch sehr eingeschränkt. Dies lässt sich vor allem darauf zurückführen, dass aufgrund der hohen laminaren Flammgeschwindigkeiten bei der Wasserstoffverbrennung die Nutzung etablierter Vormischbrenner sicherheitstechnisch problematisch ist. Geringe Mengen Wasserstoff können in kommerziellen Gasturbinen genutzt werden. Für höhere Wasserstoffgehalte sind nebenstehende Brennkammern notwendig. Bei der Rückverstromung mit Gasturbinen lässt sich ein elektrischer Wirkungsgrad von 30-40 % erreichen. [114], [115]

Wasserstoff in Gasmotoren:

Wasserstoff kann in Otto- und Dieselmotoren verbrannt werden. Die entsprechend modifizierte Motorentechnik stammt aus der Automobilindustrie. Dort konnte sie sich jedoch nicht gegen flüssige Kraftstoffe oder aber auch die Brennstoffzelle durchsetzen. Mit Wasserstoff betriebene Motoren können durch Kopplung mit einem Generator elektrische Wirkungsgrade von 35-40% erreichen. Gasmotoren können als Brückentechnologie im Mobilitätssektor mit kurzer Marktverfügbarkeit dienen oder in stationären Anwendungen wie Motoren-BHKWs zur Anwendung kommen. [59], [60]

Wasserstoff in PEM-Brennstoffzellen:

PEM-Brennstoffzellen haben ein großes Marktpotenzial. Auf Grund ihrer kompakten Bauweise sind sie besonders für den mobilen und dezentralen Anwendungsbereich geeignet. Die Polymermembran ermöglicht dabei einen Betrieb im niedrigen Temperaturbereich (40-100 °C) und schnelle Lastwechsel. Die Technologie ist bereits mit Ausführung bis zu 1 MW elektrischer Leistung kommerziell verfügbar. Die Brennstoffzelle wird ausschließlich mit Wasserstoff betrieben und nutzt den Luftsauerstoff als Oxidationsmittel. Es lassen sich elektrische Wirkungsgrade von 50-70 % erzielen. [116]

Wasserstoff in Solid-Oxide-Brennstoffzellen:

Bei Solid-Oxide-Brennstoffzellen (SOFC) handelt es sich um Hochtemperaturbrennstoffzellen (500-1000 °C). Ein Festoxidelektrolyt leitet im Betrieb negative Sauerstoffionen von der Kathode zur Anode. Dort kann dann Wasserstoff, aber auch CO, Methan und weitere Kohlenwasserstoffe umgesetzt werden. SOFCs haben ein hohes Marktpotenzial, insbesondere für stationäre Anwendungen. Dafür muss jedoch die Langzeitstabilität weiter erhöht werden. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei 52-55 %. [117], [118]

Eine detaillierte Beschreibung von Technologien zur Stromerzeugung mit Wasserstoff ist in der EnCN-Studie „Screening Wasserstoff-Technik“ zu finden. [67]

Standortanalyse für die Herstellung, Speicherung sowie Stromerzeugung mittels Wasserstoffes

Die Standortwahl für die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff in der EMN hat maßgeblich Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Dabei richtet sich die Auswahl des Standortes nach dem Geschäftsmodell der Anlage. So ist beispielsweise für eine Methanisierungsanlage zur Speicherung von grünem Wasserstoff als Methan die räumliche Nähe zu einer Kohlenstoffquelle von Vorteil. Abbildung 26 gibt einen Überblick über die Standortfaktoren, die insbesondere bei der Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff relevant sind.

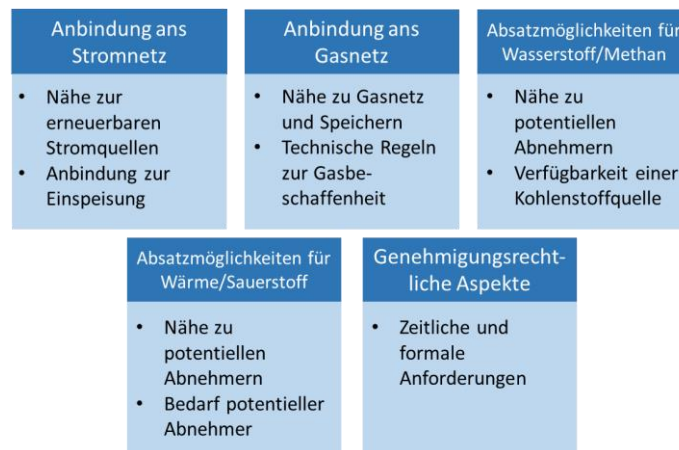


Abbildung 26: Standortfaktoren für die Wahl eines Standortes zur Wasserstoff-Erzeugung und Speicherung

Bei der Anbindung ans Stromnetz ist zum einen die Nähe zu erneuerbaren Stromquellen von großer Bedeutung, da diese eine kostengünstige Produktion von Wasserstoff erlauben. Für die Einspeisung ist außerdem die Anbindung an das Stromnetz relevant, also z.B. auf welcher Spannungsebene eingespeist werden kann. Des Weiteren muss sowohl die gegenwärtige und zukünftige Lastverteilung berücksichtigt werden.

In Bezug auf die Anbindung an das Gasnetz ist vor allem die räumliche Nähe zum Gasnetz und zu geeigneten Gasspeichern wichtig. Außerdem müssen die technischen Regeln zur Gasbeschaffenheit und zur Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen berücksichtigt werden. Insbesondere bei der Wasserstoffherstellung spielt auch die Wasserstoffaufnahmekapazität des Gasnetzes eine wichtige Rolle.

Von Vorteil für den Standort ist es, wenn es vor Ort direkte Absatzmöglichkeiten für Wasserstoff bzw. – als mögliches Speichermolekül - beispielsweise als Methan, Methanol oder Ammoniak - gibt. Dies spart Transportkosten. Idealerweise passen Bedarf und Produktion zusammen. Dies gilt auch für die Absatzmöglichkeiten der Nebenprodukte, Sauerstoff und Wärme. Für die Herstellung von Methan und Methanol ist zudem die Verfügbarkeit einer CO₂-Quelle von Nutzen. CO₂ ist ein besonders kostengünstiger „Wasserstoffträger“. Die Klimabilanz der Nutzung der Speichermoleküle ist dann besonders günstig, wenn das CO₂ als „grünes“ CO₂ aus Biogasanlagen oder Kläranlagen gewonnen wird.

Die Speicherung als Ammoniak erfordert die Bereitstellung von Stickstoff mit einer Luftzerlegungsanlage und sehr hohe Prozessdrücke. Beide Bedingungen können üblicherweise nur an sehr großen Standorten der chemischen Industrie gewährleistet werden und werden daher für die Metropolregion im Weiteren nicht betrachtet.

Außerdem sind genehmigungsrechtliche Aspekte wichtig bei der Standortwahl. Hier spielen zeitliche und formale Anforderungen, zum Beispiel in Bezug auf eine notwendige Öffentlichkeitsbeteiligung bei Anlagenbau oder die Erstellung von Flächennutzungsplänen seitens der Verwaltung eine entscheidende Rolle.

Im Rahmen dieser Studie werden die am besten geeignetsten Standorttypen für die Erzeugung von Wasserstoff in der Europäischen Metropolregion ermittelt und in Form von kurzen Standortsteckbriefen vorgestellt.

Standortanalyse Erzeugung/Speicherung:

Windenergieanlagen

Windenergieanlagen liefern kostengünstig grünen Strom für die Wasserstoffelektrolyse. Das Potenzial in der EMN für solche Anlagen liegt laut Energienutzungsplan bei über 21500GWh/a, wobei hier Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie Leistungssteigerungen durch Repowering bereits berücksichtigt wurden. Die wirtschaftliche Betriebsweise von Elektrolyseuren an Windenergie-Anlagen hängt stark von der Abnehmerstruktur für Wasserstoff vor Ort bzw. dem Vorhandensein eines Gasanschlusses ab.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Gering

Relevanz für die EMN



Synergienutzung

Mittel

Entwicklungsstand

Es gibt bereits eine Vielzahl an Projekten in Deutschland bei denen ein PEM-Elektrolyseur mit Hilfe von Windenergieanlagen betrieben wird. In der EMN ist hier die Power-to-Gas-Anlage der Windgas Haßfurt GmbH zu nennen. Ein PEM-Elektrolyseur wandelt überschüssigen Strom aus dem Bürgerwindpark Sailershäuser Wald sowie aus weiteren Windenergie- und Solaranlagen in erneuerbaren Wasserstoff um. Weitere Projekte sind zum Beispiel WindH2-Salzgitter und H₂ORIZON im Harthäuser Wald. [119–121]

Integration in den bestehenden Prozess

Windenergieanlagen werden meist in Zusammenschlüssen mehrerer Anlagen installiert. Auf Grund der regulatorischen Rahmenbedingungen befinden sich Windparks in der Regel nicht nah an Siedlungsflächen. Dies bietet einen wesentlichen Standortvorteil für den Betrieb von PEM-Elektrolyseuren, da es durch die gesammelte Erzeugung bei wenig Bedarf häufig Überschussstrom gibt und in vielen Fällen Infrastrukturkosten für die Netzanbindung bzw. Redispatchkosten beim sonst notwendigen Abregeln der Windkraftanlagen vermieden werden. Wie bei Freiflächen-PV-Anlagen ist die Nähe zu Stromnetzknotten normalerweise gegeben. Allerdings lässt sich nur im Einzelfall klären, ob ein Anschluss an das Erdgasnetz besteht. Problematisch kann die meist fehlende Nähe zu Wasserstoffabnehmern zu sehen. Durch die Entfernung zu größeren Siedlungen sind häufig keine direkten Abnehmer vor Ort und der Abtransport des erzeugten Wasserstoffs muss bei der Planung des Elektrolysestandortes berücksichtigt werden. [122]

Technische und wirtschaftliche Risiken

Da es sich bei der Kombination aus Windparks mit PEM-Elektrolyseuren bereits um ein etabliertes Modell handelt, ist das technische Risiko als gering anzusehen.

Das größte wirtschaftliche Risiko resultiert aus der geringen regionalen Nachfrage bei nicht vorhandenem Gasanschluss. Der produzierte Wasserstoff muss in diesem Fall gespeichert und transportiert werden, was einen negativen Einfluss auf die Kosten hat. Eine Studie des Ökoinstituts aus dem Jahr 2020 prognostiziert, dass die Wasserstofferzeugung an Windstandorten ohne Gasnetzanbindung im Jahr 2030 zu Kosten von 75 bis 105 €/MWh möglich sein wird. Die Kosten für Wasserstoff aus der Dampfreformierung liegen bei Gaspreisen von 30 €/MWh und CO₂-Preisen von 75 €/t immer noch vergleichsweise etwas niedriger mit 68 €/MWh. [123]

Potenzial in der EMN

Das Potenzial in der EMN für Elektrolyse an Windkraftanlagen ist sehr groß, sofern es zu einem deutlichen Zubau von Windanlagen kommt. Dabei müssen auch politische Rahmenbedingungen wie die 10H-Regel angepasst werden, um den Notwendigkeiten des Ausbaus erneuerbarer Energien gerecht zu werden. Der Energienutzungsplan sieht vor 2050 rund 14,7-Mio MWh Strom aus Windkraft zu erzeugen. [31]

Standortanalyse Erzeugung/Speicherung: Biomethananlagen

Biomethananlagen eignen sich nicht nur auf Grund der Verfügbarkeit von Strom- und Gasanschluss besonders als Wasserstofferzeugungsstandort, sondern bieten auch die Verfügbarkeit einer Kohlenstoffquelle. Mit Hilfe von biologischer oder katalytischer Methanisierung kann verbleibendes CO₂ mit erneuerbarem Wasserstoff methanisiert und in das Erdgasnetz eingespeist werden oder als Methan auch in kleineren Biogasanlagen zwischengespeichert werden. Die in der Methanisierung entstehende Wärme kann zur Beheizung des Fermenters verwendet werden.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Mäßig

Relevanz für die EMN



Synergienutzung

Hoch

Entwicklungsstand

Die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse und eine anschließende biologische/katalytische Methanisierung von Kohlendioxid aus Biogas ist derzeit bereits im Pilotstandort an mehreren Standorten in Betrieb. So befindet sich unter anderem in Nordhackstedt und Zürich Anlagen zur biologischen/katalytischen Methanisierung und anschließenden Einspeisung in das Gasnetz. [124]

Integration in den bestehenden Prozess

Im Fermentationsprozess einer Biogasanlage entsteht üblicherweise ein Gasgemisch aus Methan und Kohlendioxid. Dieses wird entweder in Biogasanlagen direkt verbrannt und zu Strom und Wärme umgewandelt oder durch eine CO₂-Abtrennung auf Erdgasqualität (Biomethan) gebracht. Eine Option zur Abtrennung des Kohlendioxids stellt die katalytische/biologische Methanisierung dar. Die direkte CO₂-Komponente des Biogases aus dem Fermenter kann mit Wasserstoff als Reaktionspartner zu Biomethan umgewandelt werden. Die bei der Methanisierung anfallende Wärme kann anschließend zum Beispiel zum Beheizen des Fermenters verwendet werden. Biomethananlagen verfügen über einen Anschluss an das Strom- und Gasnetz, so dass eine Einspeisung von Methan oder Strom ohne Umbauten möglich ist. Nicht zu vernachlässigen ist, dass bereits geschultes Personal vorhanden ist, das auch über große Erfahrung im Bereich Ex-Schutz verfügt.

Technische und wirtschaftliche Risiken

Die Herstellung von Biomethan ist bereits an einigen Anlagen erprobt worden. Im Bereich der Methanisierung gibt es abhängig von der Methanisierungsart (katalytisch und biologisch) noch Entwicklungspotenziale, die sich insbesondere auf die Temperaturstabilität des Katalysators bei der katalytischen Methanisierung und auf die Löslichkeit von Wasserstoff in der biologischen Methanisierung beziehen. [125], [126]

Der wirtschaftliche Betrieb von Elektrolyseuren hängt stark vom Strompreis ab. Ist eine eigene erneuerbare Stromversorgung vorhanden, kann Biogas zu Biomethan in Erdgasqualität veredelt und wirtschaftlich vermarktet werden.

Potenzial in der EMN

Laut Energieatlas sind Stand 2022 über 700 Biogasanlagen in der Metropolregion in Betrieb. Der Energienutzungsplan prognostiziert zwar einen Rückgang des bereitgestellten Stroms mit Hilfe von Biogasanlagen auf 20% im Jahr 2050, jedoch bieten die zahlreichen Standorte großes Potenzial für die Erzeugung von erneuerbarem Methan.

Standortanalyse Erzeugung/Speicherung: Kläranlagen

Kläranlagen eignen sich nicht nur auf Grund der Verfügbarkeit von Strom- und Gasanschluss besonders als Wasserstoffherstellungsstandort, sondern bieten mit der Verfügbarkeit einer Kohlenstoffquelle sowie durch den Sauerstoffbedarf im Klärprozess weitere strukturelle Synergien. Neben der für den Klärprozess benötigten Wärme die zum Teil durch die Methanisierung bereitgestellt werden könnte, könnte an den Standorten zukünftig auch Biomethan in Erdgas-Qualität eingespeist werden. Wirtschaftlich besonders vorteilhaft ist die Nutzung des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs in der Kläranlage.

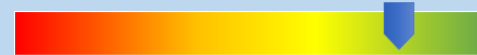
Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Mäßig

Relevanz für die EMN



Synergienutzung

Sehr hoch

Entwicklungsstand

In einigen deutschen Kläranlagen sind bereits Projekte zum Wasserstoffeinsatz realisiert. So wurde beispielsweise auf der Kläranlage Barth in Vorpommern bereits 2003 ein von einem Solarpark betriebener Wasserstoffelektrolyseur installiert. Während der entstehende Wasserstoff für den Betrieb eines Brennstoffzellenbusses verwendet wird, wird der Sauerstoff im Klärprozess verwertet. Im Rahmen des Projektes EuWaK (Erdgas und Wasserstoff aus Kläranlagen) in Bottrop wird in einem zweistufigen Aufbereitungsprozess Faulgas zu Biomethan und hochreinem Wasserstoff aufbereitet. Mit Hilfe des entstehenden Wasserstoffes wird die Strom- und Wärmeversorgung eines nahegelegenen Schulzentrums gewährleistet, während das Biomethan zum einen zur Erzeugung des Wasserstoffes und zum anderen für den Betrieb der Gasmotoren der Kläranlage genutzt wird. Kläranlagen bieten noch ein großes, bisher ungenutztes Potenzial zur Wasserstoffherzeugung und -Einspeisung. [127], [128] Das Potenzial der Einbindung einer Elektrolyse und Methanisierung an den Standort der Kläranlage Nürnberg wird derzeit vom Lehrstuhl Energieverfahrenstechnik der FAU im Rahmen des BMWi-Forschungsvorhabens „Kläffizient“⁸ untersucht.

Integration in den bestehenden Prozess

Die Erzeugung/Speicherung von Wasserstoff im Klärwerk nutzt viele strukturelle Synergien. Für die Erzeugung von Biomethan und anschließenden Einspeisung in das Gasnetz bzw. Stromerzeugung wird neben Wasserstoff CO₂ als Reaktionspartner benötigt. Dazu kann entweder auf die direkte CO₂-Komponente des Klärgases aus dem Faulturm oder auf das CO₂-reiche Off-Gas aus einer etwaigen Biogasaufbereitung zurückgegriffen werden. Die bei der Methanisierung anfallende Wärme kann anschließend zum Beispiel zum Beheizen der Faultürme verwendet werden. Neben Wasserstoff entsteht bei der Elektrolyse Sauerstoff. Dieser kann innerhalb der Kläranlage zur Belüftung des Belebungsbeckens oder als Ausgangsprodukt für die Ozon-Abwasserbehandlung im Rahmen der Entfernung von Mikroverunreinigungen verwendet werden. Kläranlagen verfügen in den allermeisten Fällen bereit über einen Anschluss an das Strom- und Gasnetz, so dass eine Einspeisung von Methan oder Strom ohne große Umbauten möglich ist. Nicht zu vernachlässigen ist, dass bereits geschultes Personal vorhanden ist, das auch über große Erfahrung im Bereich Ex-Schutz verfügt. [128–130] Die Auslegung der Elektrolyse kann entweder nach den Betriebsstunden (strompreisbasiert), nach der benötigten Wasserstoffmenge für das gesammelte CO₂ oder aber auch nach dem Sauerstoffbedarf in der Ozon-Abwasserbehandlung erfolgen. [130], [131]

⁸ <https://www.evt.tf.fau.de/forschung/forschungsschwerpunkte/energiesysteme-energiewirtschaft/bmw-projekt-klaeffizient/>

Technische und Wirtschaftliche Risiken

Bisher wurde die Erzeugung von Wasserstoff an Klärwerksstandorten erst in geringem Umfang getestet. Im Bereich der Methanisierung gibt es abhängig von der Methanisierungsart (katalytisch und biologisch) noch Entwicklungspotenziale, die sich insbesondere auf die Temperaturstabilität des Katalysators bei der katalytischen Methanisierung und auf die Löslichkeit von Wasserstoff in der biologischen Methanisierung beziehen. [126], [132] Der wirtschaftliche Betrieb von Elektrolyseuren an Klärwerksstandorten hängt stark vom Strompreis ab. Ist eine eigene erneuerbare Stromversorgung vorhanden, wie das beispielsweise in Barth und Bottrop der Fall ist, kann überschüssiges Klärgas konstant zu Biomethan in Erdgasqualität gewonnen werden. Ist dies nicht der Fall, hängt die Wirtschaftlichkeit von der Anzahl der Betriebsstunden des Elektrolyseurs im Vergleich zu den Investitionskosten ab.

Potenzial in der EMN

Über 40 Kläranlagen in der Europäischen Metropolregion erzeugen jährlich mehrere Millionen m³ Faulgas. [33] Der Bau von Elektrolyseuren an Klärwerksstandorten in der Metropolregion ist besonders dann sinnvoll, wenn vor Ort zusätzlich noch erneuerbare Stromerzeugung vorhanden ist. Aber auch ohne diese stellen Kläranlagen durch die Bereitstellung einer Kohlenstoffquelle, den Sauerstoffbedarf und das Vorhandensein von Gas- und Stromnetzanschlüssen sowie entsprechendes Know-How im Personal besonders gut geeignete Standorte dar. Am Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik wird daher in Kooperation mit der Stadtentwässerung und Umweltanalytik Nürnberg das Forschungsprojekt „Kläffizient“ durchgeführt, welches sich explizit mit der flexiblen und bedarfsgerechten Veredelung von Klärgas zur Energiespeicherung befasst. [133]

Standortanalyse Erzeugung/Speicherung: Freiflächen-Photovoltaik

Freiflächen-Photovoltaik liefern kostengünstig grünen Strom für die Wasserstoffelektrolyse. Das Potenzial in der EMN für solche Anlagen liegt laut Energienutzungsplan bei knapp über 3000 GWh/a, wobei das Potenzial durch Agro-Photovoltaik hier noch nicht berücksichtigt wurde. Die wirtschaftliche Betriebsweise von Elektrolyseuren an Freiflächen-PV-Anlagen hängt stark von der Abnehmerstruktur für Wasserstoff vor Ort bzw. dem Vorhanden-Sein eines Gasanschlusses ab.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Gering

Relevanz für die EMN



Synergienutzung

Gering bis mittel

Entwicklungsstand

Bisher gibt es bisher erst einige wenige Projekte, bei der Elektrolyseure direkt mit Freiflächen-Photovoltaikanlagen betrieben werden. Dazu gehört zum Beispiel die seit 2015 in Solothurn (Schweiz) mit Hilfe von Photovoltaik betriebene biologische Methanisierungsanlage. [134] Ein weiteres Projekt soll zukünftig in den Niederlanden (Oosterwolde) realisiert werden. Im Rahmen des bereits genehmigten Projektes „SinneWetterstoff“ soll ein Elektrolyseur mit dem Solarstrom einer 50 MWp-Anlage betrieben werden. Abnehmer für den Wasserstoff sind vor allem ein vor Ort ansässiges Taxiunternehmen sowie ein Kraftstofflieferant. [135], [136]

Integration in den bestehenden Prozess

Die Standorte für PV-Freiflächenanlagen liegen in der Regel im Außenbereich von Kommunen, auf Grund der Regelungen zum Vergütungsanspruch nach dem EEG. Der Anschluss an das öffentliche Stromnetz erfolgt in der Regel über eine eigene Trafostation und von dort über separate Netzanschlüsse in der Regel in das Mittelspannungs- (10 oder 30 kV) oder auch in das Hochspannungsnetz (110 kV). Somit ist eine Nähe zu Stromnetzknotten gegeben. Auf Grund der fluktuierenden Verfügbarkeit des Photovoltaikstroms werden die Anlagen üblicherweise mit PEM-Elektrolyseuren gekoppelt. Die PV-Anlagen liefern kostengünstig grünen Strom, werden jedoch aus betriebswirtschaftlichen Gründen meist auf volle Einspeisung ausgerichtet. Im aktuellen Strommix kommt es auf Grund der Deckungsgleichheit mit dem Strombedarf nur selten zu hohem Überschussstrom, wobei sich dies mit zunehmendem Ausbau bzw. höheren EE-Stromanteilen im Netz ändern wird.

Die Nähe zu geeigneten Gasnetzanschlüssen oder anderen Wasserstoffabnehmern lässt sich pauschal schlecht bewerten. Grundsätzlich kommen hier neben Industriegebieten aber auch dezentrale, kleine Abnehmer wie Wasserstofftankstellen und kleine oder mittlere Unternehmen in Frage. [122]

Technische und wirtschaftliche Risiken

Sowohl der Betrieb von Freiflächen-Photovoltaikanlagen als auch von PEM-Elektrolyseuren ist erprobt. Dennoch gibt es bisher nur wenige Projekte, bei den die beiden Technologien gekoppelt wurden. Inwieweit ein PEM-Elektrolyseur dem Erzeugungsprofil einer PV-Anlage folgen kann und wie die lokale und flexible Last eines Elektrolyseurs zur Reduktion von Netzüberlastungen genutzt werden kann, muss noch erforscht werden. [122]

Photovoltaikanlagen liefern kostengünstig grünen Strom. Dieser wird jedoch aus betriebswirtschaftlichen Gründen meist voll eingespeist. Gerade im ländlichen Raum aber auch mit zunehmenden EE-Stromanteilen im Netz ergeben sich aber große Nutzungspotenziale für die Erzeugung von Wasserstoff. Limitierend ist das Vorhandensein von Wasserstoffabnehmern, entweder in Form von einer Einspeisemöglichkeit in das Gasnetz oder industriellen Abnehmern (Tankstellen, Industriegebiete etc.). Eine Studie des Ökoinstituts aus dem Jahr 2020 prognostiziert, dass die Wasserstofferzeugung an Solarstandorten ohne Gasnetzbindung im Jahr

2030 zu Kosten von 75 bis 105€/MWh möglich sein wird. Die Kosten für Wasserstoff aus der Dampfreformierung liegen bei Gaspreisen von 30 €/MWh und CO₂-Preisen von 75 €/t immer noch vergleichsweise etwas niedriger mit 68 €/MWh. Dies lässt sich unter anderem auch darauf zurückführen, dass ein Elektrolyseur möglichst viele Betriebsstunden benötigt, um die hohen Investitionskosten zu kompensieren. Dies ist bei einer direkten Kopplung mit PV nicht gegeben. [123]

Potenzial in der EMN

Das Potenzial für Freiflächen-Photovoltaikanlagen in der Metropolregion Nürnberg laut Energienutzungsplan ist beachtlich, könnte jedoch sogar noch größer ausfallen, wenn auch Flächen, außerhalb von Bahnlinien und Autobahnen sowie der Einfluss von Agrophotovoltaik berücksichtigt werden würden. Der Energienutzungsplan sieht vor 2050 über 1,8-Mio. MWh/a Strom über Freiflächenphotovoltaikanlagen zu erzeugen. In diesem Fall könnte überschüssiger Strom problemlos für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff genutzt werden. [31]

Standortanalyse Erzeugung/Speicherung:

Kraftwerksstandorte

Kraftwerksstandorte verfügen über gute Anschlüsse an das Strom- und Gasnetz. Außerdem ist die notwendige Infrastruktur zur Rückverstromung von Wasserstoff überwiegend bereits vorhanden. Somit können sie eine gute Option zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen erneuerbarer Energien darstellen. Für den wirtschaftlichen Betrieb ist die Verfügbarkeit von erneuerbaren Stromquellen jedoch sehr wichtig.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Mäßig

Relevanz für die EMN



Synergienutzung

Mittel

Entwicklungsstand

Bisher gibt es in Deutschland nur einen Elektrolyseur an einem Kraftwerksstandort. Dieser wurde im Rahmen des Projektes HPEM2Gas in Kooperation mit den Stadtwerken Emden 2019 erfolgreich in Betrieb genommen. [137] Zahlreiche weitere Kraftwerksstandorte, insbesondere Kohlekraftwerke, streben eine Um-/Aufrüstung an. [138–140]

Integration in den bestehenden Prozess

Bisherige Kraftwerksstandorte verfügen bereits über gute Anschlüsse an das Gas- und Stromnetz und können vor Ort hergestellten Wasserstoff direkt einspeisen. Außerdem kann bei Bedarf das produzierte erneuerbare Gas z. B. in Gaskraftwerken oder Blockheizkraftwerken vor Ort wieder verstromt werden, sofern die Turbinen der Kraftwerke auf die Verbrennung von Wasserstoff ausgelegt sind. Kraftwerksstandorte eignen sich daher sehr gut, um die fluktuierenden Einspeisungen aus erneuerbaren Stromquellen auszugleichen. [122] Kraftwerksstandorte mit deren Hilfe bisher zum Beispiele Fernwärmenetze etc. betrieben wurden, können auch von der Abwärme aus der Elektrolyse profitieren.

Technische und wirtschaftliche Risiken

Bisher wurde in Deutschland nur im Rahmen des EU-Projektes HPEM2GAS ein Elektrolyseur an einem Kraftwerksstandort der Stadtwerke Emden realisiert. Hierbei traten bei der Inbetriebnahme einige technische Defekte seitens der PEM-Elektrolyse auf, jedoch konnte die Anlage im Anschluss störungsfrei betrieben werden. [141]

Der wirtschaftliche Betrieb von Elektrolyseuren an Kraftwerksstandorten hängt von der Verfügbarkeit erneuerbarer Stromquellen ab. So eignen sich insbesondere Kraftwerksstandorte in Gebieten, die über eine hohe Wind- und PV-Quote im Stromnetz verfügen.

Potenzial in der EMN

Zahlreiche Stadtwerke betreiben fossile Kraftwerke, insbesondere Gaskraftwerke. Häufig werden mit derer Hilfe Nahwärme- oder Fernwärmenetze versorgt. Die Umstellung von Kraftwerksstandorten zu Orten der Wasserstoffherzeugung und Speicherung ist naheliegend auf Grund der vorhandenen Infrastruktur und bietet bei gleichzeitiger Umrüstung der Kraftwerke auf die Verbrennung von Wasserstoff ein großes Potenzial.

Standortanalyse Erzeugung/Speicherung:

Umspannwerke eignen sich vor allem dann als Standorte für Elektrolyseure, wenn an ihnen standortbedingt häufig erneuerbarer Strom abgeregelt werden muss, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Power-to-Gas-Anlagen können in diesem Fall nicht nur durch den kostengünstigen Strom profitieren, sondern gleichzeitig auch zu einer Reduktion des erforderlichen Netzausbaus führen. In der EMN kommen daher vor allem Umspannwerke in Regionen mit viel Windenergie in Frage.

Umspannwerke

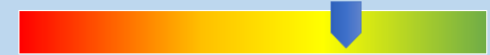
Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Gering

Relevanz für die EMN



Synergienutzung

Mittel

Entwicklungsstand

Bisher gibt es noch keine Elektrolyseure an Umspannwerken in Deutschland. In Niedersachsen am Standort Diele planen jedoch der Übertragungsnetzbetreiber TenneT, der Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Deutschland und Thyssengas mit einer 100MW-Pilotanlage die bisher größte Power-to-Gas Anlage Deutschlands. Diese soll bis 2028 in Betrieb genommen werden. Der entstehende Wasserstoff soll in die Erdgasleitungen eingespeist werden. [142], [143]

Integration in den bestehenden Prozess

Strom wird meist über weite Strecken transportiert. Für den Transport verfügt das deutsche Stromnetz über vier Spannungsebenen (Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene). Mit Hilfe von Umspannwerken wird Strom von einer Ebene auf eine andere transformiert. Kommt zu viel Strom, beispielsweise von Windkraftanlagen im Umspannwerk an, wird dieser häufig abgeregelt, um eine Überlastung des Stromnetzes zu verhindern.

Der netzdienliche Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen in der Niederspannungsebene des Stromnetzes kann zu einer Entlastung der gesamten Verteilungsnetzebenen und somit zu einer spannungsebenenübergreifenden Reduktion des erforderlichen Stromnetzausbaus führen. Dabei können die Anlagen entsprechend der Anforderungen ausgelegt und skaliert werden. Der mittels Elektrolyse erzeugte Wasserstoff kann, wenn möglich direkt in das Gasnetz eingespeist werden oder an industrielle Abnehmer verkauft werden. [144]

Technische und wirtschaftliche Risiken

Der Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen an Umspannwerken wurde bisher noch nicht im laufenden Betrieb erprobt. Daher sind die technischen Risiken schwer abzuschätzen. Wirtschaftlich lohnend sind Power-to-Gas-Anlagen vor allem dann, wenn an den Umspannwerken erneuerbarer Strom abgeregelt werden muss, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Das ist vor allem in den Regionen der Metropolregion der Fall, in denen viel Windkraft vorhanden ist/zukünftig zugebaut wird. Eine Power-to-Gas-Anlage kann hier den Netzausbau hinauszögern. Idealerweise ist an dem Umspannwerk bereits ein Gasanschluss vorhanden. Sollte dies nicht der Fall sein, ist auf das Vorhandensein von industriellen Abnehmern zu achten. Besondere sicherheitstechnische Anforderungen an die Wasserstoffherzeugung, -nutzung oder -speicherung könnten in den Umspannwerken durch die hohen Spannungen entstehen.

Potenzial in der EMN

Die Nutzung von Umspannwerken als Erzeugungsstandort für Wasserstoff ist vor allem in den Landkreisen sinnvoll, in denen in den kommenden Jahren viel Windkraft zugebaut wird. Hier kann es zum Erreichen der Belastungsgrenzen der bestehenden Stromnetze kommen und Elektrolyseure an Umspannwerken können zur Entlastung des Stromnetzes und einem Verzögern des Ausbaus beitragen.

Standortanalyse Erzeugung/Speicherung: Gasproduzenten

Gasproduzenten liefern schon heute Wasserstoff für industrielle Anwendungen. Diesen erzeugen sie meist als grauen Wasserstoff über die Dampfreformierung von Erdgas. Für die Umstellung auf grünen Wasserstoff ist lediglich der Betrieb eines Elektrolyseurs notwendig, während für Verdichtung, Kühlung etc. auf die bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann. Die Verfügbarkeit für erneuerbaren Strom ist unerlässlich.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Gering

Relevanz für die EMN



Synergienutzung

Hoch

Entwicklungsstand

Die Erzeugung von Wasserstoff basiert derzeit überwiegend auf der Dampfreformierung von Erdgas. Durch Zugabe von Wasserdampf zu Erdgas entstehen Wasserstoff und CO₂. Hierbei spricht man von grauem Wasserstoff.

Gashersteller haben jedoch auf Grund der steigenden Nachfrage und den steigenden Preisen für fossile Rohstoffe und CO₂ immer mehr Interesse, Wasserstoff über Elektrolyse herzustellen. So will der Gaskonzern Linde AG bereits im Jahr 2022 im Chemiapark Leuna einen Elektrolyseur mit 24MW Leistung in Betrieb nehmen. [145]

Integration in den bestehenden Prozess

Der wesentliche Vorteil der Elektrolyse bei Gasherstellern liegt darin, dass die Infrastruktur zur weiteren Verarbeitung des Wasserstoffs (Speicherung, Verdichtung, Kühlung, Verpackung (Gasflaschenabfüllung)) bereits vorhanden ist. Das spart Investitionskosten. Außerdem haben Gashersteller bereits eine gefestigte Abnehmerstruktur. Zur Herstellung von grünem Wasserstoff muss jedoch ausreichend erneuerbarer Strom zur Verfügung stehen.

Technische und wirtschaftliche Risiken

Das technische Risiko bei der Umstellung der Wasserstoffherstellung von Dampfreformierung auf Elektrolyse ist gering. Die Technologien zur Verdichtung, Speicherung, Kühlung und Verpackung von Wasserstoff können weiterhin verwendet werden.

Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist das Vorhandensein von überschüssigem erneuerbarem Strom, der eine günstige Herstellung des Wasserstoffs ermöglicht.

Potenzial in der EMN

In der Metropolregion Nürnberg gibt es eine geringe Anzahl an Herstellern für Industriegase (z.B. Rießner Gase oder Linde AG). Die Umstellung dieser auf Elektrolyse hängt massiv von der Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom ab. Insgesamt ist das Potenzial aber eher gering. [146], [147]

Standortanalyse Erzeugung/Speicherung: Wasserstofftankstellen

Bei einer weiteren Verbreitung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen im Mobilitäts- und Logistiksektor wird auch die Notwendigkeit für Wasserstofftankstellen in der EMN wachsen. Der Betrieb von Elektrolyseuren und entsprechenden Speichereinheiten vor Ort liegt insofern auf der Hand, dass Transportkosten entfallen. Zudem sind die Investitionskosten bei vergleichsweise kleinen Anlagen gering.

Technologie Readiness Level (1-9)



Aufwand der Umstellung

Mäßig

Relevanz für die EMN



Synergienutzung

Gering

Entwicklungsstand

Die meisten Wasserstofftankstellen werden derzeit als Kompakttankstellen ausgeführt und der Wasserstoff mittels LKW angeliefert. Ein gelungenes Beispiel für eine autarke Tankstelle stellt die im Rahmen des H2-mobility errichtete Wasserstofftankstelle der EnBW in Stuttgart dar. Der Wasserstoff wurde dabei mittels Ökostroms hergestellt und zur Betankung von Brennstoffzellenbussen sowie einigen Brennstoffzellen-PKWs genutzt. [148]

Ein von der Siemens AG und Air Liquide Advance GmbH beantragtes Projekt zum Betrieb einer Wasserstofftankstelle mittels PEM-Elektrolyse wurde in einer 10-monatigen-Testphase erfolgreich betrieben, scheiterte am Ende jedoch an der Verfügbarkeit eines Tankstellengeländes. [149]

Integration in den bestehenden Prozess

An Wasserstofftankstellen werden derzeit drei unterschiedliche Formen von Wasserstoff angeboten:

- Flüssiger Wasserstoff mit einer Temperatur bis -253°C bei maximal 16,5 bar
- Gasförmiger Wasserstoff bei einer Temperatur von 20°C bei 250/350 bar
- Gasförmiger Wasserstoff bei einer Temperatur von -40°C bei 700 bar

Neben einem Elektrolyseur für die Herstellung vor Ort wird für gasförmigen Wasserstoff ein Verdichter benötigt. Für die Verdichtung auf 250bar liegen dabei die Verluste bei rund 9,1% des Heizwertes von Wasserstoff, bei 700bar bei ca. 10%. Zur Herstellung von Flüssiggas wird Wasserstoff unter geringem Druck in ein Vakuum geleitet und dort auf -253°C heruntergekühlt. Durch Expansion über ein spezielles Ventil wird es anschließend in einen Speichertank überführt und dabei in eine Flüssigkeit umgewandelt. Für die Verflüssigung werden ca. 40% des Heizwertes von Wasserstoff benötigt. Hinzu kommen tägliche Speicherverluste von ca. 1%. Dennoch braucht diese Form der Speicherung deutlich weniger Platz als die Druckgasspeicherung. [150–152]

Vorteil der Elektrolyse an Tankstellen ist, neben dem Vorhandensein einer Abnehmerstruktur, dass das Personal bereits über große Erfahrung im Bereich Ex-Schutz verfügt.

Technische und wirtschaftliche Risiken

Sowohl die bei der Elektrolyse als auch bei der Speicherung handelt es sich um erprobte Technologien. Die angebots- und nachfrageseitige Abstimmung der Wasserstoffproduktion stellt ein gewisses wirtschaftliches und technisches Risiko dar, welches im Realbetrieb erprobt werden muss.

Das wirtschaftliche Risiko des Betriebs von Elektrolyseuren hängt allerdings stark von dem Anteil erneuerbaren Stroms ab. Derzeit handelt es sich bei einem großen Anteil von Wasserstoff um grauen Wasserstoff, der mittels Reformierung von Erdgas hergestellt wird. Daraus und aus den hohen Verlusten, die mit einer Speicherung einhergehen, resultieren hohe Preise, wie Stand 07.06.2022 12,85€/kg Wasserstoff. [152] Durch die

geringere Elektrolyseleistung kann an Tankstellen zudem nur zu höheren spezifischen Kosten produziert werden. Dennoch sind auch die Investitionskosten vergleichsweise geringer und die Transportlogistik mit entsprechenden Kosten entfällt. [153–155]

Potenzial in der EMN

Derzeit sind in der Europäischen Metropolregion Nürnberg sechs Wasserstofftankstellen in Betrieb. Das Potenzial in der EMN hängt stark von der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien sowie der Nutzungszahlen von Wasserstoff im Mobilitäts- und Logistikbereich ab Abschnitt 3.4.

Fazit zu den Nutzungskonzepten von erneuerbarem Wasserstoff für die Stromspeicherung und Stromerzeugung

Die Herstellung und Nutzung von Wasserstoff sind besonders dann vorteilhaft, wenn bestehende Infrastrukturen genutzt werden können und der Aufbau teurer neuer Infrastruktur vermieden wird. Offen ist derzeit noch, welche Speichertechnologien sich durchsetzen werden. Für die Rückverstromung stehen Gasturbinen, Gasmotoren und Brennstoffzellen zur Verfügung. Besonders PEM-Brennstoffzellen und Solid-Oxide-Brennstoffzellen wird ein großes Marktpotenzial zugeschrieben. Für die Markteinführung von Wasserstoff ist eine gute Standortwahl der Elektrolyseure besonders wichtig. Die Nutzung von Synergien, wie beispielsweise der Verfügbarkeit von Kohlenstoffquellen an Biogasanlagen oder dem Sauerstoffbedarf an Kläranlagen, hat dabei einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.

3.4 Bedarfs- und Versorgungsanalyse für den Sektor Mobilität und Logistik

Der Sektor Mobilität und Logistik in der EMN umfasst alle Verkehrsbereiche. Der Klimaschutzplan der Stadt Nürnberg geht für 2018 von einer Verkehrsverteilung aus, bei dem die Hauptbestandteile sich auf 61 % auf den motorisierten Individualverkehr (hauptsächlich Straßenverkehr PKW) und 20 % auf Güterverkehr Straße (Nutzfahrzeuge) aufteilen. Ausgehend von dieser Verkehrsverteilung wird im Folgenden eine Analyse des Stands der Technik der unterschiedlichen Verkehrsmittel mit Wasserstoffantrieben durchgeführt, Szenarien für mögliche künftige Entwicklungen aufgestellt und daraus die möglichen Wasserstoffbedarfe im Sektor Mobilität und Logistik in der EMN ermittelt.

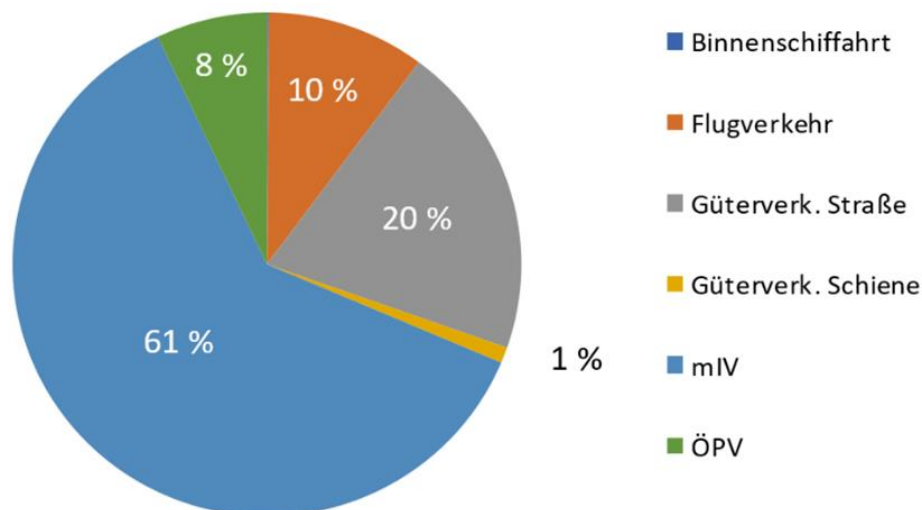


Abbildung 27: Verkehrsverteilung nach Klimaschutzfahrplan der Stadt Nürnberg [156].

3.4.1 Antriebstechnologien im Sektor Mobilität und Logistik

Flugverkehr

Albrecht Dürer Airport Nürnberg, Militärflughäfen wie Illesheim, Grafenwöhr



Bislang setzen Verkehrs- und Militärflugzeuge ausschließlich Kerosin als Kraftstoff ein. Erste Forschungsarbeiten an Jets, die mit Wasserstoff betrieben werden, sind zum Beispiel im Rahmen der ZEROe-Initiative von Airbus veröffentlicht worden [157]. Diese zeigen auf, dass die Herausforderungen dabei besonders in der Entwicklung von gewichts- und volumeneffizienten Methoden der Wasserstoffspeicherung liegen. Außerdem müssen Fragen zur Betriebssicherheit der Energiewandler (Triebwerke), deren Effizienz und Reichweite

sowie die Auswirkung klimaschädlicher Kondensstreifen durch den emittierten Wasserdampf geklärt werden. Aktuell sind daher Antriebskonzepte auf Basis von synthetischen Kraftstoffen im Fokus von Forschung und Entwicklung. Wasserstoff wird zwar auch als Edukt bei der Synthese von synthetischen Kraftstoffen als Zwischenprodukt benötigt, in dieser Studie wird allerdings nicht davon ausgegangen, dass die Aufbereitung von synthetischen Kraftstoffen nicht unmittelbar in der EMN erfolgt und damit auch kein Bedarf von Wasserstoff für den Einsatz im Flugverkehr in der EMN anfällt. Bei dieser Bedarfsanalyse wird daher der Flugverkehr nicht weiter berücksichtigt.

Schiffsverkehr

Rhein-Main-Donau-Kanal, Freizeitschiffahrt auf den Seen in der Region

Bislang werden die, in der EMN zum Einsatz kommenden Fracht- und Flusskreuzfahrtschiffe sowie fast alle Schiffe und Boote auf den Seen in der Region mit fossilen Kraftstoffen, wie Diesel oder Benzin betrieben. Es sind aber bereits Aktivitäten zur Entwicklung von brennstoffzellenbasierten Antriebssystemen für Boote bekannt geworden [158]. Antriebssysteme, die derzeit für größeren Schiffe untersucht werden, setzen aber zumeist auf synthetische Kraftstoffe (Wasserstoffderivate) mit großen volumetrischen Energiedichten, die entsprechend große Reichweiten der Schiffe ermöglichen. Da der Wasserstoffbedarf für brennstoffzellenbasierte Antriebssystemen für den Schiffsverkehr voraussichtlich einen sehr kleinen Anteil am Gesamtbedarf des Sektors Mobilität und Logistik hat und damit vernachlässigbar klein ist, bleibt bei dieser Bedarfsanalyse der Schiffsverkehr unberücksichtigt.



Bahnverkehr

Personen und Güterverkehr auf dem öffentlichen Schienennetz



In Deutschland sind erste Bahnfahrzeuge mit Brennstoffzellen bereits seit 2021 im Einsatz, weitere Einsatzgebiete vor allem auf Strecken ohne Fahrdrabt sind geplant. Auch in der EMN, bei Siemens Mobility werden alternative Antriebskonzepte für Regionaltriebzüge entwickelt, u.a. auch mit Brennstoffzellensystemen, deren Auslieferung ab 2023 geplant ist. Wasserstoffbetriebene Bahnfahrzeuge können auch in der EMN zum Einsatz kommen und dort künftig Diesel als Kraftstoff ersetzen [159]. Da der zu erwartende Bedarf an Wasserstoff für brennstoffzellenbasierte Antriebssysteme von Schienenfahrzeugen sich voraussichtlich auf nicht elektrifizierten Fahrstrecken beschränkt, kann von einem eher kleinen Anteil am Gesamtbedarf für den Sektor Mobilität ausgegangen werden. Der Bedarf an Wasserstoff für den Bahnverkehr wird bei dieser Bedarfsanalyse daher nicht berücksichtigt.

Öffentlicher Personennahverkehr

Busse, S-, U- und Straßenbahnen

Die Europäische Metropolregion Nürnberg umfasst 21.800 km², in ihr leben 3,7 Mio. Menschen. Die mittleren Einwohnerdichte ist mit 160 EW/km² geringer als im Bundesdurchschnitt (234 EW/km²). Entsprechend der Siedlungsdichte wird ein Großteil des ÖPNV auf der Fläche durch den Bus und durch R- und S-Bahnen erbracht, im Stadtgebiet Nürnberg auch durch U-Bahn und die Tram. Der ÖPNV in der EMN wird zu einem großen Anteil vom Verkehrsver-



bund Großraum Nürnberg (VGN) abgedeckt, dem zweitgrößten Verkehrsverbund in Deutschland. Im Jahr 2020 lebten in den 439 Gemeinden des VGN insgesamt 2,9 Mio. Einwohner. Das Bedienungsgebiet des VGN erstreckt auf einer Fläche von 15.843 km² und deckt ein Liniennetz von 14.000 km ab, auf dem 94 Mio. Zug- und Wagenkilometer Verkehrsleistung erbracht werden (2019). Ca. 2/3 der Zug- und Wagenkilometer im VGN werden durch Busse erbracht, gefolgt von R- und S-Bahnen. Für die Abschätzung des Wasserstoffbedarfs des **öffentlichen Personennahverkehrs** kann davon ausgegangen werden, dass alle R-, S-, U-Bahn- und die Tram-Verkehre auch künftig vollständig unter Fahrdrath – und damit ohne Wasserstoffbedarf im Fahrzeug - abgewickelt werden. Da auch bei Bussen in ÖPNV der technologische Trend aktuell eindeutig zu batterieelektrischen Antriebssystemen geht, wird in dieser Studie der künftige Wasserstoffbedarf für den öffentlichen Personennahverkehr als vernachlässigbar klein angenommen. [160]

Straßenverkehr PKW

Individualverkehr mit Personenkraftwagen auf öffentlichen Straßen



Nach Angaben vom Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI -Verkehr in Zahlen 2020/2021) bleibt das Auto mit über drei Viertel der Personenkilometer (78,5 %) das dominierende Verkehrsmittel in Deutschland. In Großstädten werden aktuell weniger als 40 % der Wege mit dem Auto zurückgelegt, mehr als 20 % mit dem ÖPNV und 15 % mit dem Fahrrad. Im Bedienegebiet des VGN beträgt die Pkw-Verfügbarkeit 610 Pkw auf 1.000 Einwohner (2020) und liegt damit leicht unterhalb der von Bayern (617 Pkw/EW).

Durchschnittliche Pkw-Anwendungen sind durch kurze Strecken (durchschnittliche 39 km pro Tag) und lange Standzeiten (ca. 23 h pro Tag) geprägt. Mit neuartigen Schnellladetechnologien und Batteriesystemen ist es heute möglich einen batterieelektrischen PKW in bis zu 20 min voll aufzuladen [161]. Auch deutsche Hersteller wie Mercedes oder BMW haben wasserstoffbasierten Antriebssystemen untersucht und teilweise bis zu Kleinserien entwickelt, aktuell sind auf dem Markt allerdings nur Brennstoffzellenfahrzeuge asiatischer Hersteller verfügbar. Jedoch hat sich in den letzten Jahren beim PKW der Trend zu den deutlich energieeffizienteren, batterieelektrischen Antriebssystemen durchgesetzt. In dieser Studie wird daher davon ausgegangen, dass der Wasserstoffbedarf im PKW-Bereich künftig eine untergeordnete Rolle spielen wird.

Straßenverkehr Nfz

Gütertransport mit leichten und schweren Nutzfahrzeugen auf öffentlichen Straßen

Im Bereich Nutzfahrzeuge werden derzeit konkurrierende, emissionsfreie Technologien wie Wasserstoffmotoren, brennstoffzellenbasierte- und batterieelektrische Antriebssysteme erforscht. Nutzfahrzeuge mit batterieelektrischen Antriebssystemen (Battery-Electric-Truck BET) und solche mit brennstoffzellenbasierten Antriebssystemen (FCET, kurz für Fuel-Cell-Electric-Trucks) sind derzeit im Fokus. Zudem wird der Ausbau von Fernstraßen zu E-Highways untersucht, bei dem elektrisch betriebene Fahrzeuge über eine Oberleitung und einen Pantographen mit Strom versorgt werden können. Entscheidend für die Anwender sind dabei die spezifischen Gesamtkosten der Transportleistung (Total Cost of Ownership TCO).



Eine von der Boston Consulting Group (BCG) durchgeführte Analyse ergab, dass sowohl BETs als auch FCETs im Segment über 15 Tonnen um das Jahr 2030 in allen Märkten die TCO von Diesel-Lkw erreichen können, d.h. beide Fahrzeugtechnologien werden - bis auf die Infrastruktur - ähnliche Marktbedingungen haben. Nach 2030 werden die TCO des Dieselfahrzeugs voraussichtlich durch steigende CO₂-Abgaben und höhere Kraftstoffpreise weiter ansteigen, während FCET von weiter sinkenden Kosten profitieren könnten. Nutzfahrzeuge mit batterieelektrischem Antrieb profitieren zunächst vom höheren Reifegrad dieser Technologie, so dass diese voraussichtlich schon früher als bei der Brennstoffzelle, um das Jahr 2025, eine Kostenparität zum Diesel erreichen könnten. Auch für BET werden danach weiter sinkende Kosten prognostiziert, allerdings moderater als bei FCET. Insbesondere für schwere Nutzfahrzeuge, von denen eine große Reichweite, kurze Betankungszeiten und hohe Transportkapazität [162] erwartet werden, ergeben sich so Kostenvorteile, die in Zukunft noch zunehmen könnten. Daraus lässt sich ableiten, dass ein nennenswerter und steigender Anteil

von FCET am Nutzfahrzeugverkehr in der EMN erwartet werden kann, der einen erheblichen Wasserstoffbedarf auslösen könnte. Dieser Bedarf wird im Folgenden ermittelt und als Leitgröße für die Prognose des Wasserstoffbedarfs des Sektor Mobilität und Logistik herangezogen.

Offroad-Verkehr

selbstfahrende Bau- und Landmaschinen abseits des öffentlichen Straßennetzes



Landwirtschaftliche Betriebe sind häufig auch gleichzeitig Erzeuger von regenerativer Energie (Biogas, Biomasse und deren Verwertung, als auch PV-Anlagen). Da es wirtschaftlicher ist, den selbsterzeugten Strom für den Eigenbedarf einzusetzen, werden künftig auch dort Fahrzeuge mit batterieelektrischen Antrieben marktverfügbar sein. Offroad-Fahrzeuge benötigen vergleichsweise große Energiemengen und werden meist in einem konstanten Betriebspunkt gefahren. Dies eignet sich auch für den Einsatz von Brennstoffzellen. Da aktuell aber noch keine ökonomischen Technologien für die dezentrale Wasserstoffspeicherung existieren, ist eine Wasserstoffherzeugung und der Einsatz von dezentral erzeugtem Wasserstoff in Offroad-Fahrzeuge derzeit noch teuer und damit unwirtschaftlich. Stattdessen müssten zur Versorgung mobile Tankfahrzeuge zum Einsatz kommen oder ein dichteres H₂-Tankstellennetz errichtet werden. Dieser Studie unterliegt die Annahme, dass beim Offroad-Verkehr nur Nischenanwendungen mit Wasserstoff betrieben werden und diese keinen wesentlichen Wasserstoffbedarf in der Metropolregion Nürnberg entstehen lassen [163].

Intralogistikverkehr

Förderfahrzeuge in Betrieben und Güterumschlagsplätzen wie Häfen, Güterbahnhöfe u.ä.

Große Wasserstoffzulieferer wie beispielsweise die Firma „Linde“ erkennen, dass Industriebetriebe zunehmend auf ihren CO₂-Fußabdruck Wert legen. Förderfahrzeuge, wie Gabelstapler, müssen große Lasten bewegen und haben somit einen nicht unerheblichen Energieverbrauch. Da diese Fahrzeuge hauptsächlich in Innenbereichen eingesetzt werden, bietet sich - neben batterieelektrischen Antrieben - der Einsatz einer emissionsfreien Brennstoffzellentechnologie an.



In der Kombination von Brennstoffzellen mit Batterien im Antriebssystem können anfallende Lastspitzen besser abgedeckt werden und gleichzeitig kleinere Brennstoffzellen bei nahezu konstanten Betriebspunkten besonders effizient betrieben werden [164].

Im Mobilitätssektor ist allerdings der relative Anteil des Energiebedarfs des Intralogistikverkehrs eher gering, weshalb ein möglicher Wasserstoffbedarf auch in Zukunft hier als vernachlässigbar angenommen werden kann.

Fazit

Im Klimaschutzfahrplan Nürnberg wird für den Sektor Mobilität und Logistik im Jahr 2030 ein Wert von 18 % am Gesamtenergieverbrauch prognostiziert. Eine detaillierte Betrachtung der unterschiedlichen Verkehrsmittel ergibt, dass schwere Nutzfahrzeuge das größte Potenzial für die Anwendung von wasserstoffbasierten Antriebssystemen haben. In dieser Studie werden schwere Nfz mit Brennstoffzellen als die Leitanwendung für Wasserstoff im Sektor Mobilität und Logistik herangezogen, die Szenarien gehen ausschließlich vom Bedarf für diese Verkehrsmittel aus, schließen aber die deutlich kleineren Bedarfe anderer Verkehrsmittel ein. [156]

3.4.2 Szenarien und Methoden zur Prognose

Für die Analyse des potenziellen Wasserstoffbedarfs für den Sektor Mobilität und Logistik stehen zwei optionale Ansätze zur Verfügung. Beide zielen vor dem Hintergrund der Analyse aus dem vorigen Abschnitt darauf ab, auf Basis des künftigen Einsatzes von FCET die Nachfrage des gesamten Logistik- und Mobilitätssektors abzuleiten. Der erste Ansatz verfolgt eine Top-Down Betrachtungsweise, die sich auf eine ausführliche Studie der Energieagentur Nordbayern für einen Energienutzungsplan für die EMN [31] stützt und damit einen regional fokussierten Ansatz auf der Grundlage solider Daten verfolgt. Der zweite Ansatz stützt sich auf eine

Bottom-up-Analyse und bezieht sich auf eine Studie, die von der EU in Auftrag gegeben wurde, um Szenarien für den europäischen Logistik- und Mobilitätssektor als Ganzes zu entwickeln.

Der Top-Down-Ansatz basiert darauf, aus einer gegebenen Energiemenge und ermittelten Fahrprofilen einen Bedarf an Wasserstoff zu ermitteln, der repräsentativ für den Nutzfahrzeugverkehr der Metropolregion steht.

Bei einer Bottom-Up-Analyse wird anhand von Zulassungszahlen und Verlaufsprognosen ermittelt, wie eine zukünftige Verkehrsauslastung aussehen könnte. Zudem wird mit Hilfe der gemessenen Zählerstellen ein Gesamtverbrauch bzw. Gesamtenergiebedarf ermittelt.

Im Rahmen dieser Studie wurde aus Gründen der Datenverfügbarkeit der Top-Down-Ansatz verfolgt, alle folgenden Ergebnisse basieren darauf.

Eine wichtige Variable für die Ermittlung des Wasserstoffbedarfs von FCET-Daten sollte der Standort der Fahrzeuge sein, da eine Kartierung der Nachfrage nach Regionen oder einem anderen räumlichen Unterabschnitt ein entscheidender Schritt zur praktischen Umsetzung sein kann. Ein erstes Zieldatum für ein Prognose-Modell ist das Jahr 2030, wenn Nfz mit Brennstoffzellen voraussichtlich mit konventionellen Diesel-Nfz kostenmäßig konkurrenzfähig werden und wenn erwartet werden kann, dass die Versorgung mit grünem Wasserstoff eine Größenordnung erreicht, die für die Herausforderungen des großflächigen Einsatzes von grünem Wasserstoff in der Logistik erforderlich ist.

Grundlage der Analyse waren die - von Dauerzählstellen in der EMN erfassten - durchschnittlichen täglichen Verkehrsstärken, die zur Abbildung des Verkehrsaufkommens und damit der Zentren mit besonders hoher Verkehrsdichte dienen. Die geografischen Standorte der Dauerzählstellen wurden erfasst und den verschiedenen Landkreisen/Stadtgemeinden zugeordnet, wobei für jede geografische Einheit gewichtete Mittelwerte auf der Grundlage der szenarienabhängigen Verkehrsmengen ermittelt wurden. Diese durchschnittlichen Verkehrsintensitäten wurden dann mit einem repräsentativen Verbrauchswert für FCETs kombiniert und mit dem relativen Anteil dieser Fahrzeuge je nach Szenario multipliziert. Schließlich nahm das Modell den Energiebedarf, der für die beiden Hauptszenarien durch den Energienutzungsplan festgelegt wurde, und verwendete zwei Anpassungsfaktoren, um die gewichtete Verkehrsintensität in einen Energiebedarf umzuwandeln. Diese Faktoren simulieren das Konzept der Verkehrsinfrastruktur als eine Einheit, in der Energie sowohl verbraucht (in Form von Energie, die für den Antrieb der Fahrzeuge auf der Straße verwendet wird) als auch wieder zugeführt wird (durch das Betanken der Fahrzeuge), wobei hier ein Top-Down-Ansatz gewählt wurde, um den Energiebedarf zu ermitteln. Dieser Gesamtenergiebedarf wurde anschließend auf die Landkreise/Stadtgemeinden aufgeteilt.

Datenerhebung

Für die Prognose des künftigen Wasserstoffbedarfs für den Sektor Mobilität und Logistik in der Metropolregion wurden in dieser Studie für den Sektor Mobilität und Logistik mit der Wasserstoff-Leitanwendung Nutzfahrzeuge zwei Szenarien betrachtet und in Tabelle 12 in verschiedenen Parametern miteinander verglichen. Die erhobenen Daten stammen aus dem Energienutzungsplan der Europäischen Metropolregion Nürnberg:

Tabelle 12: Ausbaupfade der Szenarien „Basis“ und „Optimistisch“ in Bezug auf das Referenzjahr 2015.

Parameter	Szenario I: „Basis“		Szenario II „Optimistisch“	
	2030	2050	2030	2050
Anteil der Elektromobilität im Güterverkehr	11 %	28 %	11%	38 %
Anteil erneuerbarer Energien bei den Kraftstoffen im Güterverkehr	10 %	20 %	15 %	70 %
Verkehrsaufkommen in Tonnenkilometern	121 %	151 %	115 %	81 %
Gesamtenergiebedarf des Güterverkehrs	1,7 GWh	2,3 GWh	2,4 GWh	1,9 GWh

Die beiden in Tabelle 12 aufgeführten Szenarien I und II wurden folgende Annahmen aus vorliegenden Entwicklungs- und Ausbauplänen für den Energiebedarf in der EMN und für den Sektor Mobilität und Logistik auf Bundesebene zu Grunde gelegt. Alle relativen Angaben für Entwicklungen wurden auf das Referenzjahr 2015 bezogen.

- **Szenario I: „Basis“:**

Szenario I geht entsprechend den aktuellen Trends von einem in Bezug auf 2015 weiter wachsenden Güterverkehrsaufkommen in der EMN auf 121 % bis 2030 und auf 151 % bis 2050 aus. Mit dem Güterverkehr steigt auch der daraus resultierende Gesamtenergiebedarf stark an. Der Anteil der Elektromobilität und der Anteil erneuerbaren Energieträgern im Kraftstoff für den Güterverkehr steigen bis 2050 auf 28 % bzw. 20 % an. Neben Nutzfahrzeugen mit batterieelektrischen Antriebssystemen kommen zunehmend auch Nutzfahrzeuge mit Wasserstoffantrieben zum Einsatz. Bis 2030 werden 10 % aller schweren Nutzfahrzeuge einen Wasserstoffantrieb haben, dieser Anteil steigt bis 2050 auf 20 %.

- **Szenario II: „Optimistisch“:**

Szenario II geht von einer ökologisch optimistischeren Entwicklung des Güterverkehrs aus. Bis 2030 steigt zwar die Transportleistung noch weiter auf 115 % des Wertes von 2015 an, danach sinkt diese aber bis 2050 auf 81 %. Durch eine zunehmende Verlagerung des verbleibenden Güterverkehrs von der Straße auf die Schiene sinkt auch der Anteil schwerer Nutzfahrzeuge an den Verkehrsträgern von 72 % (2030) auf 55 % (2050). Damit ist auch ein steigender Anteil des Stroms im Energiemix des Güterverkehrs verbunden. Im Szenario II steigt der Anteil erneuerbarer Energien bei den Kraftstoffen auf 15 % (2030) und dann auf 70 % (2050). Auch in Szenario II wird angenommen, dass bis 2030 10 % aller schweren Nutzfahrzeuge im Verkehr einen Wasserstoffantrieb haben, dieser Anteil steigt dann bis 2050 auf 20 % an.

Verkehrsdaten

Das Bayerische Ministerium für Wohnen, Bau und Verkehr verfügt über Informationen zu Verkehrsdaten im Freistaat, die im "Bayerischen Straßeninformationssystem" (BAYSIS) gespeichert sind. Es umfasst permanente Verkehrszählssysteme (im Folgenden abgekürzt PTCS genannt), die an verschiedenen Stellen in Bayern angebracht sind, vor allem an Autobahnen und Bundesstraßen, aber auch an Kreis- und Staatsstraßen. Anhand dieser PTCS werden jährliche Statistiken über die "Durchschnittliche Tägliche Verkehrsstärke" (ADTI) erstellt. Diese Informationen sind auch für schwere Nutzfahrzeuge verfügbar, wobei diese im BAYSIS als alle Fahrzeuge > 3,5 Tonnen definiert sind.

ADTI-Daten werden für den Montag-Sonntag und für den Montag-Freitag Verkehr bereitgestellt. Da schwere Nutzfahrzeuge an Sonntagen nicht fahren dürfen, ist der erste Datensatz für schwere Nutzfahrzeuge leicht verzerrt. Für die annualisierten Zahlen wurde ein Faktor von 307 Tagen (255 Arbeitstage im Jahr 2021 ohne Feiertage plus 52 Samstage) verwendet.

Ein Auszug der ersten 6 Zeilen aus dem Originaldatensatz ist in der Tabelle 13 zu finden.

In der EMN gibt es insgesamt 149 PTCS, für 127 Zählstellen liegen Daten für das Jahr 2021 vor. 95 befinden sich an einer Autobahn, 21 an Bundesstraßen, der Rest verteilt sich auf Kreis- oder Staatsstraßen. In Abbildung 28 ist eine Übersicht über die Standorte der PTCS in der EMN dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass ein Großteil der permanenten Verkehrszählssysteme in der EMN sich an Schnellstraßen und Autobahnen befindet, da hier auch das höchste Verkehrsaufkommen zu erwarten ist. Nicht alle Landkreise in der EMN verfügen über gleich Anzahl von Zählerstellen, weshalb in dieser Studie folgende Anpassung vorgenommen werden, um auf entsprechend repräsentative Werte zu kommen:

In einem ersten Schritt werden alle PTCS in einem Landkreis bzw. einer kreisfreien Stadt zusammengetragen. Anschließend werden alle PTCS in einem Landkreis/einer kreisfreien Stadt, die an derselben Straße liegen, addiert und durch die Gesamtzahl der PTCS geteilt, um einen Mittelwert pro Straße zu bilden. Dies

wird für jede Straße innerhalb eines Landkreises/einer Stadt durchgeführt, für die Daten verfügbar sind, und dann zu einem Gesamtwert addiert.

Tabelle 13: Beispiel für den KBA-Datensatz zu den durchschnittlichen täglichen Verkehrsstärken für den Schwerverkehr (alle Lkw über 3,5 Tonnen) an Werktagen (Montag – Freitag) für das Jahr 2021 - Auszug aus den ersten 6 Zeilen. Basierend auf Daten des Kraftfahrt-Bundesamtes.

Standort des Verkehrszählsystems		Verkehrsstärke Nutzfahrzeuge pro Tag
A3	AD Seligenstadt (O)	20.419
A3	AS Aschaffenburg (W)	17.628
A3	AS-Aschaffenburg	19.302
A3	Goldbach (W)	19.741
A3	AS Goldbach	18.987
A3	Hösbach (O)	17.724

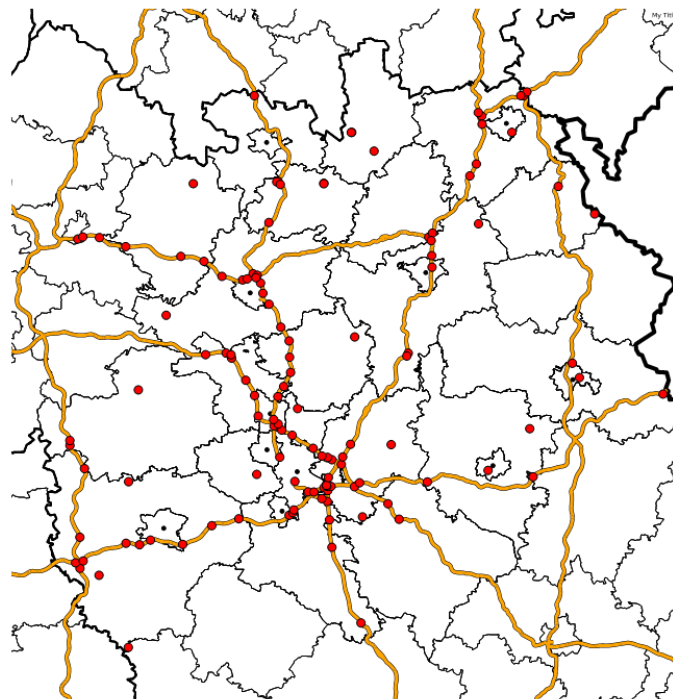


Abbildung 28: Verteilung aller PTCS in der EMN. Quelle: BAYSIS.

Bestimmung des Energiebedarfs aus den Verkehrsintensitäten

Mit dem oben beschriebenen Top-Down-Ansatz kann die prognostizierte Energienachfrage aus dem Europäischen Energienutzungsplan extrahiert werden und für die beiden angenommenen Szenarien eine künftige Verkehrsintensität und daraus dann einen Wasserstoffbedarf für den Sektor Logistik und Mobilität abgeschätzt werden.

Um das durchschnittliche tägliche Verkehrsaufkommen in einem Landkreis oder Streckenabschnitt in einen Energiebedarf umzurechnen, kann man die Verkehrsinfrastruktur als ein System betrachten, in dem andauernd Energie verbraucht wird und wieder zurückfließt. Ersteres geschieht durch die Fahrzeuge, die einen bestimmten Straßenabschnitt befahren, letzteres durch einen bestimmten Anteil an Fahrzeugen, die tanken müssen. Dies führt zu einem resultierenden Energieverbrauch bei einer entsprechenden verbrauchten Treibstofftreibstoffmenge, wobei die ADTI als ein Symbol für diesen Energieverbrauch angesehen werden. Wenn also zwei Faktoren für diese Energiezu- und -abströme angenommen werden, kann die ADTI in eine Energienachfrage umgewandelt werden und anschließend der Top-Down-Ansatz verwendet werden, um diese Nachfrage zu verteilen.

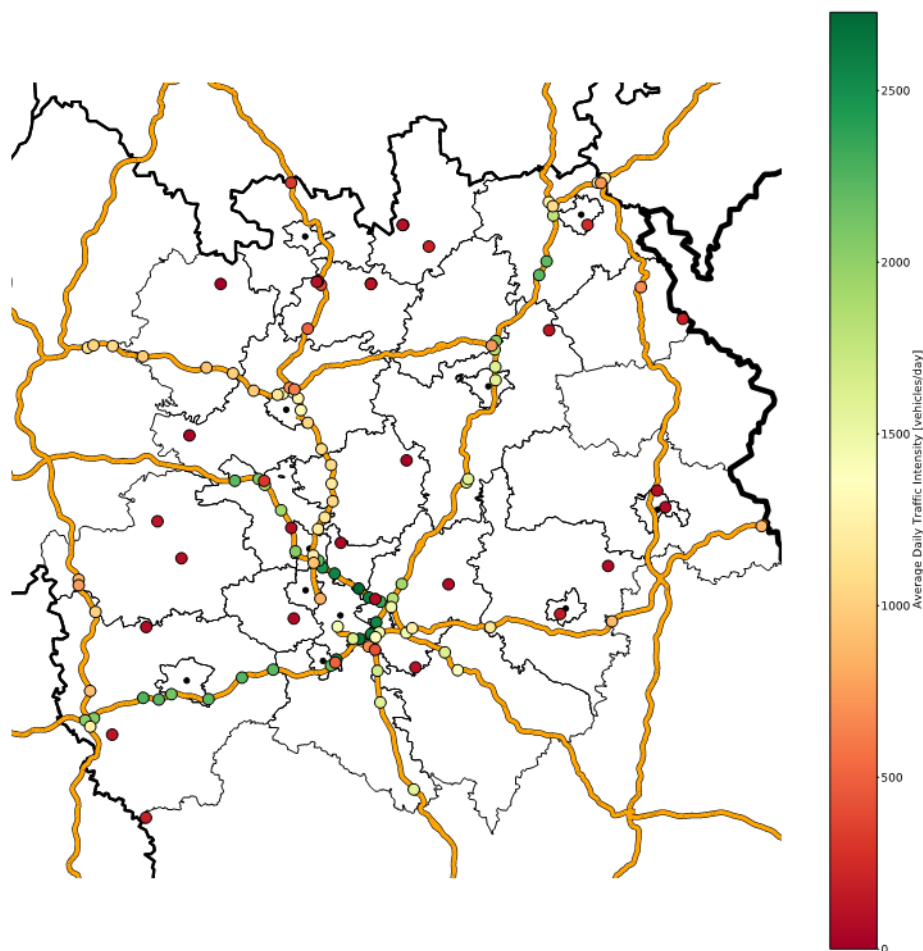


Abbildung 29: Schematische Darstellung der Energiebilanzierung in der Verkehrsinfrastruktur

Folgende Faktoren werden bei Ermittlung des Energiebedarfs des Sektors Mobilität und Logistik einbezogen:

- der Anteil schwerer Nutzfahrzeuge am Güterverkehr (szenarioabhängig)
- der durchschnittliche Kraftstoffverbrauch schwerer Nutzfahrzeuge
- einen Entfernungsfaktor, sowie eine theoretische Entfernung, die die Fahrzeuge innerhalb eines Querschnitts zurücklegen müssen
- einen Betankungsfaktor, d. h. einen Prozentsatz der Fahrzeuge an einem bestimmten Querschnitt, die betankt werden müssen, oder die Energie, die ein bestimmter Infrastrukturabschnitt wieder einspeisen muss.

Daraus wurden für die Studie ein numerisches Modell entwickelt, mit dem sich aus dem durchschnittlichen, täglichen Verkehrsaufkommen und dem in den Szenarien festgelegten Anteil an wasserstoffbetriebenen Nutzfahrzeugen eine Wasserstoffnachfrage bestimmen lässt.

Einer dieser Faktoren ist der durchschnittliche Verbrauch eines FCET. Zur Vereinfachung wurde ein Durchschnittswert aus vorhandenen Quellen herangezogen. Es gibt unterschiedliche Vorhersagen, die von 6,0 – 8,0 $kg_{H_2}/100km$ reichen. Angesichts der Bedeutung des Wirkungsgrads von Brennstoffzellen und der mangelnden Übereinstimmung wird in dieser Ausarbeitung konservativ 8,0 $kg_{H_2}/100km$ verwendet.

Die durchschnittliche tägliche Verkehrsintensität betrug 2021 für alle PTCS auf Autobahnen (insgesamt 95 mit Statistik) 13.318 sNfz/Tag, 1.360 sNfz/Tag für Bundesstraßen (insgesamt 25 mit Statistik) und 615 sNfz/Tag für Kreis- und Staatsstraßen (insgesamt 6 mit Statistik). Damit verdeutlichen diese Statistiken, dass die Autobahn der mit Abstand wichtigste Straßentyp für den hier untersuchten Fahrzeugtyp ist.

Tabelle 14: Liste der Kreise / kreisfreien Städte und der gewichtete Mittelwert der durchschnittlichen täglichen Verkehrsintensität von schweren Nutzfahrzeugen im Jahr 2021, Mo. – Fr. Verkehr.

Landkreis / Stadtgemeinde	Verkehrsintensität
Amberg	1.367
Amberg-Weizbach	28.395
Ansbach	19.708
Bamberg	40.089
Bayreuth	14.072
Coburg	3.810
Erlangen	28.128
Erlangen-Höchststadt	25.564
Forchheim	10.107
Fürth	25.568
Haßberge	8.971
Hof	50.943
Kronach	2.329
Kulmbach	23.638
Lichtenfels	7.110
LK Ansbach	11.194
LK Bamberg	52.170
LK Bayreuth	1.272
LK Hof	50.730
Neumarkt i.d. Oberpfalz	40.739
Neustadt a. d. Aisch-Bad Windsheim	8.013
Neustadt a. d. Waldnaab	9.000
Nürnberg	46.683
Nürnberger Land	55.725
Roth	39.792
Schwabach	30.217
Weiden i. d. Oberpfalz	765
Hof	7.499
Gesamt	634.605

Die Anwendung der generierten Gleichungen auf alle Landkreise und kreisfreien Städte ist in Tabelle 14 dargestellt. Diese bietet einen Überblick über die durchschnittliche tägliche Verkehrsintensität der verschiedenen Landkreise der Metropolregion Nürnberg. Auch ohne Visualisierung lässt sich bereits erkennen, welche Landkreise durch den schweren Nutzfahrzeugverkehr dominiert werden. Nürnberg, Bamberg und Hof sind Spitzenreiter mit einem ADTI von über 40.000 pro Tag. Dieser Wert liegt nahe zu um den Faktor vier über dem Durchschnittswert der Metropolregion. In der Gesamtheit ergibt sich eine Verkehrsintensität von 634.605 Nfz pro Tag in der Metropolregion. Dieser Wert wird vorwiegend durch Verkehrsstärke Regionen generiert, über ein Drittel der Regionen erreicht nicht einmal einen fünfstelligen täglichen Nutzfahrzeugdurchsatz. Generell lässt sich also daraus erkennen, dass sich der Verkehr auch von Nutzfahrzeugen mit wasserstoffbasierten Antriebssystemen sich an Ballungszentren und Hauptverkehrsachsen konzentrieren wird, wohingegen ländliche Regionen keine hohen Bedarfe für Wasserstoff aufweisen werden.

Die erhobenen Werte in Tabelle 14 bieten Einblicke in die Verkehrsmuster und bilden die Grundlage für zwei verschiedene Visualisierungen. Die erste wird jeden dieser PTCS geografisch eingrenzen und die jeweilige Verkehrsintensität zeigen, um genaue Abschnitte von Autobahnen und Bundesstraßen zu vergleichen. Ziel ist es, potenzielle Standorte für die Betankungsinfrastruktur zu kartieren. In einem zweiten Schritt wird die gesamte "durchschnittliche tägliche Verkehrsintensität" aus Tabelle 14 in einen Wasserstoffbedarf umgerechnet. Dieser Wasserstoffbedarf bzw. Energiebedarf wird wiederum mit dem Benchmark des Energienutzungsplans verglichen und die Anpassungsfaktoren ggf. neu kalibriert. Dies dient schließlich der räumlichen Verteilung des geplanten Wasserstoffbedarfs für den Logistik- und Mobilitätssektor auf die einzelnen Kreise und kreisfreien Städte.

Verkehrsintensität nach PTCS

Die durchschnittliche Verkehrsintensität pro Tag (Mo-Fr-Verkehr) pro PTCS steigt nach dem vorliegenden Prognosemodell bis 2030 auf 1.155 FCET/Tag und beträgt dann 10 % am Gesamtverkehr von sNfz in der EMN. Für 2050 ergibt sich ein Anteil von 2.882 FCET/Tag und damit ein 20 % Anteil am Gesamtverkehr.

Es ist sinnvoll, mit einer Übersicht über alle PTCS mit Farbskalierung entsprechend dem jeweiligen ADTI zu beginnen.

Die Farbskala von Abbildung 30 weist eine von rot nach grün steigende tägliche Verkehrsintensität auf. Zunächst fällt auf, dass alle grünen Punkte an Autobahnen liegen und sich mit wenigen Ausnahmen um Nürnberg und den Schnittpunkt mehrerer Autobahnen zentrieren. Insbesondere die westlichen Abschnitte der A3 und A6 scheinen eine höhere Verkehrsdichte aufzuweisen als die östlichen Abschnitte. Die A9 scheint die am stärksten frequentierte Autobahn zu sein, während die A70 und die A73 in diesem Sinne zusammen mit der A7 und der A93 folgen. Die roten Punkte sind überwiegend auf Bundes- und Kreis-/Landesstraßen zu finden.

Es ist eine klare Dominanz der A3 und der A6 zu erkennen, die von Westen her nach Nürnberg führen (von Frankfurt / Würzburg bzw. Baden-Württemberg). Die einzigen anderen Gebiete, die in den Top 20 auftauchen, sind zwei Orte auf der A9 im Landkreis Hof. Dieser Teil der A9 führt in Richtung Berlin über Leipzig. Insgesamt ist also festzustellen, dass vor allem die A3 und die A6 wichtige Verkehrsachsen für den Lkw-Verkehr rund um Nürnberg darstellen, allerdings aber auch Fernstraßen Beachtung geschenkt werden sollte, die in Richtung großer Ballungszentren führen

Die obigen Zahlen deuten darauf hin, dass vor allem die östlichen Regionen in der EMN den geringsten Lkw-Verkehr aufweisen.

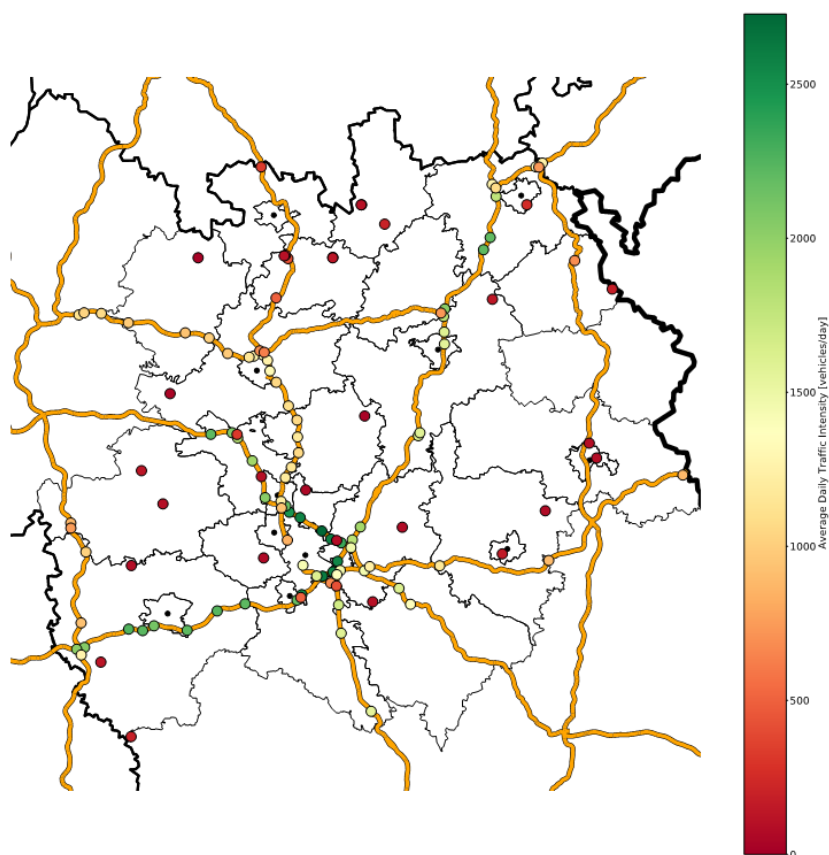


Abbildung 30: Räumliche Darstellung aller PTCS in der EMN mit Farbskalierung nach durchschnittlicher täglicher Verkehrsintensität (Mo-Fr-Verkehr). Originaldarstellung auf der Grundlage von KBA-Daten.

Verkehrsintensität nach Landkreis/Stadtgemeinde

Die drei Landkreise / kreisfreien Städte mit den voraussichtlich höchsten und geringsten Verkehrsintensitäten im Jahr 2030 von wasserstoffbetriebenen Nutzfahrzeugen sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Die jeweils 3 Landkreise oder Stadtgemeinden in der EMN mit den höchsten (grüne Regionen) und den niedrigsten (rote Regionen) Verkehrsintensitäten von wasserstoffbetriebenen SNfz im Jahr 2030. Dargestellt sind die Mo-Fr Verkehre.

Landkreis / Stadtgemeinde	Verkehrsintensität
Nürnberger Land	6.248
LK Bamberg	5.849
Hof	5.712
Amberg	153
Neustadt a. d. Waldnaab	89
Weiden i. d. OPf.	86

Ein Großteil der Verkehrsintensitäten wird für den Landkreis Nürnberger Land prognostiziert. Allerdings zeigt sich, dass auch der Landkreises Hof und die Stadt Hof selbst als wichtiger Knotenpunkt hohe Intensitäten erwarten lassen, da diese auf dem Weg nach Nord- und Ostdeutschland von der A9 durchfahren werden. Die östlichen Regionen der EMN lassen die geringsten Verkehrsintensitäten von FCET und Wasserstoffbedarfe dadurch erwarten.

3.4.3 Analyse der Versorgung mit Wasserstoff für den Sektor Mobilität

Markteinführung und Betrieb von wasserstoffbetriebenen Nutzfahrzeugen und anderen Verkehrsmitteln erfordern eine ausreichende Infrastruktur für die Versorgung mit Wasserstoff. In diesem Absatz erfolgt eine Analyse und Bewertung von Versorgungskonzepten für den Sektor Mobilität und Logistik in der EMN und erste Prognosen zur Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Konzepte.

Als Referenz für die Versorgungsanalyse in der EMN wird der Wasserstoffbedarf jedes Landkreises aus den Prognosen für die gewichtete durchschnittliche tägliche Verkehrsintensität für 2030 und 2050 abgeleitet. Nachfolgend wird der regionale Wasserstoffbedarf als farbliche Verteilung der Landkreise/Städten für die beiden Szenarien im Jahr 2030 und 2050 farblich dargestellt.

Zieht man das Basisszenario für den höchsten Tagesbedarf an Wasserstoff im Jahr 2030 heran, weist der Landkreis Nürnberger Land einen Bedarf von 14,24 t/Tag auf. Hier fließen die meisten Autobahnen zusammen, während ein Großteil der Autobahnen die Stadt Nürnberg selbst umgehen. Dies erklärt, warum Nürnberg (Stadt) mit einem gewichteten durchschnittlichen Tagesbedarf von 11,93 t/Tag nur auf dem fünften Platz liegt. An zweiter Stelle liegt der Landkreis Bamberg (13,34 t/Tag), dicht gefolgt von der Stadt Hof (13,02 t/Tag). Die Zahlen des Optimistischen Szenarios für das Jahr 2030 sind 20,72 t/Tag für das Nürnberger Land, 19,40 t/Tag für Bamberg und 18,95 t/Tag in Hof.

Abbildung 31 zeigt die Visualisierung des täglichen Wasserstoffbedarfs für 2050. Es ergeben sich die selben Farbmuster wie im Jahr 2030, lediglich der ländliche Raum um Bayreuth entlang der A9 Richtung Norden nimmt geringfügig an Bedarf zu. In Zahlen ausgedrückt bedeutet das für das Basis Szenario im Nürnberger Land 18,57 t/Tag, 17,39 t/Tag in Bamberg 17,39 und 16,98 t/Tag in Hof.

Das Szenario 2 erreicht für das Jahr 2050 im Allgemeinen etwas niedrigere Werte als das Szenario 1. Dies lässt sich mit dem um 70 % niedriger prognostizierten Verkehrsaufkommen des Energienutzungsplans begründen und dem generell niedriger angesetzten Energiebedarf. Für das Nürnberg ergibt sich hier ein Wert von 16,6 t/Tag, in Bamberg fällt der Wert auf 15,54 t/Tag und Hof ergibt sich zu 15,18 t/Tag.

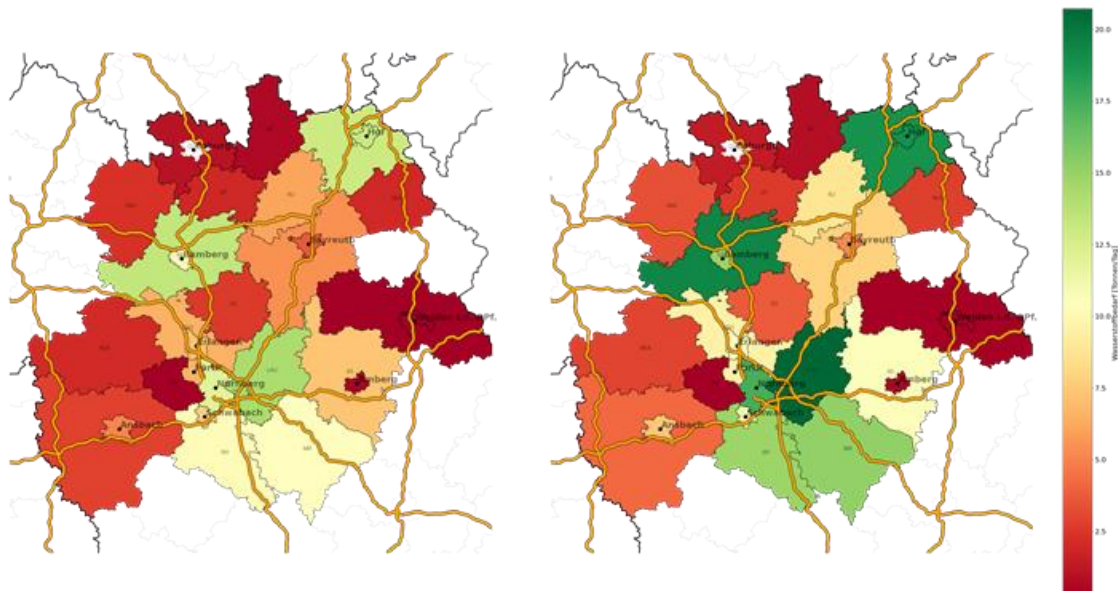


Abbildung 31: Gewichteter durchschnittlicher täglicher Wasserstoffbedarf in Tonnen nach Landkreisen/Städten für den Sektor Mobilität und Logistik (Basisszenario links, Optimistisches Szenario rechts) im Jahr 2030. Originaldarstellung auf Basis von KBA-Daten.

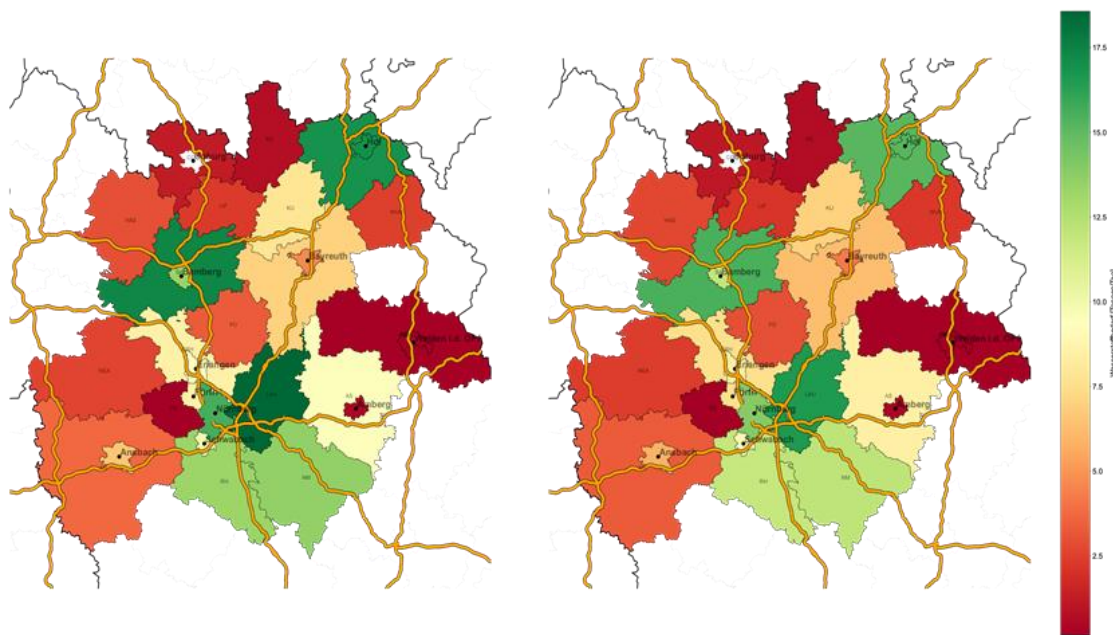


Abbildung 32: Gewichteter durchschnittlicher täglicher Wasserstoffbedarf in Tonnen nach Landkreisen/Städten im Jahr 2050 für den Sektor Logistik/Mobilität (Basisszenario links und Optimistisches Szenario rechts). Originaldarstellung auf Basis von KBA-Daten

Generell ist festzustellen, dass die Gemeinden/Städte tendenziell eine etwas geringere Nachfrage aufweisen als der jeweils umgebende Landkreis. Eine Ausnahme dazu stellt Hof dar, wobei dies zum Teil auf eine Verzerrung durch die Lokalisation der Verkehrszählstellen im Landkreis zurückzuführen ist. So gibt es ein an die Gemeinde angrenzendes Autobahn-PTCS, das die höchsten Intensitäten entlang dieses Autobahnabschnitts aufweist und nur ein PTCS an einer anderen Straße, das zur Bildung der Gesamtsumme beiträgt.

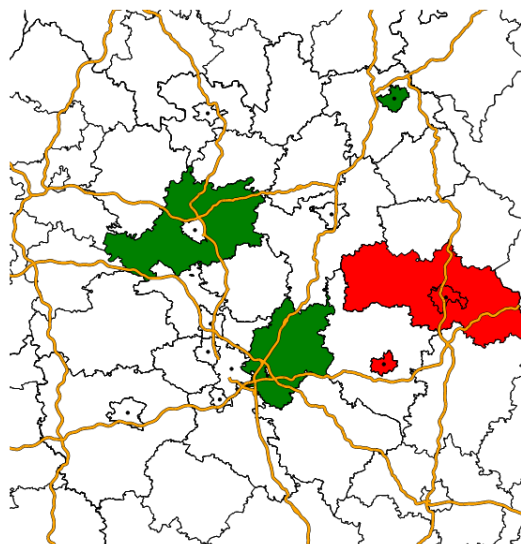


Abbildung 33: Die 3 Landkreise in der EMN mit dem jeweils höchsten (grün) und niedrigsten (rot) Bedarfen für Wasserstoff im Sektor Mobilität und Logistik.

Als allgemeiner Trend lässt sich feststellen, dass alle Landkreise, in denen sich mehr als eine Autobahn kreuzt (Nürnberger Land, Bamberg, Hof), einen hohen Wasserstoffbedarf aufweisen. Geografisch gesehen

ist die Nachfrage relativ breit über die EMN verteilt. Die Nachfrage konzentriert sich auf einige wenige Zentren, wobei es im Süden eine Nachfragespitze gibt, die dem Verlauf der A3 und A9 folgt.

Abbildung 33 zeigt die drei Landkreise mit dem höchsten und niedrigsten Wasserstoffbedarf. Diese Verteilung gilt sowohl für das Jahr 2030 als auch für 2050 und für beide Szenarien. Wie nach der Analyse des Verkehrsaufkommens zu erwarten, weisen die Gebiete Nürnberg, Bamberg und Hof den größten Bedarf aus, Regionen mit geringen Verkehrsintensitäten wie die nördlichen Oberpfalz weisen den geringsten Bedarf auf.

Fasst man den gesamten H_2 -Bedarf der Metropolregion zusammen und vergleicht die beiden Szenarien 1 (Basis) und 2 (Optimistisch) ergibt sich für das Jahr 2030 ein maximaler täglicher Bedarf von 243 t Wasserstoff pro Tag entsprechend 74.877 t Wasserstoff pro Jahr. In der bedarfsstärksten Region der EMN, dem Nürnberger Land, variierte der tägliche Bedarf des Basis Szenario und Optimistischem Szenario zwischen 14,24 t_{H_2}/Tag und 20,72 t_{H_2}/Tag . Dies entspricht einem jährlichen, maximalen Bedarf von 6.363 Tonnen Wasserstoff in dieser Region. In den absoluten Zahlen zeigt sich, dass beim Optimistischen Szenario für das Jahr 2030 sich ein Bedarf ergibt, der den maximalen prognostizierten Bedarf im Jahr 2050 sogar übersteigt. Dies ergibt sich durch die in den Szenarien angenommen Verkehrsverlagerungen von der Straße auf die Schiene, die unterschiedlichen Anteile der Elektromobilität auch auf der Straße und die unterschiedlichen Szenarien für erneuerbare Energie bei der Versorgung der Fahrzeuge mit Energie.

Tabelle 16: Bedarfsvergleich für Basis und Optimistisches Szenario

Bedarf	Szenario I: "Basis"		Szenario II „Optimistisch“	
	2030	2050	2030	2050
Gesamter täglicher Bedarf [t/Tag]	167,51	218,57	243,90	195,38
Gesamter jährlicher H_2 -Bedarf [t/Jahr]	51.426	67.102	74.877	59.983
Max. täglicher Bedarf nach Landkreis [t/Tag] (Landkreis Nürnberger Land)	14,24	18,57	20,72	16,60
Max. jährlicher Bedarf nach Landkreis [t/Jahr] (Landkreis Nürnberger Land)	4.373	5.701	6.363	5.096

Die Ergebnisse dieser Studie resultieren aus den Annahmen des Energienutzungsplans, zwei Szenarien für die Entwicklung des Nutzverkehrs und dem Top-Down Ansatz für die Zuordnung der Verkehrsintensitäten zum Energiebedarf. Aus einem Alternativszenario mit Bottom-Up Ansatz, welches in dieser Studie jedoch keine Erwähnung findet (Roland Berger im Auftrag der Europäischen Kommission [165]), geht hervor, dass das als Basis definierte Szenario des Energienutzungsplans nur dem hier verwendeten optimistischen Szenario entspricht. Die Annahmen zum Anteil von brennstoffzellenbasierten Nutzfahrzeugen auf der Straße in 2030 (10%) und in 2050 (20%) haben in diesem Modell erhebliche Auswirkungen auf den prognostizierten Wasserstoffbedarf im Sektor Mobilität und Logistik. Entscheidend wird sein, welche der konkurrierenden Technologien, die batterieelektrischen Antriebsysteme mit einer erforderlicher Ladeinfrastruktur, oder die Brennstoffzelle mit einem dichten Tankstellennetz den schnelleren Markteintritt darstellen kann. Diese Unsicherheiten zwingen derzeit auch Hersteller dazu bei der Entwicklung dieser Systeme eine kostenintensive Doppelstrategie mit beiden Technologien zu fahren. Erst die nächsten Jahre werden daher zeigen, ob wie hier angenommen, bereits im Jahr 2030 ein Anteil von 10 % Brennstoffzellenantrieben auf der Straße erreicht werden kann oder nicht.

3.4.4 Synthese von Wertschöpfungskonzepten für Mobilität und Logistik

Wasserstofftankstellen für LKWs

Die Bereitstellung einer Infrastruktur zur sicheren und effizienten Versorgung von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen ist ein entscheidender Faktor für eine erfolgreiche Einführung der Brennstoffzellen-Technologie im Sektor Mobilität und Logistik. Dieser Abschnitt befasst sich mit den wichtigsten Konzepten und den Herausforderungen bei der Errichtung einer Wasserstoffbetankungsinfrastruktur. Das größte Hindernis für einen raschen Ausbau der Wasserstoffbetankungsinfrastruktur ist die Frage der Finanzierung. Für Wasserstofftankstellen, je nach Auslegung, kann der Investitionsbedarf für eine Tankstelle zwischen 2 und 55 Mio. € liegen (Wasserstoffdurchsatz von 1 – 30 /Tag) [166]. Von großer Bedeutung wird daher die Frage der Finanzierung sein, möglich sind hier sowohl private oder öffentliche Finanzierungsmodelle oder eine Mischung aus beidem. Zentral ist auch die Frage in welchem Umfang zusätzliche Fördermittel bereitgestellt werden müssen, um das mittlerweile weit verbreitete "Henne-Ei-Dilemma" zu durchbrechen.

Die H2-Mobility Deutschland GmbH & Co. KG macht derzeit die vielversprechendsten Fortschritte bei der Errichtung von H2-Tankstellen. Dabei handelt es sich um ein Joint Venture mit den Gesellschaftern Air Liquid, Daimler, Linde, OMV, Shell und TOTAL. H2 Mobility baut und betreibt derzeit das erste deutschlandweite Wasserstofftankstellennetz. Die Wasserstofftankstellen werden individuell durch Förderprogramme unterstützt, vor allem durch das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) und Hydrogen Mobility Europe (H2ME).

Das Netz von H2 Mobility konzentriert sich derzeit auf Personenkraftwagen, leichte Nutzfahrzeuge und Busse, wobei in Zukunft mittlere und vor allem auch schwere Nutzfahrzeuge eine immer wichtigere Rolle bei der Projektplanung und -durchführung spielen werden [167].

Vergleicht man aktuelle Druckspeicherkonzepte im Fahrzeug und Betankungstechnologie von wasserstoffbetriebenen Pkws mit denen von schweren Nutzfahrzeugen zeigt sich, dass beide Verkehrsmittel unterschiedliche Betankungsmengen, Betankungsvorgänge und damit auch unterschiedliche Zapfsäulen benötigen werden.

Zurzeit kann auf Grund der unterschiedlichen Speichervolumen bei PKW und Nutzfahrzeugen von unterschiedlichen Druckniveaus in PKW- und Nfz-H₂-Speicher ausgegangen werden. Derzeit verfügen die beiden wichtigsten kommerziell erhältlichen Pkw-Modelle auf dem Markt (Toyota Mirai und Hyundai Nexo) über 700-bar-Tanks, und die Betankungsinfrastruktur von H2 Mobility, die sich derzeit auf Pkw konzentriert, bietet in erster Linie Tankstellen an, die für die Betankung bei diesem Druck konfiguriert sind. Es ist in letzter Zeit bekannt geworden, dass die meisten in der Entwicklung befindlichen schweren Nfz derzeit die 350-bar-Technik nutzen. Während es in Deutschland 2021 insgesamt 92 und in Bayern ab März 2022 insgesamt 20 Wasserstofftankstellen gibt, wurde die erste 350-bar-Tankstelle des Freistaats erst im Juli 2022 in Betrieb genommen.

Fehlende Betankungsprotokolle für schwere Nutzfahrzeuge sind ein entscheidendes Hindernis bei der Projektierung und dem Aufbau der notwendigen Betankungsinfrastruktur. Derzeit gibt es nur eine Norm (SAE J2601), die derzeit nur im PKW-Bereich zum Einsatz kommt, diese regelt die 700-bar-Betankung und legt Gastemperatur, Zapfstellendruck und maximale Durchflussmenge bei der Betankung fest. So ist in dieser Norm die maximale Durchflussmenge auf max. 60 g_{H₂}/s festgelegt [168]. Dies steht im Gegensatz zu der von H2-Mobility für schwere Nutzfahrzeuge angestrebten maximalen Durchflussrate von 300 g_{H₂}/s [167] und zeigt die Notwendigkeit einer Betankungsnorm für die erforderlichen höheren Durchflussraten und unterschiedlichen Parameter, die schwere Nutzfahrzeuge benötigen.

Betrachtet man die voraussichtlichen Lieferwege für Wasserstofftankstellen, insbesondere für schwere Nfz, so wird deutlich, dass zur Deckung des prognostizierten Bedarfs eine sehr große Menge an Wasserstoff bewegt werden muss. H2 Mobility hat eine Übersicht über Wasserstofftankstellen-Konfigurationen für ver-

schiedene Fahrzeuge erstellt, die von klein bis XXL reichen, wobei die XL- und XXL-Konfigurationen für größere Lkw ausgelegt sind. Für die XXL-Konfiguration wird ein maximaler Tagesbedarf Wasserstoff von 4 Tonnen prognostiziert. [167]

Das Fraunhofer ISI hat in einer Studie mögliche HRS-Konfigurationen für Lkw in Deutschland und ein mögliches HRS-Netz für 2030 und 2050 untersucht. Die Studie bewertet die H2-Mobility-Konzepte als zu klein und betont, dass ein HRS-Netz für Lkw aufgrund des unterschiedlichen Bedarfs und der spezifischen Herausforderungen völlig getrennt vom bestehenden HRS-Netz für PKWs aufgebaut werden muss. Dementsprechend sieht die größte Konfiguration, die "XXL"-Variante, einen Tagesdurchsatz an Wasserstoff von 15 - 30 t/Tag vor

In der Übersicht über die verschiedenen HRS-Konfigurationen für schwere Nutzfahrzeuge schlägt H2 Mobility im Wesentlichen drei verschiedene Ausprägungen vor: CGH2 (ob 350 oder 700 bar), LH2 und so genannter kryokomprimierter Wasserstoff (CCH2), der eine Mischung aus den ersten beiden ist [167].

Im optimistischen Szenario für 2030 wird mit einem Bedarf von bis zu 20,72 Tonnen/Tag für den Raum Nürnberger Land gerechnet. Interessanterweise waren für die EMN acht Wasserstofftankstellen vorgesehen, drei davon in der XXL-Konfiguration. Zwei der XXL-HRS befanden sich in der Nähe von Nürnberg und in Hof. Dies deckt sich mit den Gebieten mit dem größten Wasserstoffbedarf in dieser Analyse.

Die XXL-Konfiguration von max. 30 Tonnen/Tag würde den höchsten Bedarf einer geografischen Einheit für jedes Szenario decken, während die maximale Leistung der in der EMN stationierten, kombinierten HRS in diesem theoretischen Szenario den Bedarf für das Basis- und das Alternativszenario decken würde.

Legt man Verkehrsprognosen, die Marktdurchdringung mit wasserstoffbetriebenen Nutzfahrzeugen den daraus resultierenden Bedarf für Wasserstoff und eine 350 bar Speichertechnologie und die verfügbare H2-Tankstellentechnologie mit einem maximalen Durchfluss von 4 t/d und Zapfsäule zu Grunde, werden in der EMN 2030 zwischen 42 und 61 Tankstellen benötigt. Die Prognose für das Jahr 2050 sieht insgesamt 49 - 55 Wasserstoffzapfstellen für schwere Nfz vor (da beim optimistischen Szenario ein Teil des Verkehrs auf die Schiene verlagert wird, sinkt der Bedarf sogar etwas). Die auf Grundlage des Energienutzungsplans erstellten Szenarien zeigen also, wie auch schon aus der Bedarfsanalyse (siehe Tabelle 16) ersichtlich, eine Zunahme um 23 % in Szenario I und eine Abnahme um 20% in Szenario 2. Dies ist damit zu begründen, dass im Szenario II von einem niedrigeren Gesamtverkehrsaufkommen im Jahr 2050 ausgegangen wird.

Analyse einer nationalen Studie hinsichtlich Anforderungen des Logistiksektors bezüglich zukünftiger Umstellung auf klimaneutrale Fahrzeugtechnologien

Wesentliche Ergebnisse einer nationalen Studie [169] zeigen, dass die Verbreitung von wasserstoffbetriebenen, schweren Nutzfahrzeugen für das Jahr 2030 besonders realistisch erscheint, während der Einsatz von batterieelektrischen und insbesondere Oberleitungs-Lkws oder sogenannten E-Highways in dieser Fahrzeugklasse als deutlich pessimistischer eingeschätzt wird. Eine flächendeckende Versorgungsinfrastruktur sowie die Zuverlässigkeit und Eignung der Fahrzeuge für die Anforderungen der Strecke sind die zentralen Voraussetzungen für den Umstieg auf alternative Antriebe. Die Toleranz für Umwege zum Erreichen der Energieversorgungsinfrastruktur ist gering (max. 10 km). Bundesweit wird eine Tagesreichweite von 500 km von 85% der befragten Unternehmen als ausreichend angesehen, 60% sagen das gleiche für 400 km.

Bei der Kaufentscheidung selbst stehen zwei Faktoren hervor. An erster Stelle stehen dabei die Zuverlässigkeit der Fahrzeuge, während der TCO (Total Cost of Ownership) als zweitwichtigstes Kriterium genannt wird. Dies deckt sich auch mit der Studie, die zur Erstellung des dritten Szenarios der Nachfrageanalyse herangezogen wurde, in den verschiedenen Szenarien auf der Grundlage unterschiedlicher TCO-Annahmen entwickelt wurden.

Was die politischen Maßnahmen betrifft, so besteht die größte Übereinstimmung bei den Ansichten über das Fehlen einer klaren politischen Strategie in Bezug auf die zur Diskussion stehender Antriebsoptionen. Um die Investitionsbereitschaft der Logistikbranche in alternative Technologien zu erhöhen, sind Sicherheit und ein tragfähiger und verlässlicher Ausbauplan für die Energieversorgungsinfrastruktur erforderlich. Der Ausbau

der Ladeinfrastruktur in den Depots und an den Be- und Entladerampen wird für alle Technologien als unumstößliche Maßnahme angesehen. Dies muss jedoch mit einer klaren Strategie zum Aufbau einer öffentlichen Energieversorgungsinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge einhergehen.

3.5 Beschreibung der Rolle von Wasserstoff in der Sektorenkopplung

In diesem Abschnitt wird das im Rahmen der Studie erstellte dynamische Simulationsmodell in der Sektorenkopplung beschrieben. Nach der Angabe der Anforderungen und Annahmen, der untersuchten Szenarien sowie der eingesetzten Daten wird der Modellaufbau und die Modelllogik beschrieben. Anschließend werden detaillierte Simulationsergebnisse für jedes Szenario grafisch dargestellt. Anschließend erfolgt ein Szenarienvergleich und eine Analyse der Erkenntnisse.

3.5.1 Nomenklatur

Da viele Begriffe mehrfach oder leicht unterschiedlich belegt sind, sobald es um querschnittliche Studien geht, sollen die wichtigsten Begriffe kurz genauer beschrieben werden.

Tabelle 17: Beschreibung wichtiger Begriffe

Begriff	Beschreibung
Sektor	Ein Sektor ist eine Gruppierung verschiedener Erzeuger, Verbraucher oder Speicher von verschiedenen Energieträgern in eine thematische Gruppe.
Energieträger	Ein Energieträger beschreibt die Form gebundener Energie in Wh.
Sektor Strom	Der Sektor Strom umfasst die Erzeugung, direkte Verwendung von Strom und das Speichern von Energie in reinen Stromspeichern, wie Pumpspeicherkraftwerken und Batteriepaketen.
Sektor Verkehr/Transport	Der Sektor Verkehr umfasst ausschließlich den Energiebedarf des Straßenverkehrs.
Sektor Wasserstoff	Der Sektor Wasserstoff umfasst die Erzeugung und den Verbrauch von Wasserstoff oder die daraus erstellten Derivate.
Wasserstoff	Der Energieträger Wasserstoff wird ausschließlich in der Energiemenge von gasförmigem Wasserstoff beschrieben. Flüssiger Wasserstoff oder Derivate werden über Effizienzen in den Energiebedarf der Sektoren eingerechnet.
Sektor Wärme	Der Sektor Wärme umfasst ausschließlich die Wärme zum Heizen von privaten oder gewerblichen Räumlichkeiten. Sie umfasst nicht Prozesswärme.
Wärme	Der Energieträger Wärme umfasst ausschließlich die Wärmeenergie, die durch Fernwärmenetze verteilt wird.
Gas	Der Energieträger Gas umfasst ausschließlich die Energie in Form von Erdgas oder flüssigem Erdgas (LNG).

3.5.2 Anforderungen und Szenarien

Um ein der Zielstellung gerechtes Simulationsmodell und Simulationskonzept aufstellen zu können, werden zuerst die Anforderungen (Anf.) benötigt. Diese ergeben sich teils direkt aus der Arbeitspaketbeschreibung, teils aus generellen Überlegungen und teilweise aus den einzelnen Szenarien.

Anforderungen

Anf. 1 Die folgenden Energieträger (ET) sollen berücksichtigt werden:

- Wasserstoff (H₂)
- Elektrizität (E)
- Wärme (W)
- Gas (G)

Anf. 2 Die folgenden Sektoren sollen berücksichtigt werden:

- Wasserstoff (Sek H₂)
- Elektrizität (Sek E)
- Wärme (Sek W)
- Gas (Sek G)
- Verkehr (Sek V)

Anf. 3 Die Erzeugung der Energieträger soll berücksichtigt werden.

Anf. 4 Die Nutzung der Energieträger soll berücksichtigt werden.

Anf. 5 Energieträger sollen speicherbar sein.

Anf. 6 Die Energiebereitstellung innerhalb der Sektoren soll durch mehrere ET möglich sein.

Anf. 7 Die Simulation soll zeitaufgelöst bilanzieren.

Anf. 8 Potenziale für Kostensenkung und Treibhausgasemissionsreduktion sollen abschätzbar sein.

Anf. 9 Verschiedene Ausbaupfade von Wind- und Solarkraftwerken sollen berücksichtigt werden können.

Anf. 10 Prognosen der Wasserstoffgenerierung und -speicherung sollen berücksichtigt werden können.

Anf. 11 Prognosen des Verbrauchs im Sektor Verkehr sollen berücksichtigt werden können.

Anf. 12 Prognosen des Verbrauchs im Sektor Wärme sollen berücksichtigt werden können.

Szenarien

Als Referenz wird das Jahr 2022 verwendet. Um eine möglichst realitätsnahe Referenz zu erhalten, wurden alle Datenquellen so aktuell wie möglich ausgewählt. Dies ist bei automatisch oder halbautomatisch erhobenen Daten einfacher, allerdings können umfangreiche Umfragen oder Erhebungen auch wenige Jahre alt sein. Im Abschnitt 3.5.4 sind die verwendeten Quellen und deren Verwendung genauer aufgeführt.

Es wurden drei Szenarien mit Prognosen für die Jahre 2030 und 2050 entsprechend der Prognosen aus Kapitel 3.2 erstellt. Mit dem Referenzszenario ergeben sich somit 7 verschiedene Szenarien. Die Szenarien nehmen verschiedene Ausbaupfade an, wobei der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung hierbei der relevanteste Faktor ist.

Der reine Stromverbrauch im Sektor Strom sowie der Stromverbrauch im Sektor Wärme durch Wärmepumpen unterscheidet sich nicht zwischen den Szenarien, steigt jedoch über die Jahre an. Das Gleiche gilt für den Wasserstoffbedarf für Industrie und Wärmeanwendungen.

Der Stromverbrauch im Sektor Verkehr hängt stark von Marktdurchdringung und Nutzungsänderungen ab und orientiert sich hierbei sehr am Energienutzungsplan der EMN [170]. Zusammengefasst gibt es im 1. Szenario kaum Verhaltensänderungen oder Verkehrsverlagerungen, etwa gleichbleibenden Individualverkehrsaufkommen und stark ansteigende LKW-Transportleistung bei gleichzeitig geringer Marktdurchdringung

elektrisch angetriebener LKWs. Das 2. Szenario setzt einen deutlichen Umstieg auf öffentliche Transportmittel, hohe Marktdurchdringung sowie eine starke Verlagerung von Transportleistung auf den schienengebundenen Güterverkehr bei gleichzeitigem Rückgang der Gesamtleistung voraus. Das 3. Szenario reduziert die Verkehrsleistung im Individual- und Güterverkehr erneut.

Diese Szenarien im Transportsektor finden sich ebenfalls im Wasserstoffbedarf wieder, wobei der Hauptbedarf auf den LKW-Verkehr fällt.

3.5.3 Beschreibung des Simulationsmodells

Getroffene Annahmen

Um die Systemgrenzen und Abstraktionsebenen des Simulationsmodells definieren zu können, wurden folgende Annahmen (A) getroffen.

- A. 1 Energie kann von einem Energieträger in einen anderen umgewandelt werden. Hierbei wird lediglich ein fester Effizienzfaktor für den Energieverlust berücksichtigt.
- A. 2 Innerhalb der EMN können die Energieträger Elektrizität sowie Wasserstoff unbegrenzt ausgetauscht werden. Es werden keine Leistungs- oder Transportbegrenzungen berücksichtigt.
- A. 3 Wasserstoff wird innerhalb der EMN nur durch überschüssige erneuerbare Stromerzeugung erzeugt.**
- A. 4 Wasserstoff kann in unbegrenztem Maße gespeichert werden, da sowohl das Gasnetz als Speicher genutzt werden kann, als auch Druckgasspeicher günstig zuzubauen sind, um den Speicherbedarf zu decken.
- A. 5 Der Energieträger Wärme kann nicht zwischen Landkreisen (LK) transferiert werden, da Fernwärmenetze nicht LK übergreifend zu erwarten sind.
- A. 6 Die Stromgewinnung aus Wärmespeichern wird keine für die EMN signifikanten Maße annehmen.
- A. 7 Große Wärmespeicher werden durch dedizierte Kraftwerke gespeist, welche am Deutschen Strommarkt agieren. Der Deutsche Strommarkt wird nicht berücksichtigt, wodurch eine Kraftwerkseinsatzplanung und folglich der Betrieb von fossilen Kraftwerken zur Stromerzeugung ebenfalls nicht berücksichtigt wird.
- A. 8 Bedarf und Anfrage werden preisunabhängig ausgeglichen. Daraus folgt, dass keine zusätzliche Speicherung von Energieträgern aufgrund niedriger Einkaufspreise am deutschen Markt erfolgt.
- A. 9 Aus A. 5 bis 8 folgt, dass der Energieträger Wärme keine relevante Simulationsgröße darstellt.
- A. 10 Aus A. 7 und 8 folgt, dass der Energieträger Gas keine relevante Simulationsgröße darstellt.
- A. 11 Die Verwendung von Wasserstoff zur Stromerzeugung wird im großen Stil mittels umgerüsteter Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) erfolgen. Diese agieren am Deutschen Strommarkt, womit die Wandlung von Wasserstoff zu Strom durch A. 7 entfällt.

Modellbeschreibung

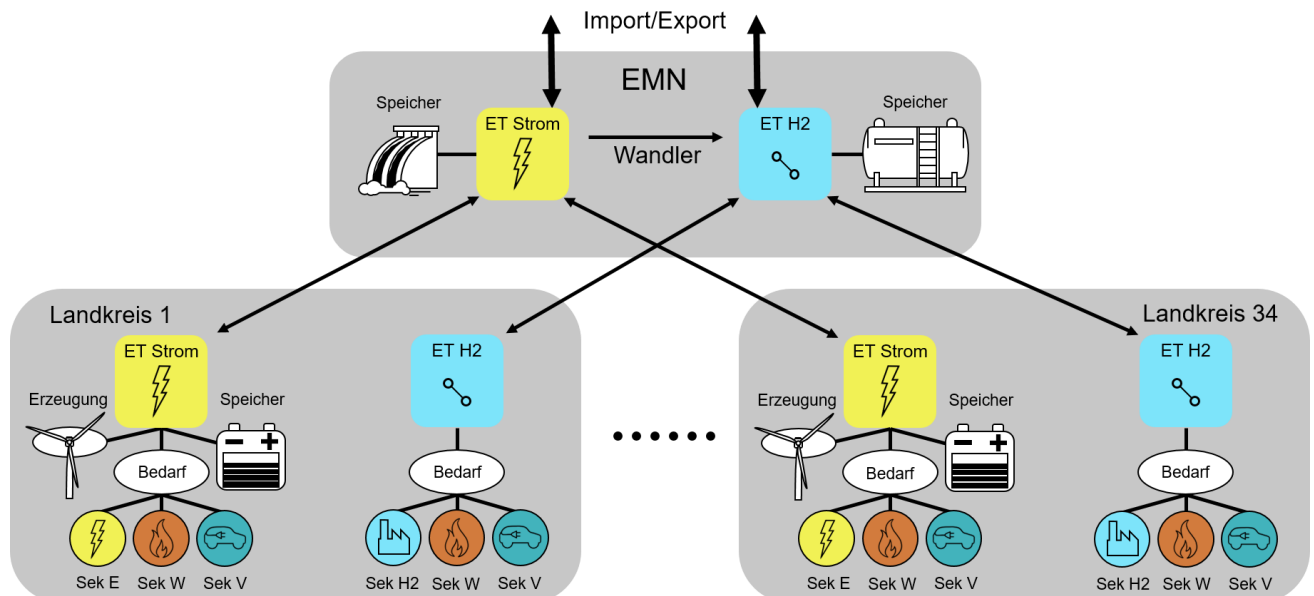


Abbildung 34: Konzeptuelles Modell inklusive in der Simulation berücksichtigte Energieflüsse

Äquivalent zum Energieträger Strom verhält es sich beim Energieträger Wasserstoff, allerdings gibt es keine Aufteilung des Wasserstoffspeichers auf einzelne Landkreise, sondern lediglich auf Gesamt-EMN-Ebene. Der Bedarf an Wasserstoff der einzelnen Landkreise besteht aus dem Industriebedarf, dem Sektor Wärme für wenige Anwendungen sowie dem Sektor Verkehr.

Die Erzeugung von Wasserstoff erfolgt ausschließlich aus überschüssigem Strom, der nicht verbraucht oder gespeichert werden konnte.

3.5.4 Datenbasis

Ausgehend von den getroffenen Annahmen wurden pro Landkreis Daten für die Sektoren E, H2, V sowie W erhoben. Diese sind in Bedarf (B) und erneuerbare Erzeugung (E) aufgeteilt und besitzen eine zeitliche Auflösung von 15 Minuten.

Der Strombedarf im Sektor H2 sowie der Wasserstoffbedarf im Sektor E werden dynamisch durch die Simulation berechnet. Überschüsse an erneuerbar erzeugtem Strom werden genutzt, um Wasserstoff zu produzieren. **Eine Simulationslogik zur Rückverstromung von Wasserstoff ist implementiert, findet allerdings auf Basis der getroffenen Annahmen im Simulationsmodell nicht statt.**

Tabelle 18 Übersicht über den Datensatz zur Erzeugung (E) und Bedarf (B) in den verschiedenen Sektoren

	Sek E	Sek H2	Sek V	Sek W
ET Strom	E & B von EVT	Simulation von Inf7	B von Inf7	B von EVT
ET H2	Simulation von Inf7	B von EVT	B von Inf7	B von EVT

Weitere berücksichtigte Daten:

- bisherige Wasserstofferzeugung,
- Wärmebedarf pro Jahr pro Landkreis,
- Parameter für die Erzeugung von Wasserstoff aus Strom und für die Erzeugung von Strom aus Wasserstoff,
- Parameter für die Speicherung der verschiedenen Energieträger
- Prognosen zum Strom- und Gas-Preis.

Eine detaillierte Übersicht über die verwendeten Daten sowie deren Quellen sind in im Anhang in Tabelle 29 zu finden. Im Folgenden werden die Kernaussagen, die sich aus der Datenbasis ergeben vorgestellt und diskutiert. Die vollständigen Datensätze werden auf Anfrage bereitgestellt.

Erneuerbare Stromerzeugung in der EMN

Für die Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung werden drei Szenarien ausgewertet, deren Rahmenbedingungen bereits im Kapitel „Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff in der Metropolregion“ dargestellt wurden. Abbildung 35 zeigt die jährliche kumulierte erneuerbare Stromerzeugung in den Landkreisen heute (2022) sowie in den Jahren 2030 und 2050. Dabei wird deutlich, dass diese sehr ungleich über die EMN verteilt liegen. So verfügen zum Beispiel die Landkreise Ansbach, Neumarkt in der Oberpfalz und Hof über sehr große Potenziale im Bereich der Windenergie, die insbesondere bei fortgeschrittenem Ausbau im Jahr 2050 zum Tragen kommen. Städte hingegen wie Erlangen, Fürth und Nürnberg haben ein vergleichsweise geringeres Potenzial, welches vor allem im Bereich der Photovoltaik liegt.

Eine Betrachtung der saisonalen Verteilung der jährlichen kumulierten erneuerbaren Stromerzeugung ist für das 3. Szenario 2050 in Abbildung 36 gegeben. Hierbei wird deutlich, dass im Sommer der EMN durch die Stromerzeugung über Photovoltaikanlagen mehr erneuerbarer Strom zur Verfügung steht als im Winter.

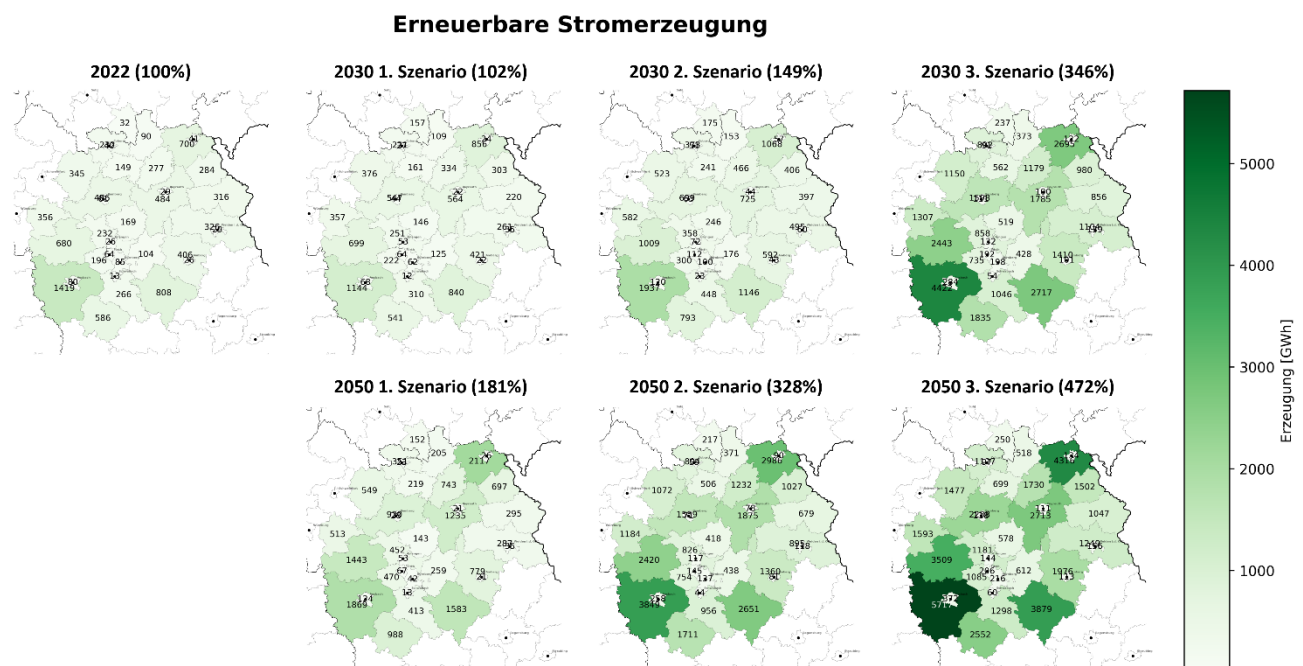


Abbildung 35: Landkreisaufgelöste, kumulierte erneuerbare Stromerzeugung in den drei Szenarien "Konservativ", "Basis" und "Optimistisch"

Erneuerbare Stromerzeugung 2050 3. Szenario

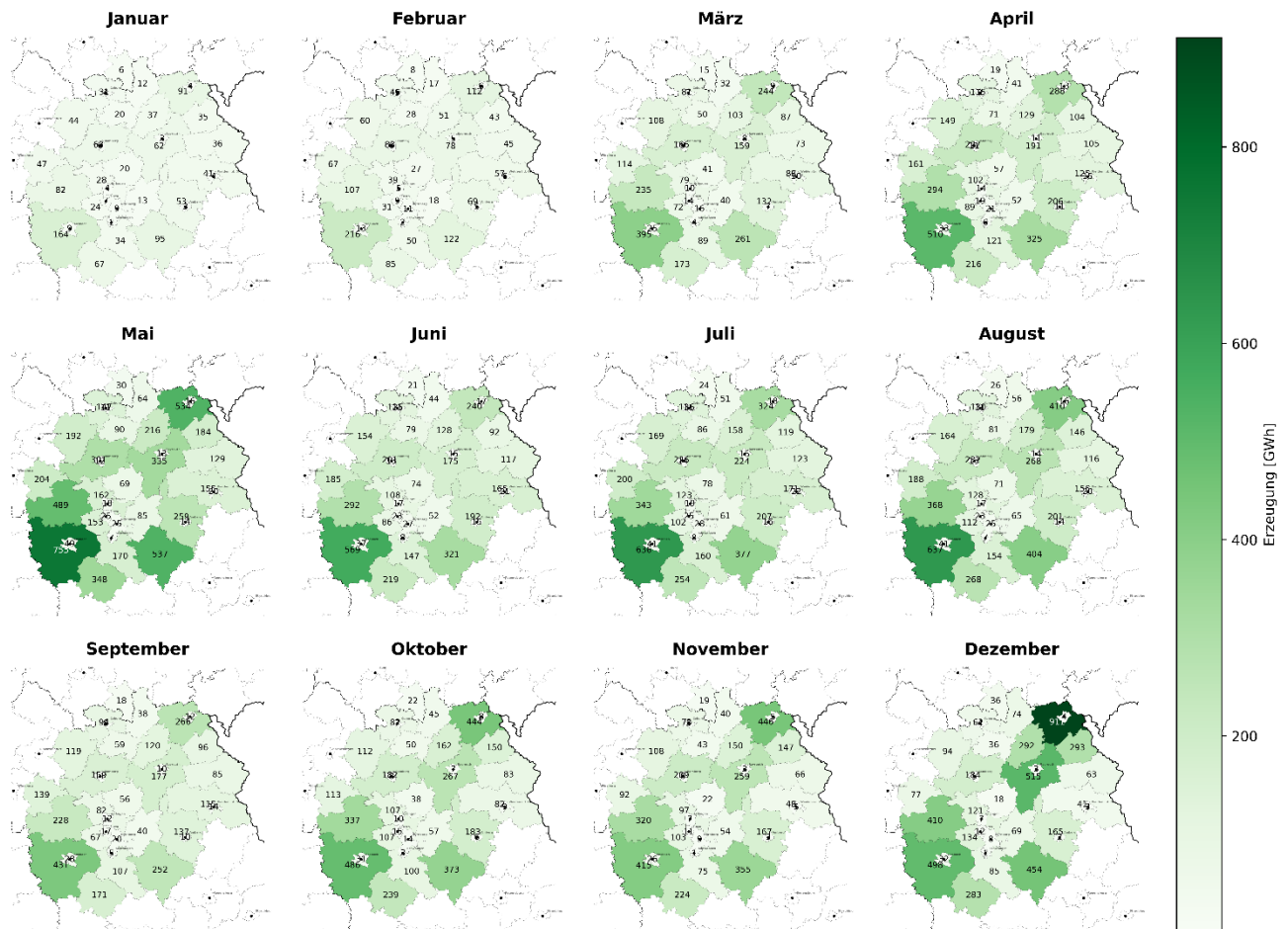


Abbildung 36: Landkreis aufgelöste erneuerbare Stromerzeugung im Jahresverlauf

Strombedarf in der EMN

Der Strombedarf gemäß Szenario in der EMN teilt sich auf die Sektoren Elektrizität, Wärme und Verkehr auf. Dies ist in Abbildung 37 dargestellt. Insbesondere in den Bereichen Wärme und Verkehr kommt es in Zukunft zu einer deutlichen Zunahme des Strombedarfs, beispielsweise kommen im Wärmebereich vermehrt Wärmepumpen zum Einsatz. So werden im Jahr 2050 rund 16.000 GWh Wärme über die Nutzung von Umweltwärme/Abwärme mit Hilfe von Strom benötigt. Im Bereich Verkehr kommt es zu einer deutlichen Zunahme des motorisierten Individualverkehrs zugunsten von ÖPNV/Bahn. Zusätzlich steigt der Anteil des schienengebundenen Güterverkehrs deutlich und somit auch der Anteil der Elektromobilität. Insgesamt nimmt der Strombedarf im Mobilitätssektor deutlich zu. Effizienzgewinne im Elektrizitätsbereich werden durch Reboundeffekte und neue Anwendungen (z.B. im Bereich Informations- und Kommunikationstechnik) ausgeglichen, so dass der Strombedarf ohne Berücksichtigung der neuen Sektoren Verkehr und Wärme hier bis 2050 in etwa konstant bleibt.

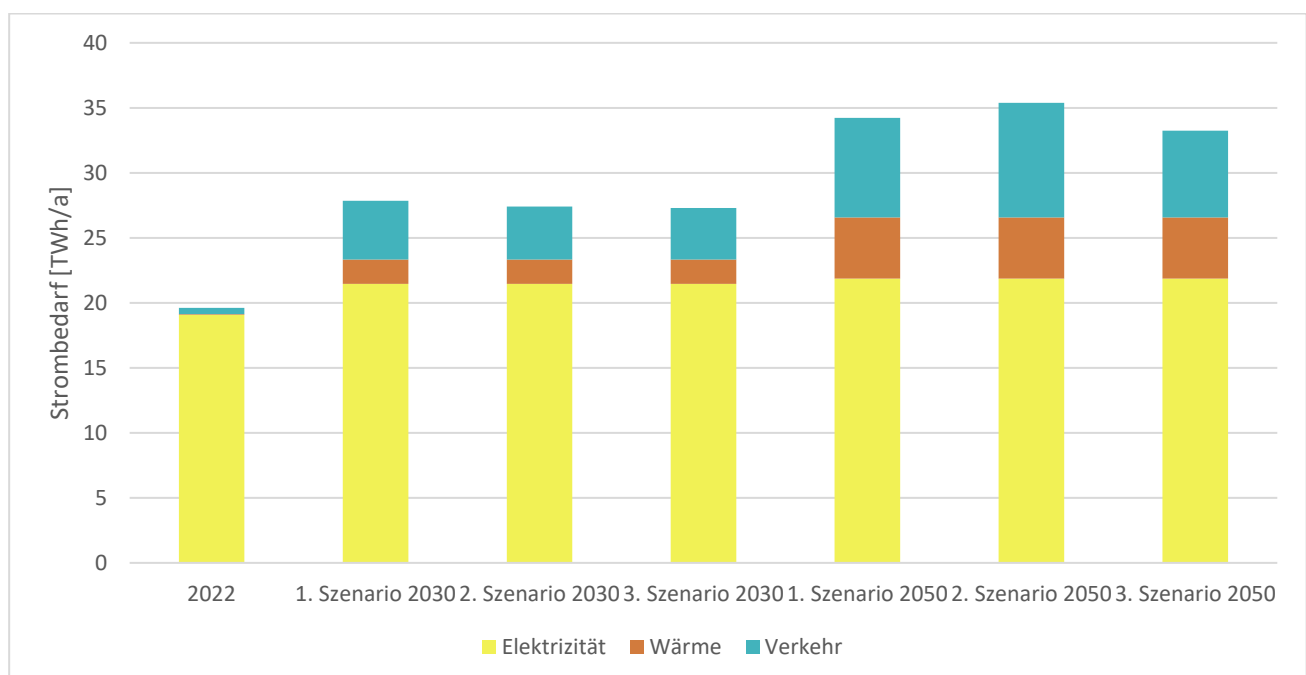


Abbildung 37: Prognostizierte Entwicklung des Strombedarfs in der EMN in den Sektoren Elektrizität, Wärme und Verkehr

Wärmebedarf in der EMN

Der Wärmebedarf gemäß Szenario in der EMN schwankt jahreszeitenbedingt stark. Insgesamt reduziert sich der Wärmebedarf bis 2050 von 56.000 GWh auf 38.000 GWh. Dies lässt sich auf die energetische Sanierung von Gebäuden, die vor dem Jahr 2000 gebaut wurden, zurückführen. Während derzeit der Wärmebedarf noch überwiegend fossil gedeckt wird, wird dieser künftig vermehrt über Wärmepumpen gedeckt (im Jahr 2050 rund 60%). Abbildung 38 zeigt die saisonalen Schwankungen im Wärmebedarf, die der Stromsektor zukünftig abfangen muss. Wärmepumpen kommen vor allem für die Gebäudeheizung und Warmwasserbereitstellung zum Einsatz. Die Potenziale im Industriebereich sind auf Grund von Schwierigkeiten in der Bereitstellung höherer Temperaturen begrenzt. Es wird eine Arbeitszahl von 3,5 angenommen (Verhältnis von Wärmeleistung zu dem erforderlichen Strom).

Strombedarf im Wärme-Sektor 2050

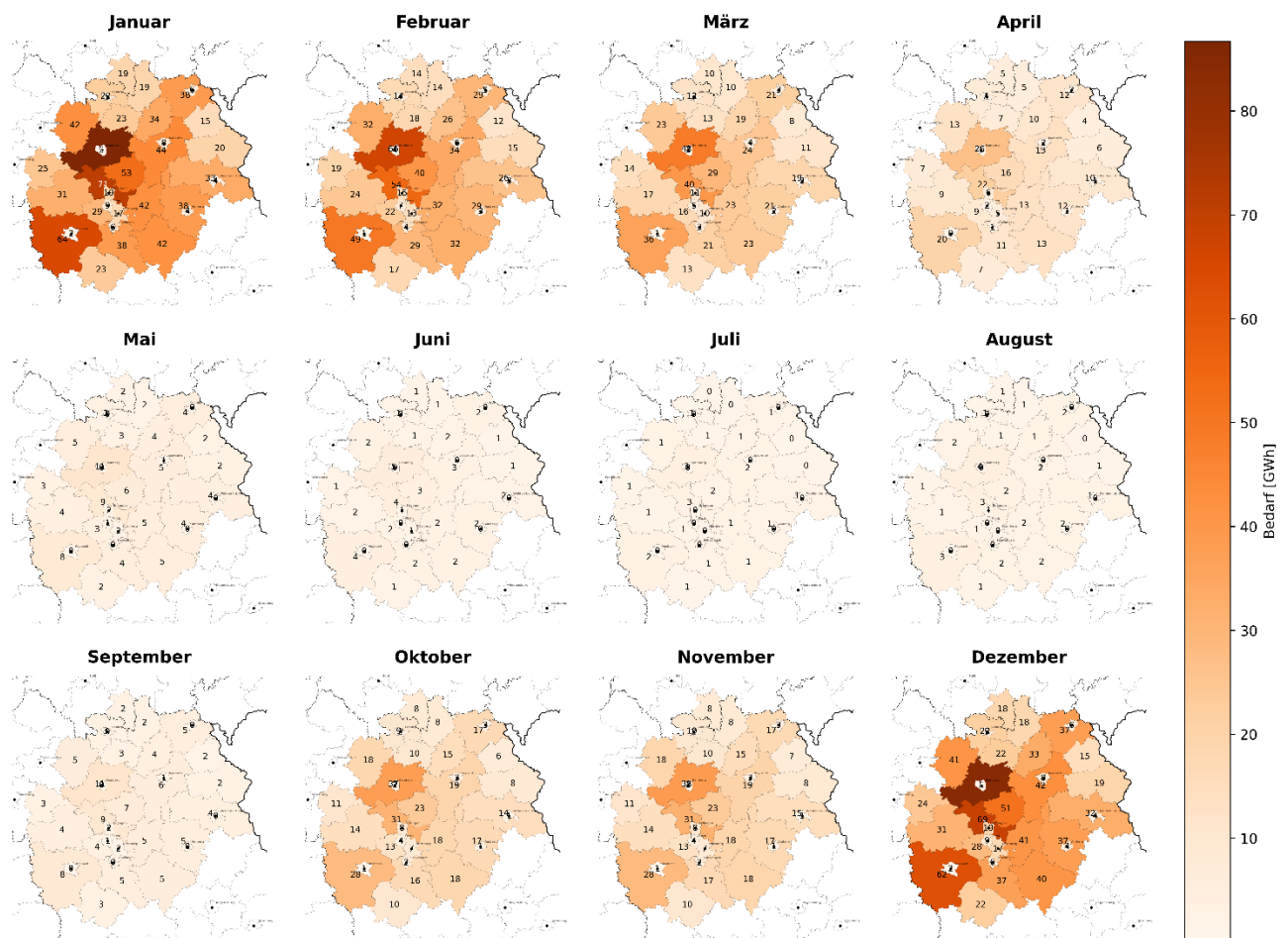


Abbildung 38: Saisonaler Strombedarf im Wärmesektor im Jahr 2050

Wasserstoffbedarf in der EMN

Im Jahr 2030 besteht ausschließlich im Verkehrssektor nennenswerter Wasserstoffbedarf. Insgesamt verlagert sich der Verkehr zwar deutlich in Richtung Schiene, verbleibende Lkw, Schiffe oder Pkw greifen jedoch vermehrt auf erneuerbare Treibstoffe zurück. Die Transportleistung geht bis 2050 weiter zurück und die Verlagerung des Verkehrs in Richtung Elektromobilität nimmt weiter zu, so dass der Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 insgesamt bei ca. 2.800 GWh liegt. Im Bereich der Industrie kommt Wasserstoff erst nach 2030 zum Tragen. Hier spielt er insbesondere in der energieintensiven Industrie in der EMN eine Rolle (Metallindustrie, Papierindustrie), insbesondere in der stofflichen Nutzung oder als Reduktionsmittel. Im Bereich der Wärmebereitstellung spielt Wasserstoff zum einen für die Bereitstellung von Wärme auf hohem Temperaturniveau (Industrie) eine Rolle, zum anderen zur Sicherung der Versorgungssicherheit innerhalb von großen Wärmenetzen. In Wärmenetzen kommt laut Energienutzungsplan in Zukunft ein Mix aus verschiedenen Technologien zum Einsatz (Geothermie, Großsolarthermie, Großwärmepumpen). Die Nutzung von Wasserstoff bei der Kraft-Wärme-Kopplung dient dabei vor allem zum Ausgleich von Schwankungen der Erzeugung von erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Windenergie etc.). Abbildung 39 zeigt die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs bis 2050 in den verschiedenen Sektoren.

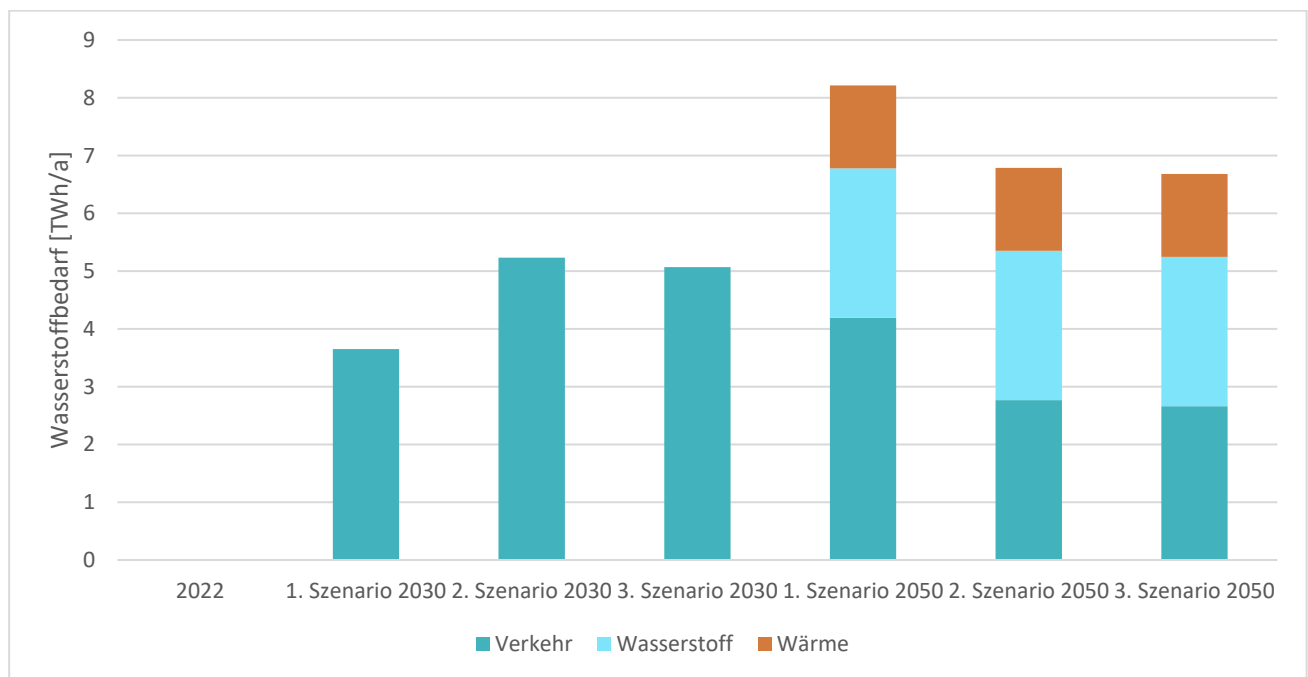


Abbildung 39: Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in der EMN in den Sektoren Industrie, Wärme, Verkehr

Residuallast

Eine essenzielle Größe zum Abschätzen der Potenziale der Wasserstoffproduktion ist die Residuallast. In diesem Rahmen ist diese definiert als die Summe aller Verbraucher minus die erneuerbare Erzeugung.

Der kumulierte jährliche Bedarf verteilt sich hierbei entsprechend auf die einzelnen Landkreise der EMN. Diese räumliche Verteilung ist in Abbildung 40 zu sehen. Äquivalent zur räumlichen Verteilung der erneuerbaren Erzeugung gibt es vor allem in den süd-westlichen und nord-östlichen Landkreisen Stromüberschuss.

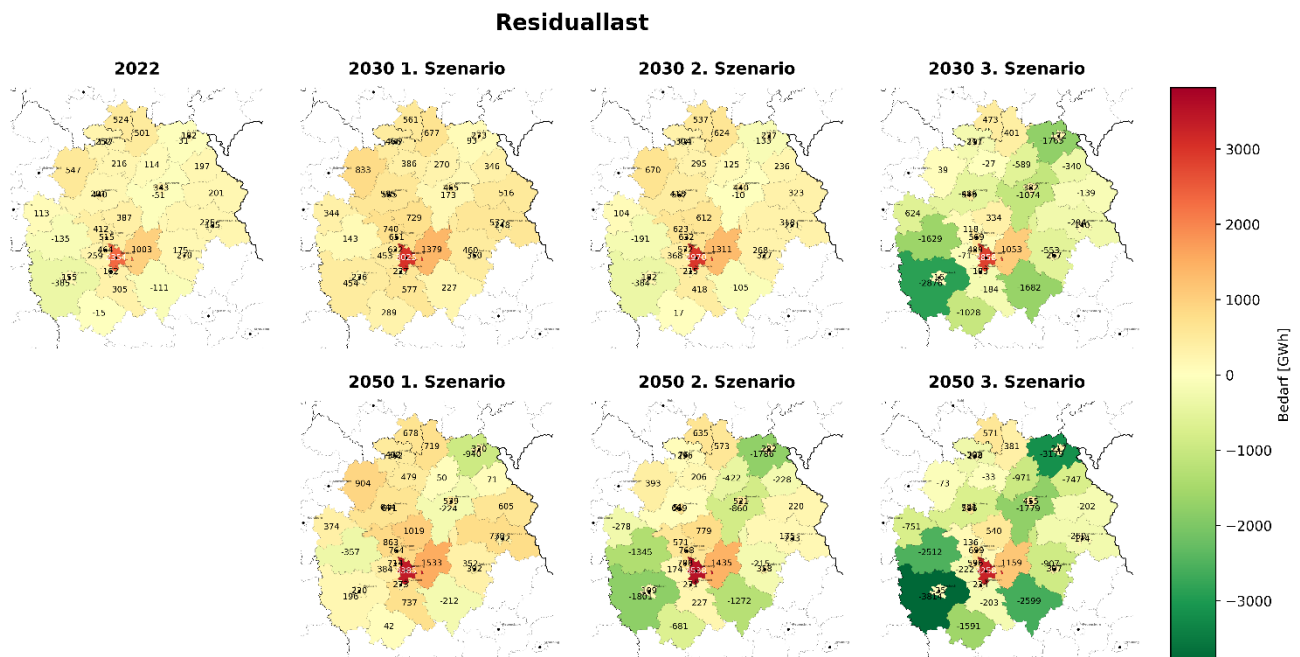


Abbildung 40: Kartenansicht der jährlichen Residuallast pro Landkreis

In den folgenden Graphiken ist der Strombedarf pro Tag der verschiedenen Sektoren als positiver Wert eingezeichnet, die erneuerbare Erzeugung als Balken im negativen Bereich. Die Residuallast ist zum einen pro Tag, zum anderen als Mittelwert pro Woche dargestellt.

Im Basisszenario 2022 (Abbildung 41) ist zu sehen, dass der Strombedarf aus Wärme und Transport noch vernachlässigbar gering ist. Erneuerbare Erzeugung durch Photovoltaik / Solar ist im Sommer in mäßiger Menge vorhanden, da deutlich höhere Erzeugungsspitzen mittels Windkraftwerke im Herbst / Winter an windigen Tagen zu erreichen sind. Auf die gesamte EMN gerechnet, kommt es jedoch noch kaum zu einer negativen Residuallast.

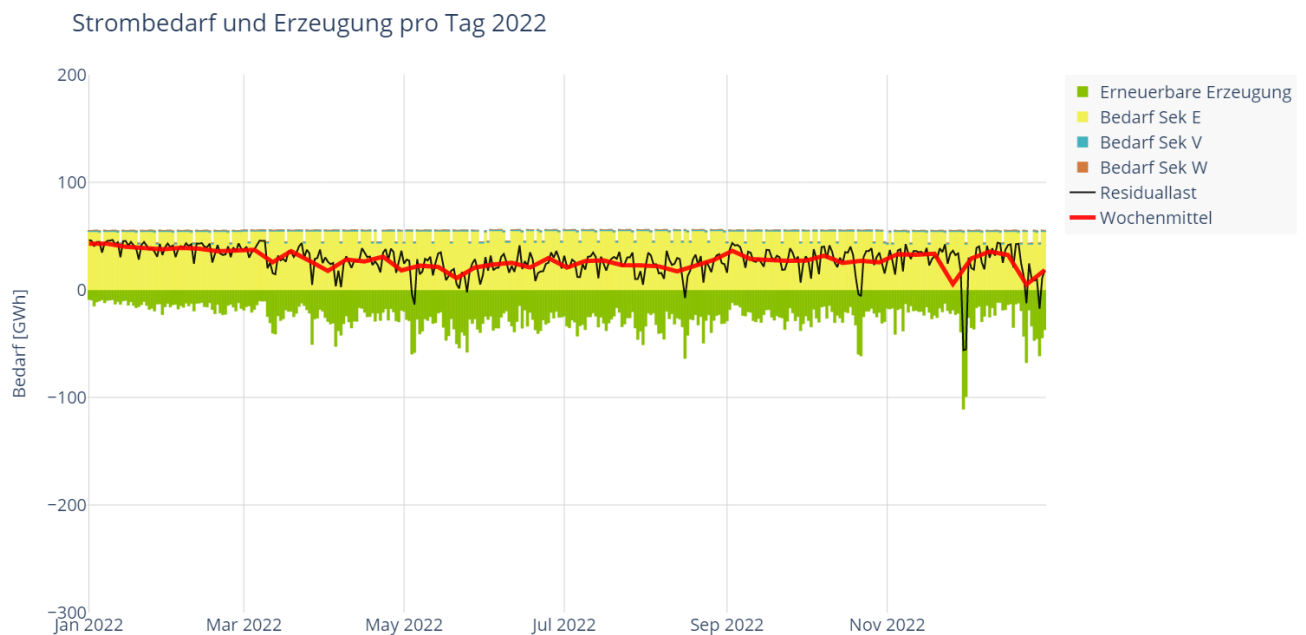


Abbildung 41: Strombedarf und Erzeugung pro Tag im Referenzjahr 2022 anhand der Datenbasis

Im Jahr 2030 (Abbildung 42) gibt es bereits einen erheblichen Anteil an Strombedarf durch den Transport Sektor, welcher jedoch in allen drei Szenarien um die 4,4 TWh pro Jahr liegt. Der Basis-Strombedarf der verschiedenen Szenarien ist derselbe, allerdings steigt der Bedarf an Strom im Sektor Wärme signifikant durch den Ausbau von Wärmepumpen an. Der erhöhte Bedarf wird in jedem der Szenarien jedoch überkompensiert, womit sich im Mittel eine niedrigere Residuallast im Vergleich zum Szenario 2022 ergibt. Im 1. Szenario kommt es noch zu keiner signifikant negativen Residuallast. Im 2. Szenario kommt es zwar an wenigen Tagen zu hohem Stromüberschuss, jedoch noch nicht konsistent über längere Zeiträume. Erst das 3. Szenario zeichnet sich durch eine hohe Deckungsrate mit signifikantem Überschuss an erneuerbarem Strom aus.

Das Jahr 2050 (Abbildung 43) zeichnet sich durch einen weiteren Ausbau der Elektrifizierung im Wärmesektor mittels Wärmepumpen sowie im motorisierten Individualverkehr bei gleichzeitiger Verlagerung des Güterverkehrs auf die Schiene aus. Die erneuerbare Erzeugung wird in allen Szenarien weiter ausgebaut. Dies führt im 1. Szenario zu ein paar wenigen Wochen, in denen das Wochenmittel der Residuallast ins Negative fällt und es somit einen Überschuss an erneuerbarem Strom gibt. Szenario 2 ist im Jahr 2050 in etwa auf dem Stand des 3. Szenarios 2030. Wie bereits zuvor kommt es im 3. Szenario aufgrund des starken Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung trotz hohem Elektrifizierungsanteil zu einer beinahe durchgehenden Deckung des Strombedarfs in den Sommermonaten.



Abbildung 42: Strombedarf und Erzeugung pro Tag im Jahr 2030 anhand der Datenbasis

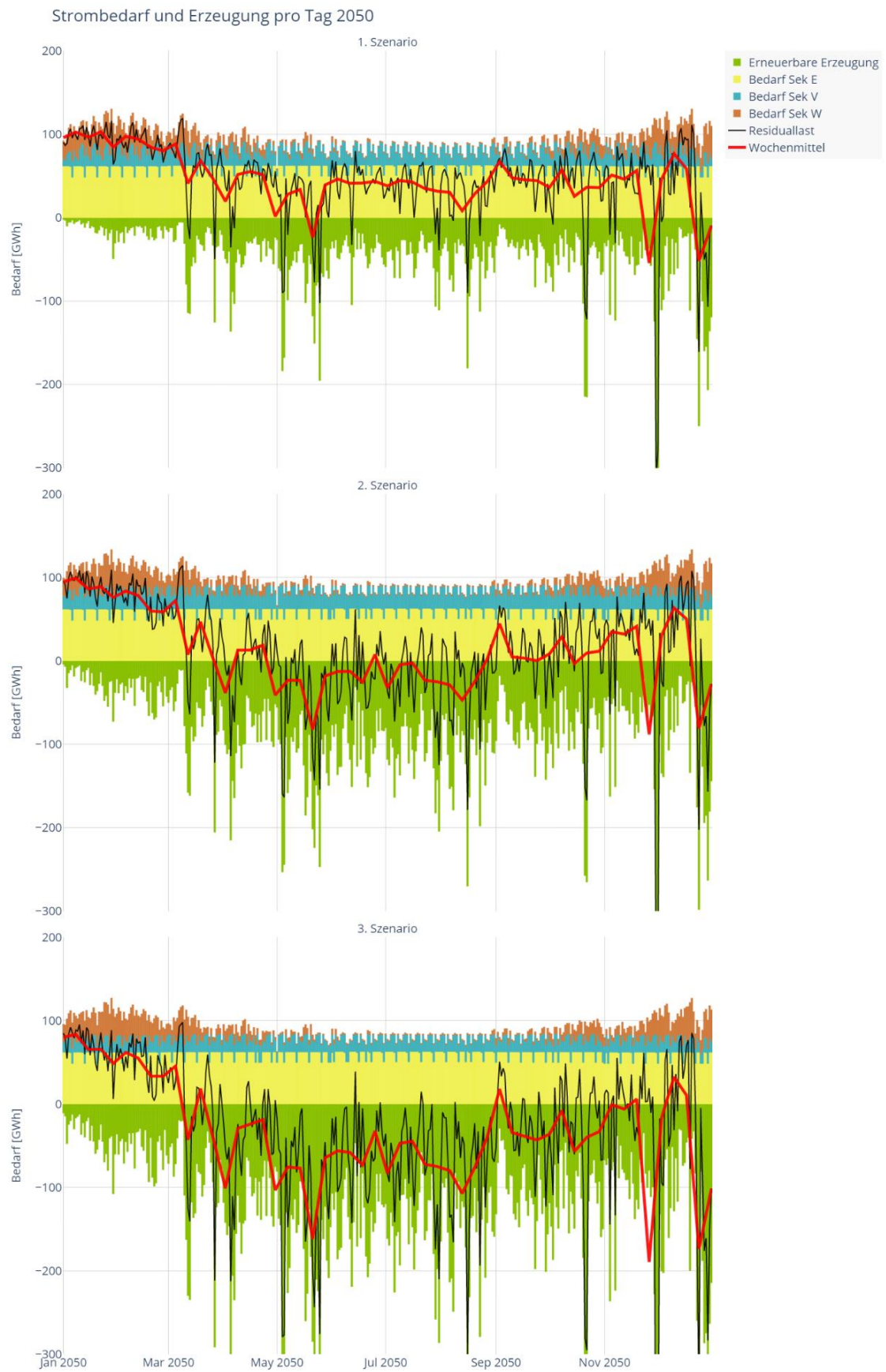


Abbildung 43: Strombedarf und Erzeugung pro Tag im Jahr 2050 anhand der Datenbasis

Diese hohe Deckung des Strombedarfs in der EMN im 3. Szenario wird auch deutlich, wenn man die statistische Verteilung der Residuallast betrachtet. In Abbildung 44 ist diese für Datenreihen in 15-minütiger Auflösung zu sehen. Die dazugehörigen numerischen Werte, inklusive der Standardabweichung und dem Minimum sind in Tabelle 19 und Tabelle 20 zu finden.

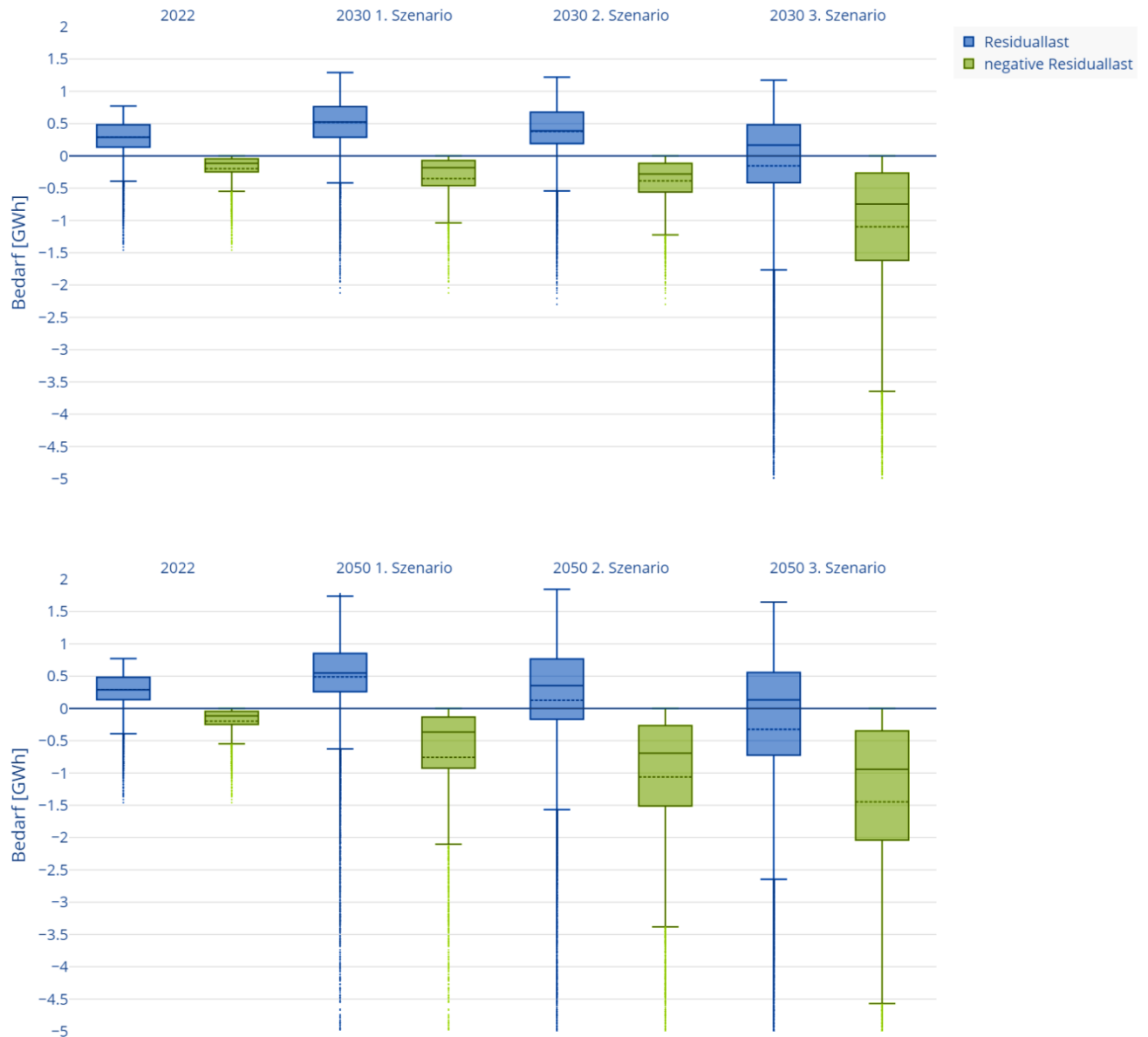


Abbildung 44: Statistische Verteilung der Residuallast

Tabelle 19: Statistik zur Residuallast

	2022	2030			2050		
		3. Szenario	2. Szenario	3. Szenario	1. Szenario	2. Szenario	3. Szenario
Anzahl	35040	35040	35040	35040	35040	35040	35040
μ [MWh]	290	520	381	-153	487	125	-324
σ [MWh]	240	341	413	1014	664	1039	1447
Minimum [MWh]	-1459	-2122	-2299	-7531	-7255	-9068	-14042
25% Quartil [MWh]	134	289	190	-417	259	-168	-724
50% Quartil [MWh]	288	525	387	169	547	353	131
75% Quartil [MWh]	484	761	677	482	851	765	558
Maximum [MWh]	770	1290	1220	1171	1777	1845	1646
Gesamt [GWh]	10159	18227	13347	-5377	17071	4387	-11338

Tabelle 20: Statistik zur negativen Residuallast und somit dem zur Speicherung verwendbaren Energiepotenzial

	2022	2030			2050		
		1. Szenario	2. Szenario	3. Szenario	1. Szenario	2. Szenario	3. Szenario
Anzahl	2767	1429	4486	13358	4078	10543	15232
μ [MWh]	-197	-351	-385	-1095	-756	-1060	-1446
σ [MWh]	235	410	358	1072	1013	1109	1559
Minimum [MWh]	-1459	-2122	-2299	-7531	-7255	-9068	-14042
25% Quartil [MWh]	-246	-459	-559	-1619	-924	-1512	-2039
50% Quartil [MWh]	-115	-184	-282	-745	-365	-693	-942
75% Quartil [MWh]	-46	-72	-115	-266	-133	-264	-349
Maximum [MWh]	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt [GWh]	-545	-501	-1727	-14627	-3084	-11177	-22029

Es wird deutlich, dass nur das 3. Szenario im Mittel eine negative Residuallast aufweist. Es kommt allerdings zu einer extrem erhöhten Varianz in der Lastkurve, welche eine der großen Herausforderungen der Energiewende darstellt. Um diese Schwankungen auszugleichen sind Energiespeicher verschiedener Form notwendig.

Speicherung

Die Speicherung von Strom mit dem reinen Zweck der Rückverstromung findet über einen Pumpspeicher auf Gesamt-EMN-Ebene sowie Lithium-Ionen-Speicher in den einzelnen Landkreisen statt. Tabelle 21 zeigt die verwendeten Annahmen, die auf dem aktuellen Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans beruhen und für die EMN und ihre Landkreise angepasst wurden. Abbildung 45 zeigt die räumliche Verteilung. In den Simulationen werden darüber hinaus folgende Varianten untersucht: ohne Batteriespeicher sowie mit 10-fach größerer Kapazität, um den Einfluss der Batteriekapazität abschätzen zu können.

Tabelle 21: Daten zu Strom-Speichern

	2022	2030	2050
Lithium-Ionen-Akkus			
Kapazität [MWh]	96	2170	5430
Ent-/Ladedauer [h]	1,41666	1,41749	1,60994
Effizienz laden/entladen	0,91	0,98	0,99
Täglicher Speicherverlust [%]	1	0,033	0,033
Pumpspeicher			
Kapazität [MWh]	160	160	160
Ent-/Ladedauer [h]	0,05333	0,05161	0,04848
Effizienz laden/entladen	0,74875	0,8	0,87
Täglicher Speicherverlust [%]	0	0	0
Gesamtkapazität [MWh]	256	2340	5590

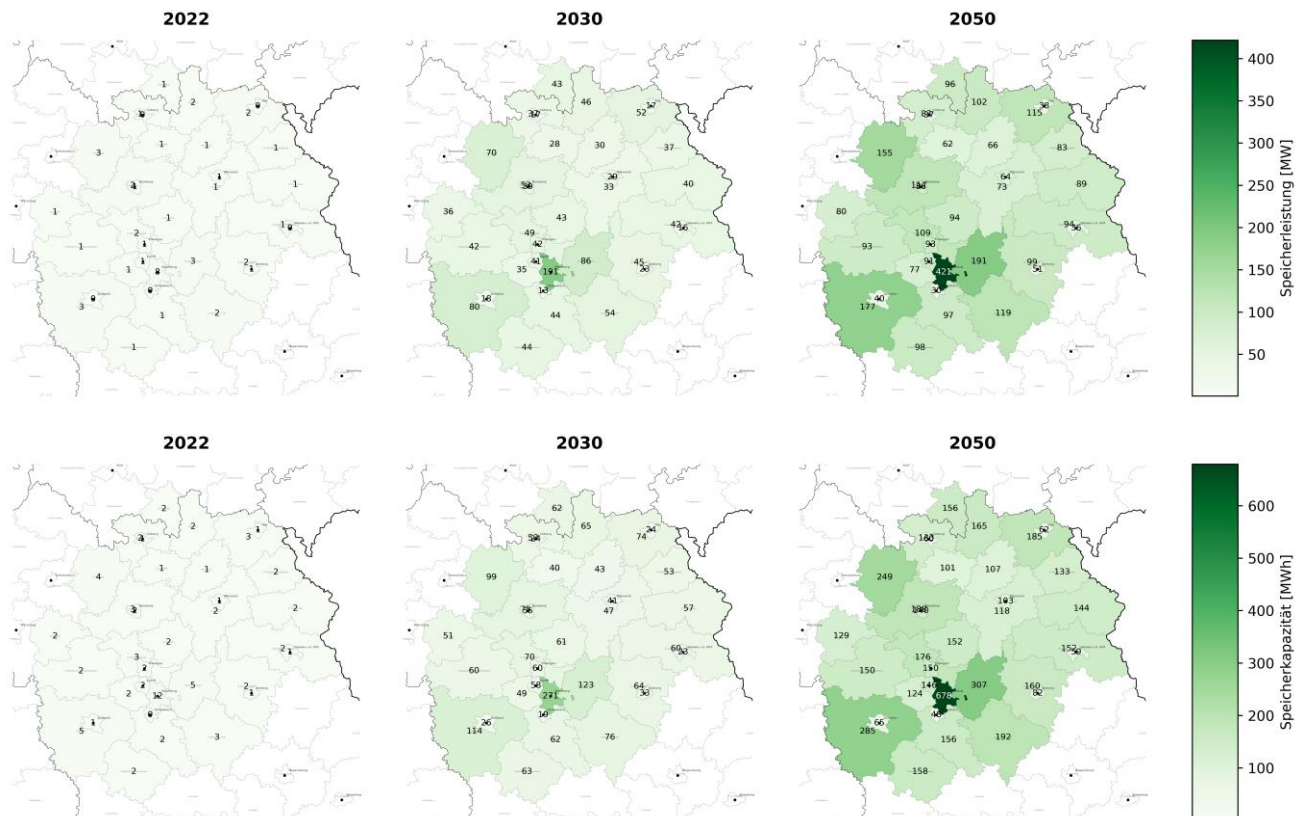


Abbildung 45: Speicherkapazität pro Landkreis und Jahr

Für die Speicherung von H₂ wurde ein Druckgasspeicher mit unendlicher Speicher- und Aufnahmekapazität verwendet. Bei unendlicher Abgabe-/Aufnahmeleistung ergibt sich eine Ent-/Ladedauer von 0. Diese idealisierten Annahmen dienen zunächst zur Abschätzung des maximalen Potenzials und können in weiteren Arbeiten durch praktische Realisierungen ergänzt werden.

Tabelle 22: Daten zu Wasserstoff-Speichern (Druckgasspeicher)

	2022	2030	2050
Druckgasspeicher			
Kapazität [MWh]	Unbegrenzt	Unbegrenzt	Unbegrenzt
Ent-/Ladedauer [h]	0	0	0
Effizienz laden/entladen	0,94	0,94	0,94
Täglicher Speicherverlust [%]	0	0	0

Umwandlung Strom zu Wasserstoff zu Strom

Die Umwandlung von einem Energieträger in einen anderen ist immer mit Verlusten verbunden. Die Wasserstoffherzeugung erfolgt mittels Elektrolyse, die mit einer Effizienz von 0,697 betrieben werden kann. Dies entspricht der angenommenen Effizienz der Elektrolyse im Jahr 2050. Die Effizienzen unterliegen hierbei der Annahme, dass es sich um Großanlagen handelt.

Tabelle 23: Effizienz von Elektrolyse und Brennstoffzellen

	2022	2030	2050
ET Strom → ET H₂	0,603	0,642	0,697
ET H₂ → ET Strom	0,509	0,565	0,630

3.5.5 Simulationsergebnisse

Die Ergebnisse der Simulation des Referenzszenarios 2022 sowie der Szenarien 1 bis 3 in den Jahren 2030 und 2050 ermöglichen es, verschiedene Systemeffekte numerisch zu belegen. So lassen sich Aussagen über die Nutzung der Elektrolyse bei Verwendung von Überschussstrom nach der Nutzung von elektrischen Speichern sowie der Produktions- und Importvolumina treffen. Da das Simulationsmodell durch die Elektrolyse nur aus überschüssigem erneuerbar erzeugtem Strom einen CO₂-neutralen Betrieb annimmt, ist der CO₂-Footprint des Betriebs rein vom Import der Energieträger abhängig.

Referenzjahr 2022

Auch wenn zum aktuellen Zeitpunkt noch kaum industrielle Elektrolyseanlagen in der EMN existieren, kommt es beim aktuellen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung bereits zur zeitweisen Überdeckung des Strombedarfs. Dies ist in Abbildung 46 ersichtlich. Die linke Achse sowie die dunkel-türkise Kurve zeigen die Erzeugungsleistung der Elektrolyse in GW in der Form ET H₂. Hier kommt es vor allem in den Sommermonaten zu mehreren hohen Erzeugungsspitzen durch die Photovoltaikanlagen, während Windkraftwerke gegen Ende des Jahres vermehrt für Leistungsspitzen sorgen. Die rechte Achse sowie die gestapelten Kurvenverläufe zeigen die kumulierte Energiemenge in GWh. Der obere Kurvenverlauf des grünen Bereichs zeigt den Stromüberschuss vor Nutzung der Stromspeicher. Der graue Bereich wird nach oben durch die eingespeiste Energiemenge in den Elektrolyseur begrenzt. Somit stellt der grüne Bereich die Energiemenge dar, die mittels Batterien und des Pumpspeichers zwischengespeichert wurde. Der blaue Bereich zeigt die gesamte H₂-Produktionsmenge des Elektrolyseurs; insgesamt 357 GWh. Deutlich ist der Wandlerverlust zu erkennen, der sich aus den Effizienzen aus Tabelle 23 ergibt.

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2022

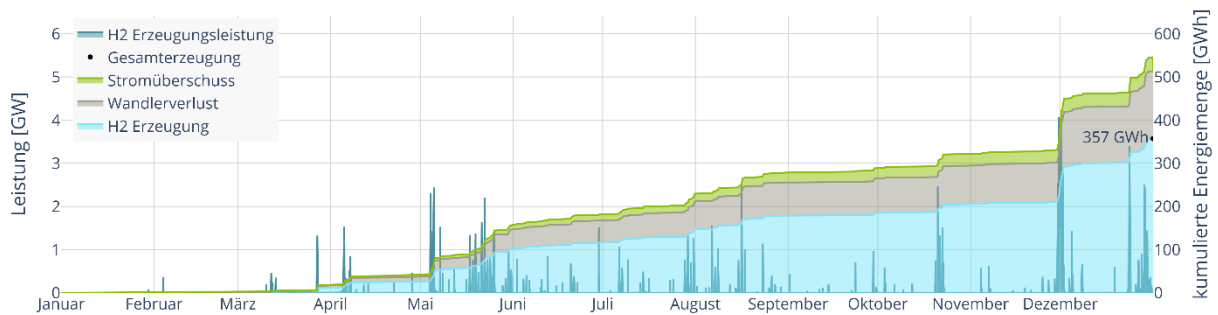


Abbildung 46: Elektrolyseverlauf im Referenzszenario 2022

Bei einem detaillierten Blick auf eine repräsentative Augustwoche (Abbildung 47) wird deutlich, dass die Ausschläge in der Leistungskurve lediglich für wenige Stunden am frühen Nachmittag auftreten. Die Einfärbung ist äquivalent zur vorherigen Darstellung der Energiemengen.

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2022

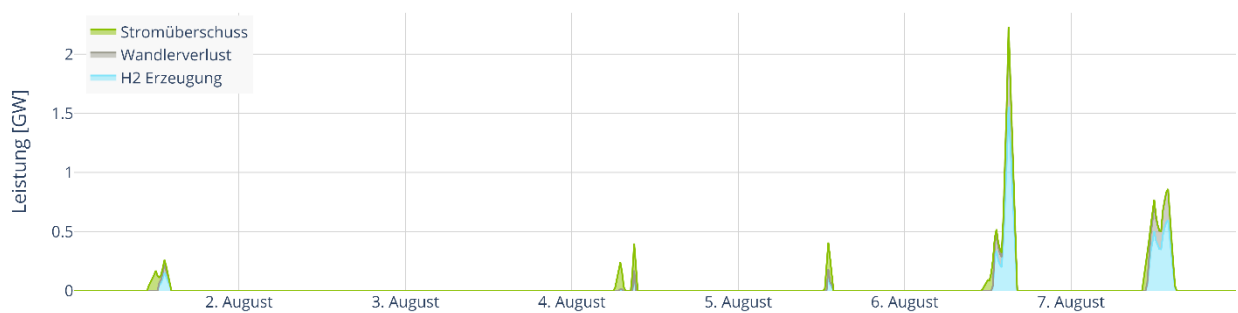


Abbildung 47: Elektrolyse in einer Augustwoche im Referenzszenario 2022

Da im Referenzszenario keinerlei Wasserstoffnachfrage vorliegt, ergibt sich eine Residuallastkurve für den ET H₂ die ausschließlich durch die H₂ Erzeugung bestimmt ist (Abbildung 48). Die Erzeugung wird, wie für Residuallastdarstellungen üblich, als negativer Wert eingerechnet.

H₂ Residuallast 2022

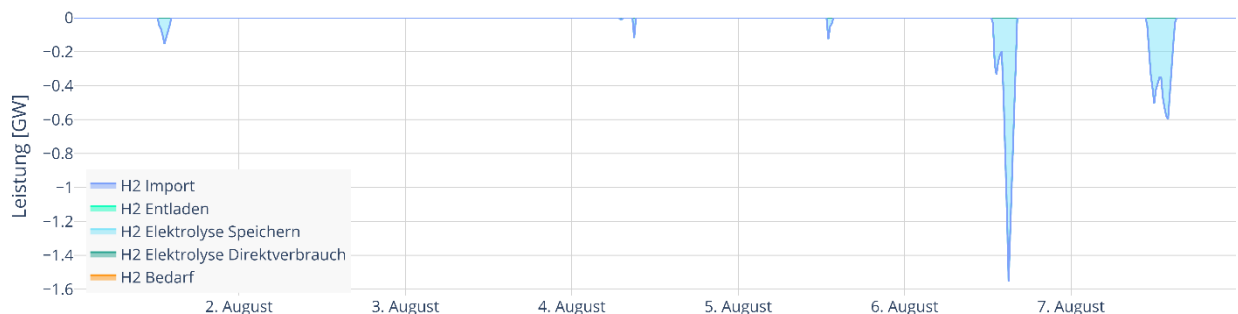


Abbildung 48: H₂-Residuallastkurven in einer Augustwoche im Referenzszenario 2022

Ein genauer Blick auf eine Woche im Spätherbst (Abbildung 49) zeigt, dass die Elektrolyse auch nachts durch den überschüssigen Strom der Windkraftanlagen betrieben werden kann. Die dazugehörige H₂-Residuallastkurve findet sich in Abbildung 50.

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2022

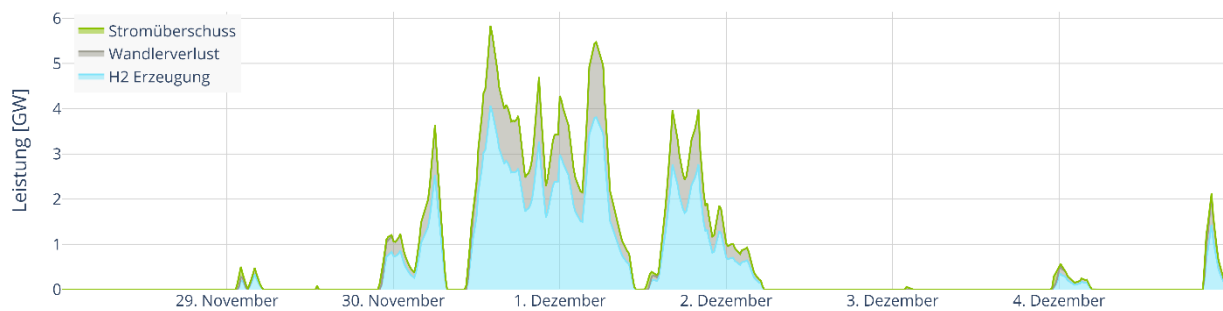


Abbildung 49: Elektrolyse in einer Novemberwoche im Referenzszenario 2022

H₂ Residuallast 2022

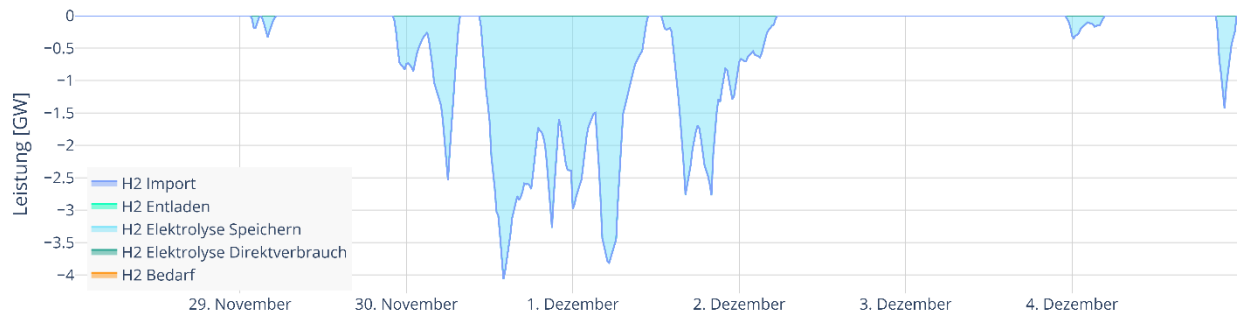


Abbildung 50: H₂-Residuallastkurven in einer Novemberwoche im Referenzszenario 2022

Die Energiemengen im Jahresverlauf in Abbildung 51 zeigen die Gesamtproduktionsmenge des Elektrolyseurs.

H₂ Residuallast 2022

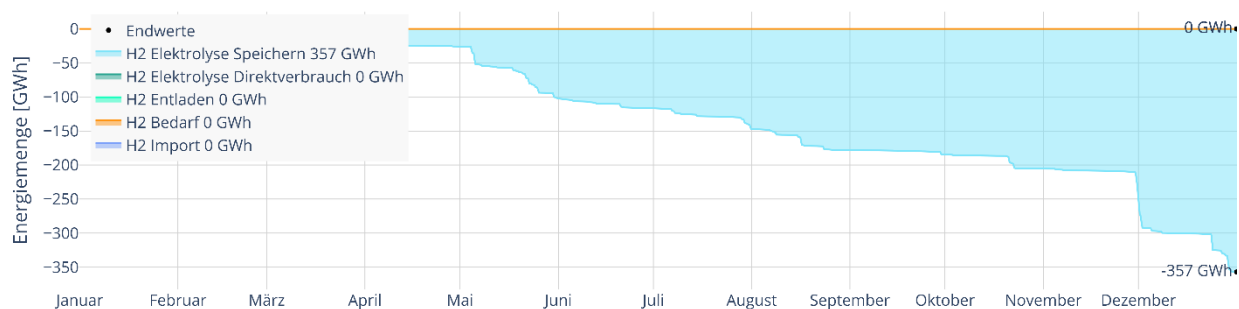


Abbildung 51: Kumulierte H₂-Residuallast im Referenzszenario 2022

Da der Druckgasspeicher eine Einspeiseeffizienz entsprechend Tabelle 22 besitzt, kommt es zu einem Endfüllstand von 336 GWh. Der Speicher wird nicht entladen, da keinerlei Bedarf nach Wasserstoff vorhanden ist. Dies ist ebenfalls in Abbildung 52 anhand der dunkel-türkisen und der linken Achse zu erkennen, da kein negativer Fluss auftritt.

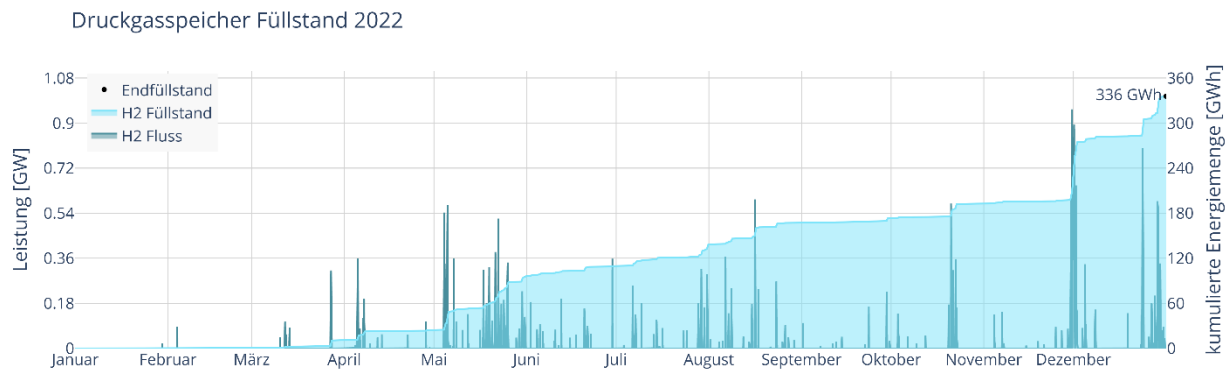


Abbildung 52: Füllstand und Befüllungskurven des H2-Druckgasspeichers im Referenzszenario 2022

Um industrielle Anlagen auslegen zu können, ist eine Aussage über die Vollaststunden essenziell. Hierzu wurden die Leistungswerte des Elektrolyseurs aus Abbildung 46 absteigend geordnet und in Abbildung 53 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass der Betrieb lediglich in 565 Stunden möglich war. Bei 8760 Stunden im Jahr entspricht dies einer Auslastung von 6,45%, ein Vollastbetrieb mit 1 GW-Eingangsleistung nur ca. 2%.

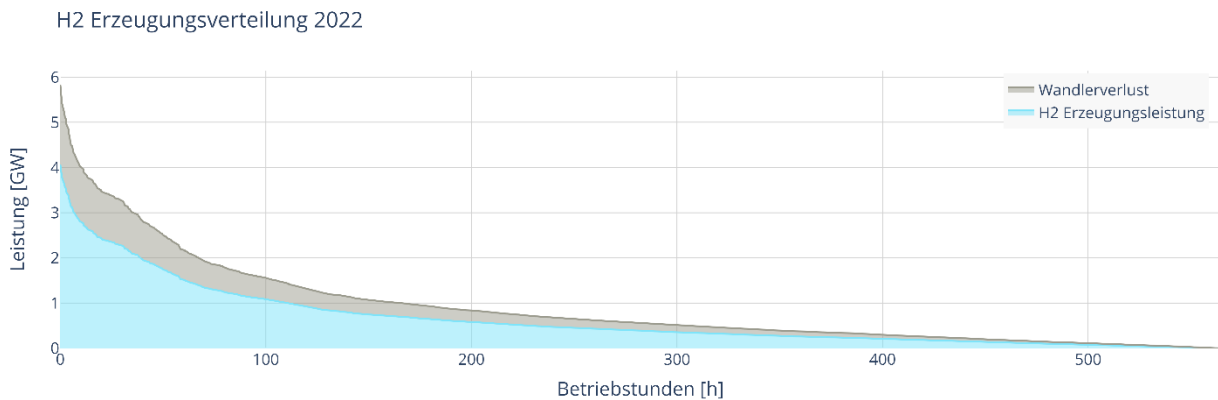


Abbildung 53: Erzeugungsverteilung der Elektrolyseleistung eines Jahres im Referenzszenario 2022

Aufgrund des fehlenden Bedarfs an Wasserstoff wurde im Referenzjahr 2022 kein Wasserstoff importiert. Es kommt jedoch zu beinahe durchgehendem Mehrbedarf an Strom, der von außerhalb der EMN importiert werden muss. Dies ist in Abbildung 54 graphisch aufbereitet, mit der bereits eingeführten Aufteilung der Leistungskurve auf die linke Achse und der Energiekurve auf die rechte Achse. Da der Strompreis sehr stark variiert und vom Energiemix am deutschen und europäischen Strommarkt abhängt, wurde der Verlauf der entstehenden Importkosten in Abbildung 55 dargestellt. Diese Variabilität des Strompreises wird bei einem Vergleich der Importleistungskurve und der Kostenkurve deutlich. Es mussten 10,67 TWh Strom für insgesamt 454 Millionen € importiert werden.

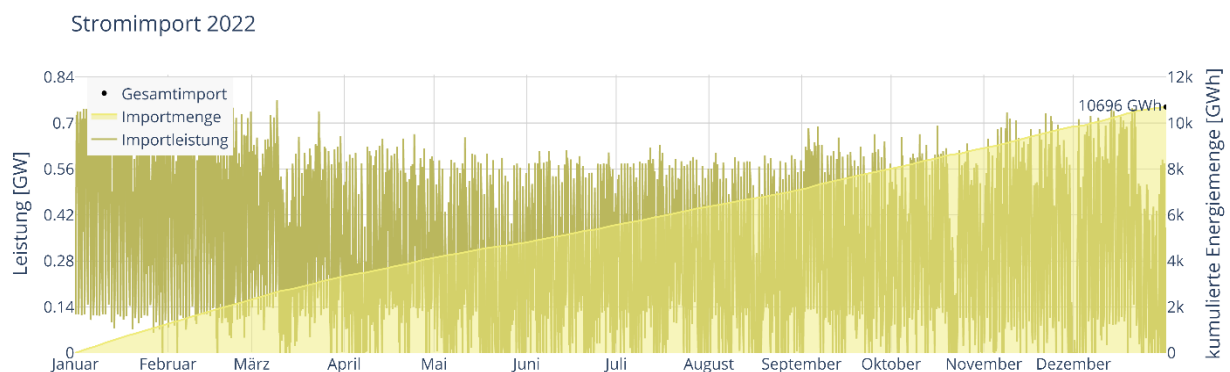


Abbildung 54: Stromimport im Referenzszenario 2022

Stromimportkosten 2022

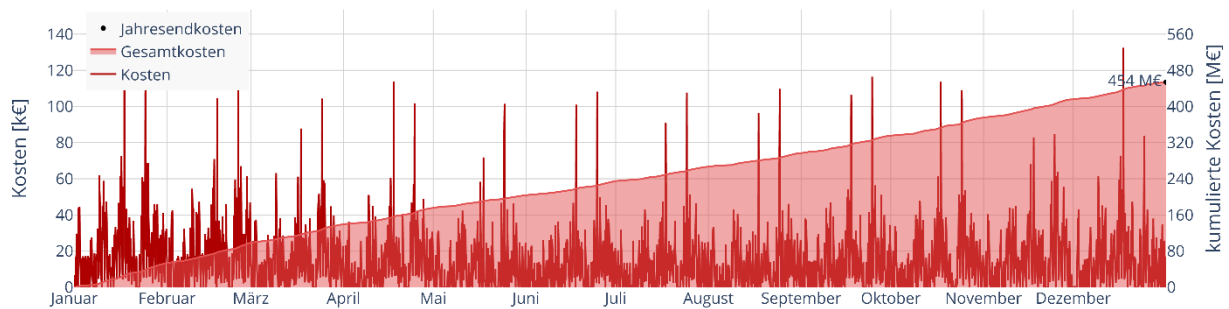


Abbildung 55: Stromimportkosten im Referenzszenario 2022

Jahr 2030

1. Szenario

Das 1. Szenario zeichnet sich durch einen beinahe nicht vorhandenen Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten um lediglich 2% auf 102 % im Vergleich zum Referenzszenario aus. Gleichzeitig kommt es zu erhöhtem Strombedarf und einem ersten Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor. Aufgrund der ausgebauten Batteriekapazitäten kommt es in der Darstellung der Elektrolysekurven in Abbildung 56 zu einem breiteren grünen Bereich. Insgesamt kommt es jedoch zu einer geringeren Wasserstoffproduktion von 276 GWh. Dies entspricht einer Absenkung im Vergleich zum Referenzszenario auf 78%.

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2030 1. Szenario

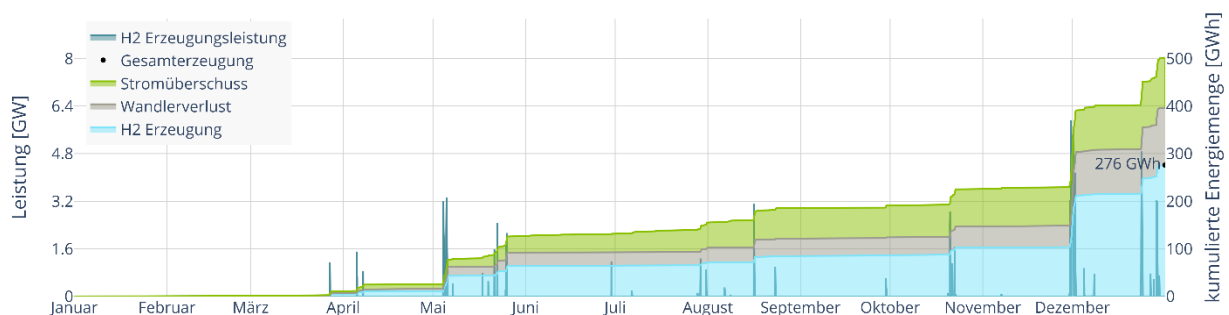


Abbildung 56: Elektrolyseverlauf im 1. Szenario 2030

Der erhöhte Strombedarf zeigt sich auch darin, dass die im Referenzszenario sichtbaren Spitzen, während der frühen Nachmittagsstunden der Augustwoche kaum mehr auftreten (Abbildung 57). Der erneuerbar erzeugte Strom wird demnach direkt verbraucht und kann nicht zur Speisung der Batteriespeicher oder der Elektrolyse genutzt werden.

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2030 1. Szenario

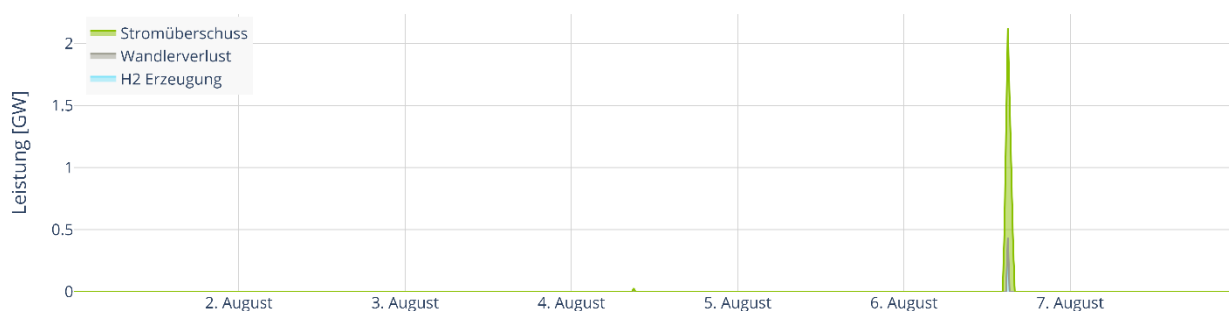


Abbildung 57: Elektrolyse in einer Augustwoche im 1. Szenario 2030

In der H₂-Residuallastdarstellung in Abbildung 58 wird der tägliche Bedarf (oranger Bereich) an Wasserstoff deutlich. Der dunkelblaue Bereich zeigt die benötigte H₂-Importleistung. Der kurze Ausschlag am 6. August wird direkt komplett verbraucht (grüner Bereich).

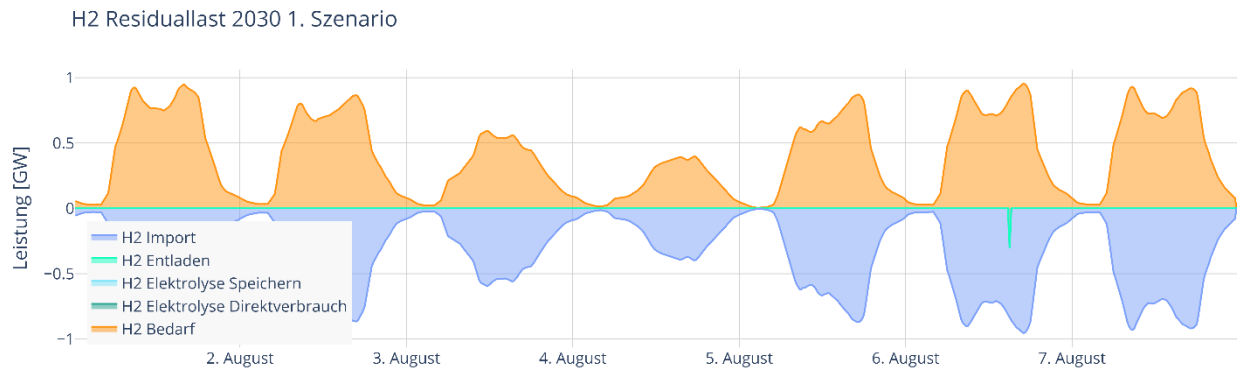


Abbildung 58: H₂-Residuallastkurven in einer Augustwoche im 1. Szenario 2030

Ein Blick auf den November/Dezember in Abbildung 59 und Abbildung 60 zeigt, dass es auch im 1. Szenario zu einer erheblichen Elektrolyseleistung kommt, die den H₂-Bedarf für mehrere Tage decken kann.

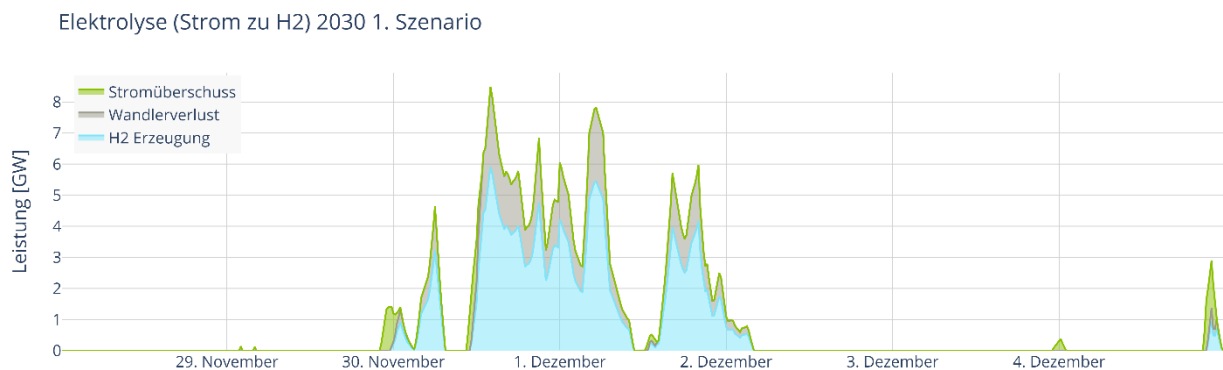


Abbildung 59: Elektrolyse in einer Novemberwoche im 1. Szenario 2030

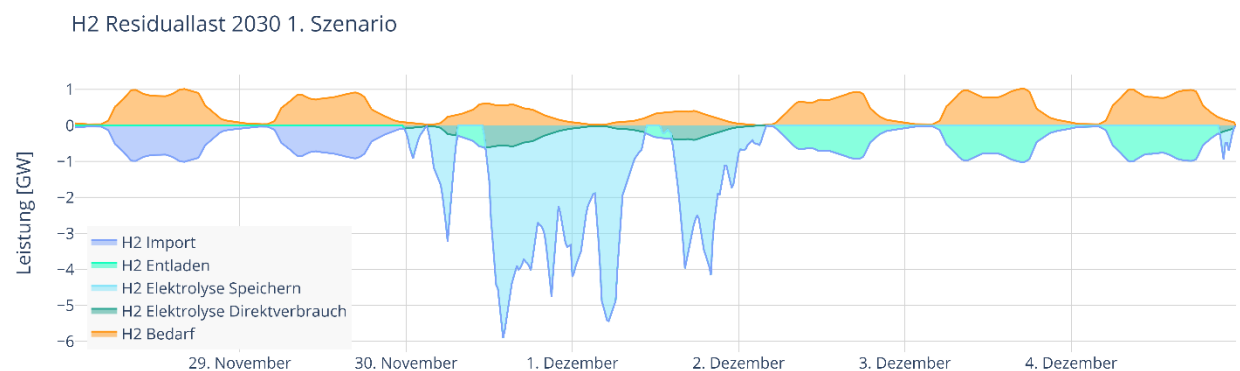


Abbildung 60: H₂-Residuallastkurven in einer Novemberwoche im 1. Szenario 2030

Die kumulierte Ansicht in Abbildung 61 hingegen zeigt, dass der H₂-Gesamtbedarf von 3.652 GWh nur zu etwa 7% durch die Elektrolyse gedeckt werden kann; der Rest von insgesamt 3,4 TWh muss als ET H₂ importiert werden.

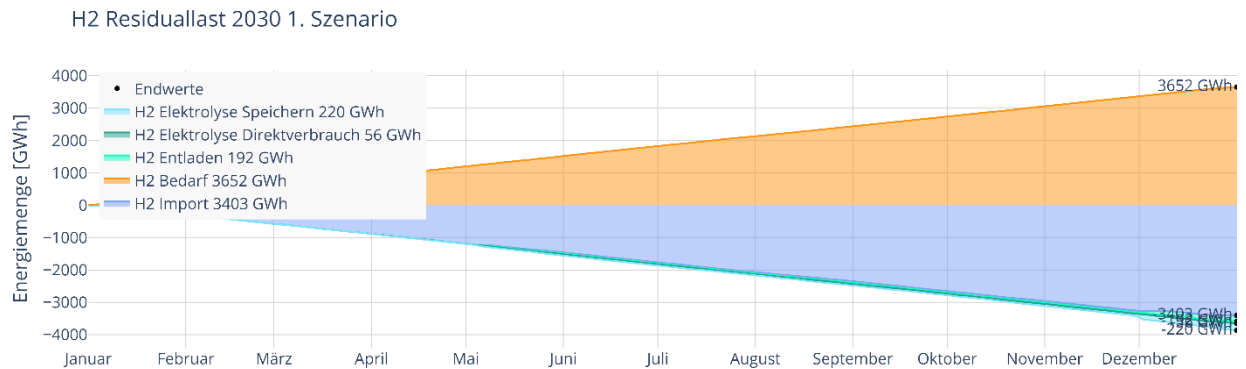


Abbildung 61: Kumulierte H2-Residuallast im 1. Szenario 2030

Entsprechend wird der Druckgasspeicher nur für wenige Tage im Jahr genutzt und am Jahresende verbleibt keinerlei Überschuss an Wasserstoff (siehe Abbildung 62).

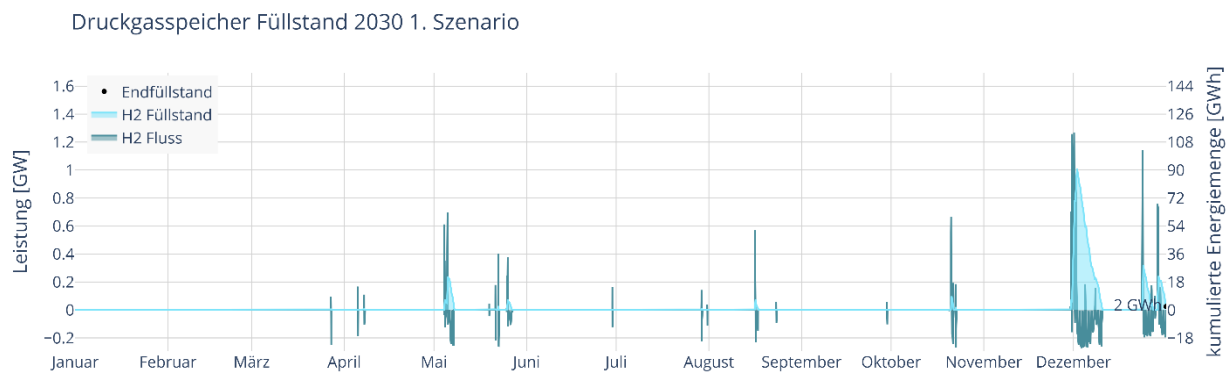


Abbildung 62: Füllstand und Befüllungskurven des H2-Druckgasspeichers im 1. Szenario 2030

Der Betrieb der Elektrolyse ist mit etwa 187 Stunden nur in 2,1% Stunden des Jahres möglich, jedoch kommt es mit etwas über 8 GW zu höheren Maximalleistungen, verglichen mit dem Referenzszenario (etwa 6 GW).

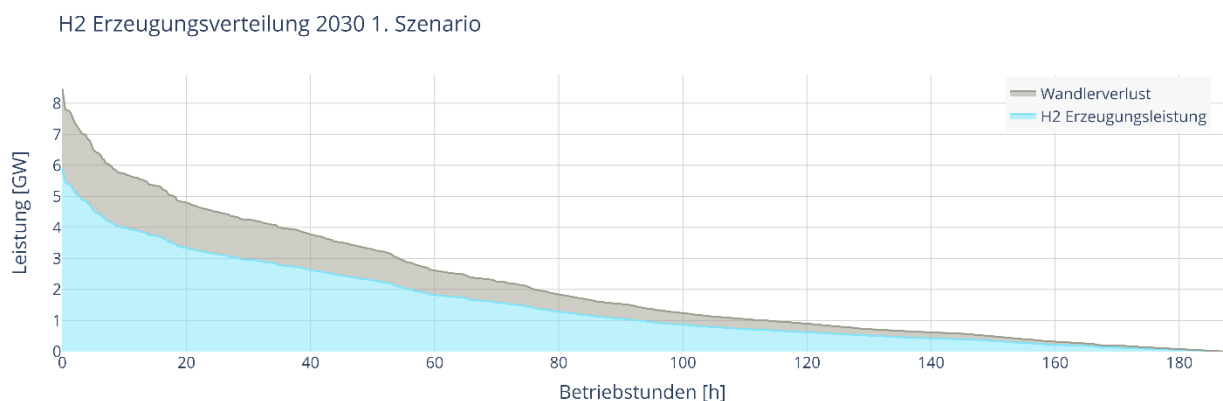


Abbildung 63: Erzeugungsverteilung der Elektrolyseleistung eines Jahres im 1. Szenario 2030

Aus der geringen Betriebszeit und erzeugten H2-Menge des Elektrolyseurs folgen der durchgehende H2-Import, welcher in Abbildung 64 zu sehen ist.

Wasserstoffimport 2030 1. Szenario

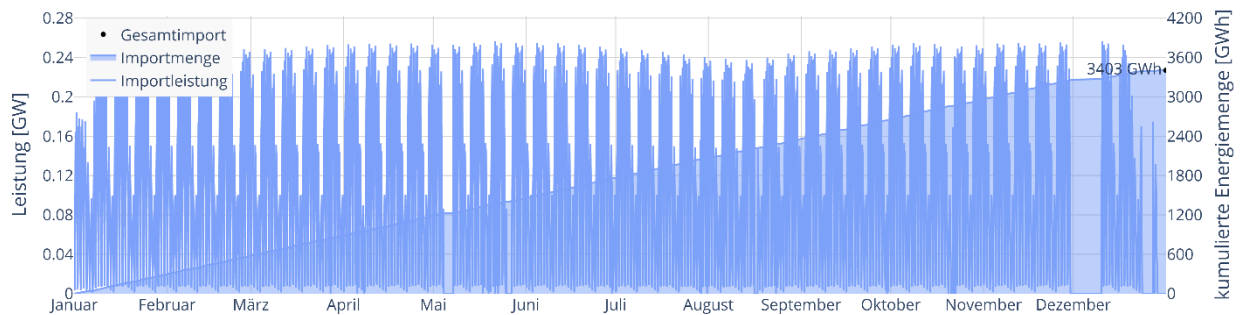


Abbildung 64: H2-Import im 1. Szenario 2030

Ebenso besteht der Bedarf eines durchgehenden Stromimports, der zu einer Gesamtmenge von 18,63 TWh zu einem Preis von 1,59 Milliarden € führt (siehe Abbildung 65 und Abbildung 66). Dies entspricht im Vergleich zum Referenzszenario einem Anstieg auf 174 % bezogen auf die Energiemenge ET S und auf 353 % bezogen auf die Kosten.

Stromimport 2030 1. Szenario

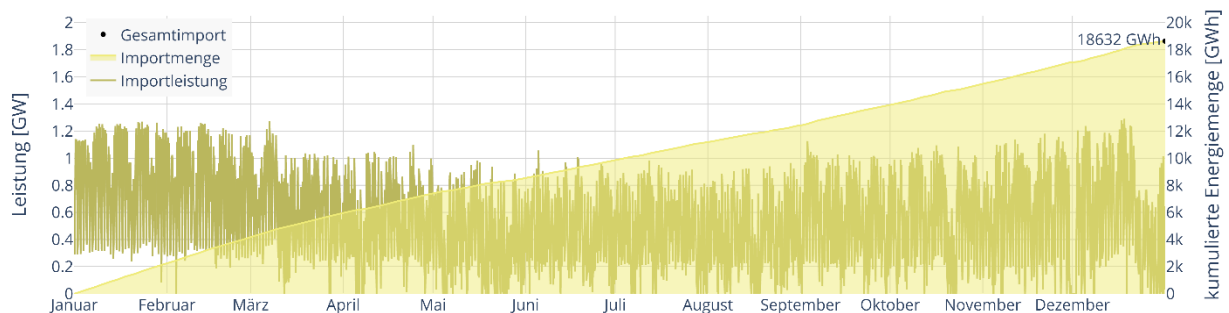


Abbildung 65: Stromimport im 1. Szenario 2030

Stromimportkosten 2030 1. Szenario

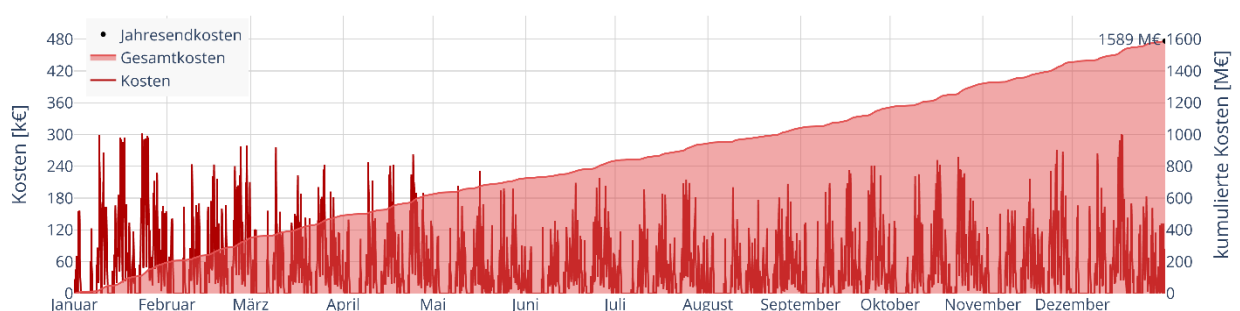


Abbildung 66: Stromimportkosten im 1. Szenario 2030

2. Szenario

Der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung im 2. Szenario auf etwa 149% schlägt sich in der gesteigerten Verwendung des Elektrolyseurs nieder. Wie in Abbildung 67 zu sehen beläuft sich die Gesamtproduktion auf 0,92 TWh, was einem Anstieg auf 256% entspricht.

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2030 2. Szenario

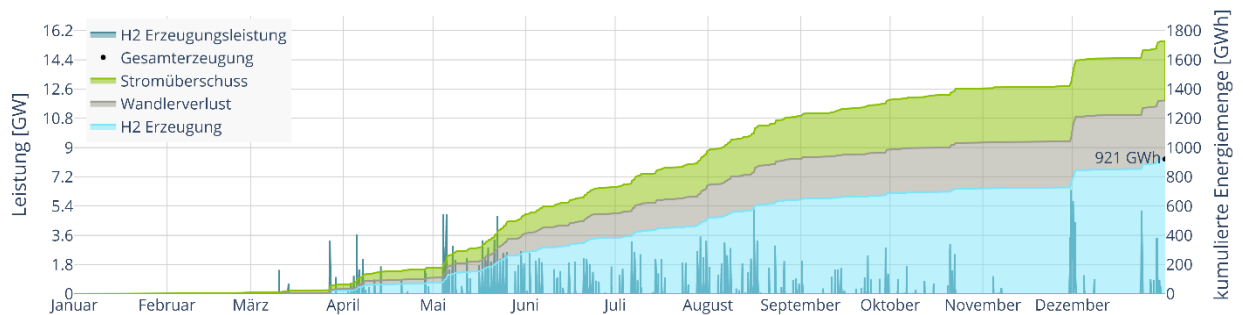


Abbildung 67: Elektrolyseverlauf im 2. Szenario 2030

Deutlich ist dies in Abbildung 68 und Abbildung 69 zu sehen. Es kommt in der beispielhaften Augustwoche nahezu täglich zu langen Perioden an überschüssigem Solarstrom, der für die Elektrolyse verwendet werden kann. Es muss dennoch Wasserstoff importiert werden, um den Bedarf an Tagen zu decken, an denen wenig produziert werden konnte.

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2030 2. Szenario

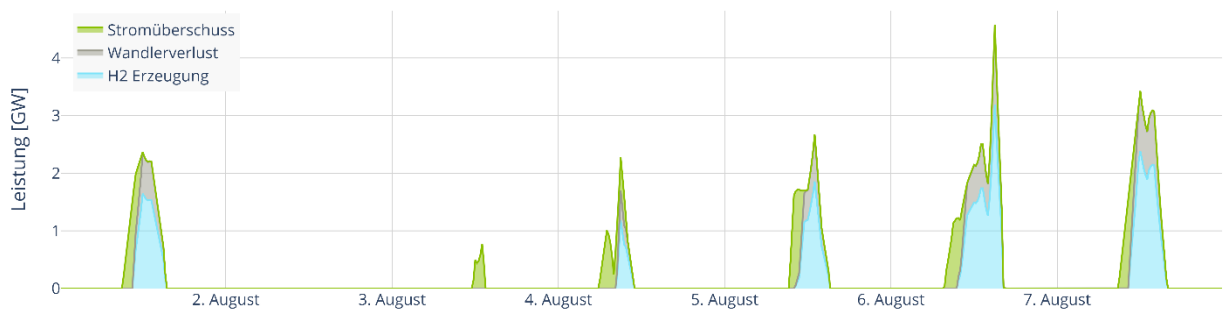


Abbildung 68: Elektrolyse in einer Augustwoche im 2. Szenario 2030

H₂ Residuallast 2030 2. Szenario

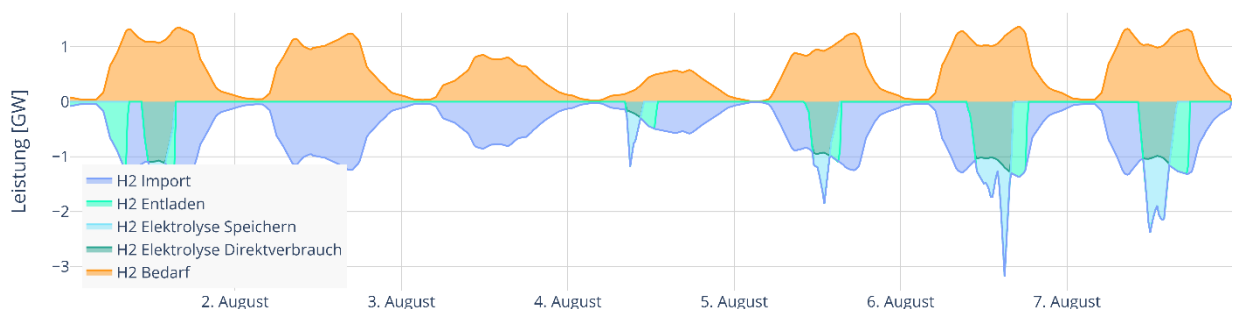


Abbildung 69: H₂-Residuallastkurven in einer Augustwoche im 2. Szenario 2030

Ein Blick auf die Herbstwoche ähnelt dem des 1. Szenarios stark. Die Produktionsmenge der windreichen Tage ist ausreichend, um den Bedarf mehrerer folgender Tage aus dem Speicher zu decken (Abbildung 70 und Abbildung 71).

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2030 2. Szenario

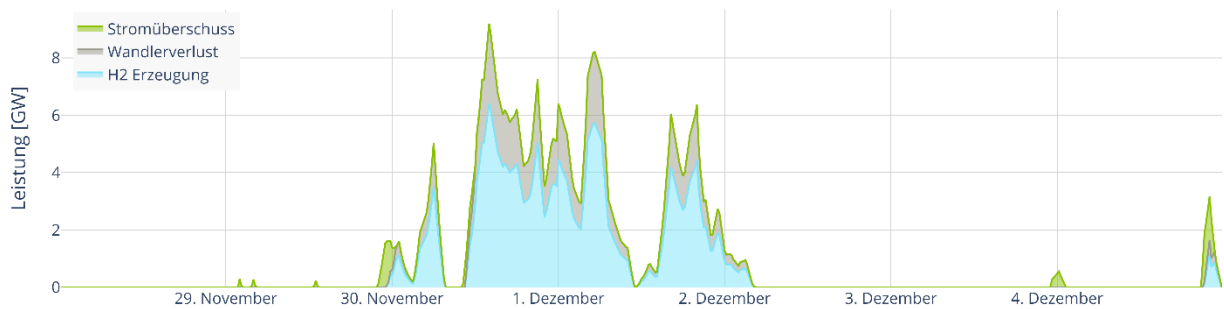


Abbildung 70: Elektrolyse in einer Novemberwoche im 2. Szenario 2030

H₂ Residuallast 2030 2. Szenario

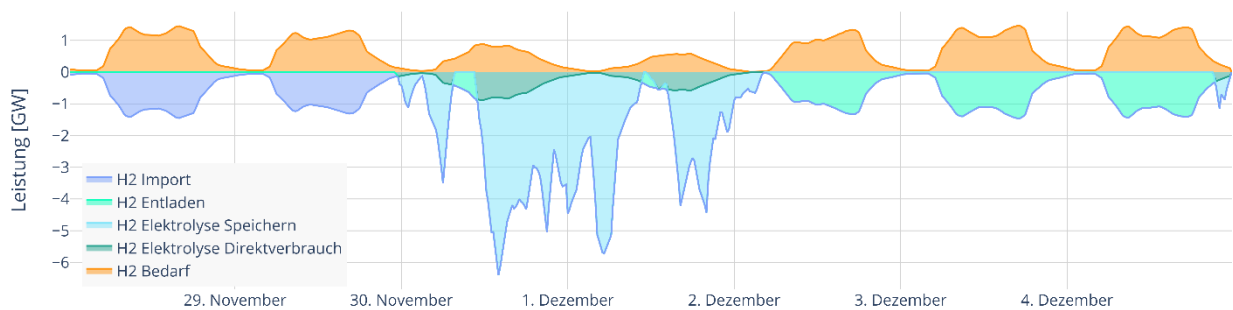


Abbildung 71: H₂-Residuallastkurven in einer Novemberwoche im 2. Szenario 2030

Derselbe Trend zeigt sich auch in der kumulierten Ansicht in Abbildung 72. Von den 5,23 TWh konnten gut 16,5% aus der Eigenproduktion gedeckt werden. Es musste dennoch das ganze Jahr hindurch importiert werden, was anhand der stetigen Steigung der Importkurve abzulesen ist.

H₂ Residuallast 2030 2. Szenario

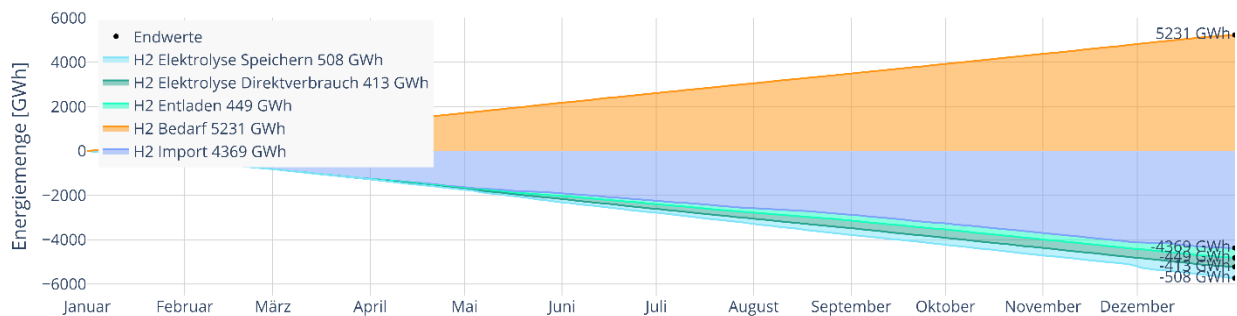


Abbildung 72: Kumulierte H₂-Residuallast im 2. Szenario 2030

Wie in Abbildung 73 zu sehen, ergab sich kein signifikanter Endfüllstand des Druckgasspeichers.

Druckgasspeicher Füllstand 2030 2. Szenario

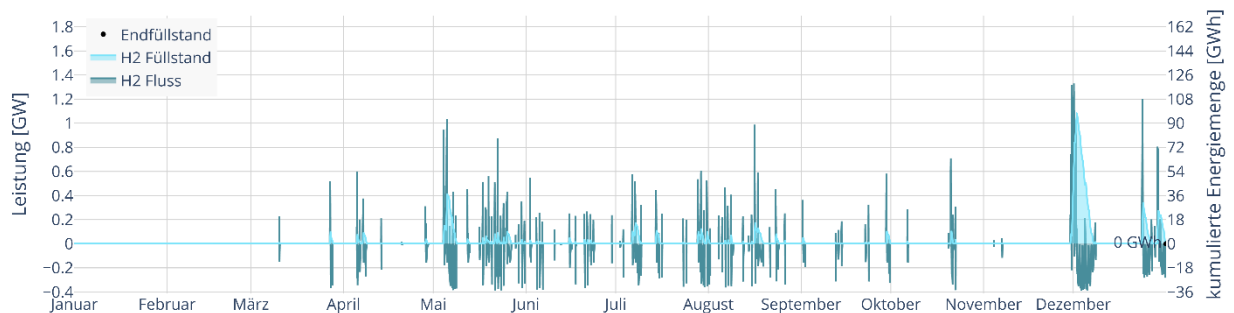


Abbildung 73: Füllstand und Befüllungskurven des H2-Druckgasspeichers im 2. Szenario 2030

Abbildung 74 zeigt, dass die Maximalleistung in etwa der des 1. Szenarios entspricht, der Betrieb jedoch in 691 Stunden und somit in 7,9% des Jahres möglich war.

H2 Erzeugungsverteilung 2030 2. Szenario

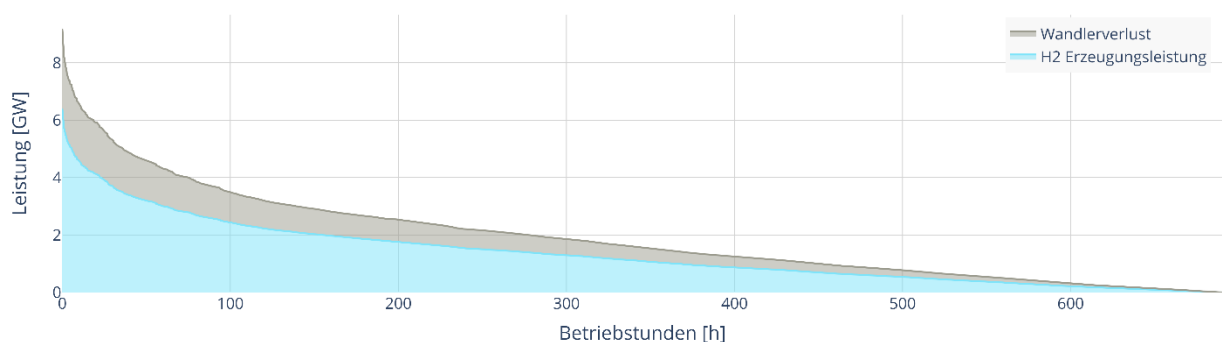


Abbildung 74: Erzeugungsverteilung der Elektrolyseleistung eines Jahres im 2. Szenario 2030

Die Importmenge an ET H2 beläuft sich auf 4,37 TWh, was dem erhöhten H2-Bedarf geschuldet ist (siehe Abbildung 75).

Wasserstoffimport 2030 2. Szenario

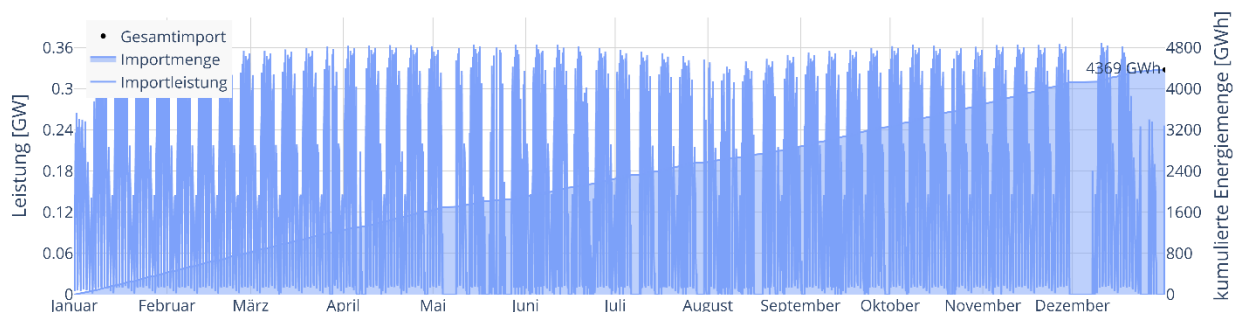


Abbildung 75: H2-Import im 2. Szenario 2030

Der Stromimport beläuft sich auf 14,7 TWh, was einem Anstieg auf 138% entspricht. Diese Energiemenge muss für 1,24 Milliarden € eingekauft werden; ein Anstieg auf 276% (siehe Abbildung 76 und Abbildung 77).

Stromimport 2030 2. Szenario

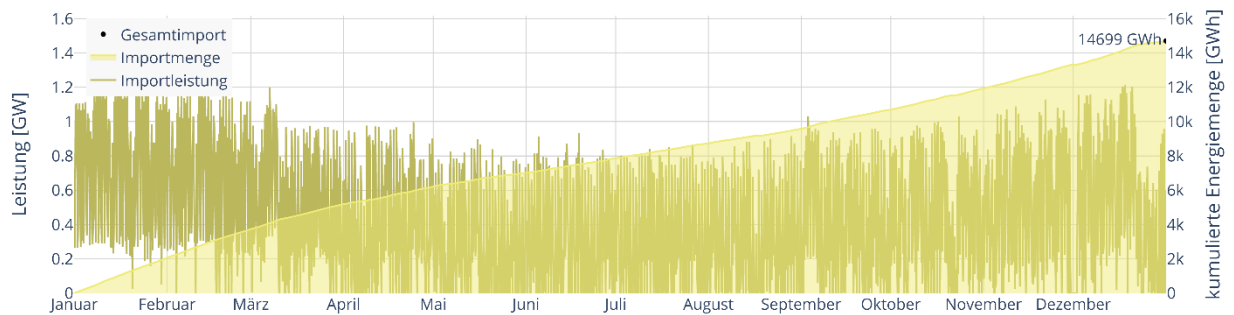


Abbildung 76: Stromimport im 2. Szenario 2030

Stromimportkosten 2030 2. Szenario

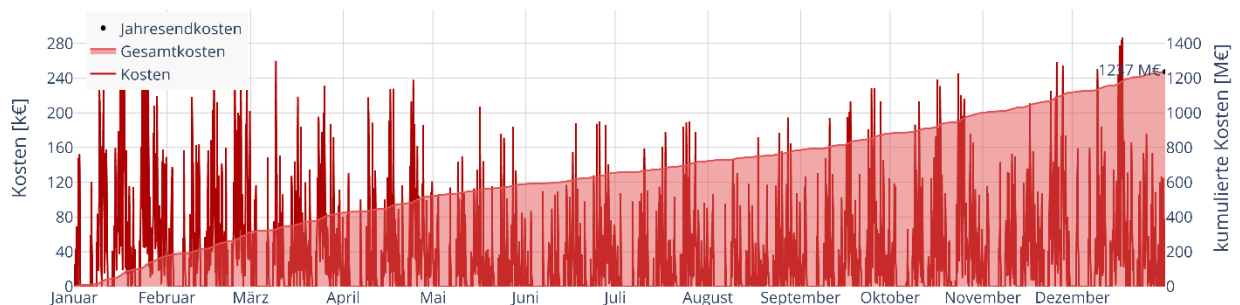


Abbildung 77: Stromimportkosten im 2. Szenario 2030

3. Szenario

Der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung auf 346% im 3. Szenario schlägt sich überdeutlich in einer H₂-Produktion von 9,6 TWh Wasserstoff nieder (siehe Abbildung 78). Dies entspricht einem Anstieg auf 2.675% im Vergleich zum Referenzszenario 2022.

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2030 3. Szenario

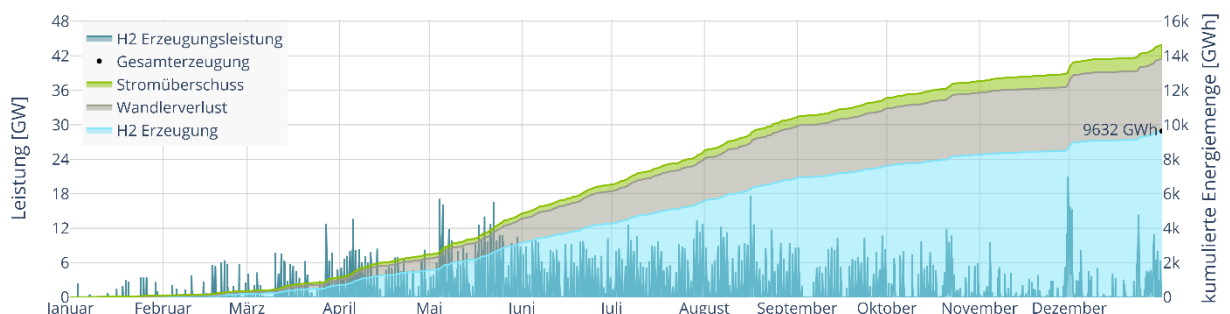


Abbildung 78: Elektrolyseverlauf im 3. Szenario 2030

Ein Blick auf Abbildung 79 und Abbildung 80 zeigt, dass die Photovoltaikkraftwerke jeden Tag eine Überproduktion aufweisen, die zudem beinahe alle Sonnenstunden abdeckt. Dementsprechend ergibt sich eine volle Deckung des H₂-Bedarfs durch die eigene Erzeugung.

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2030 3. Szenario

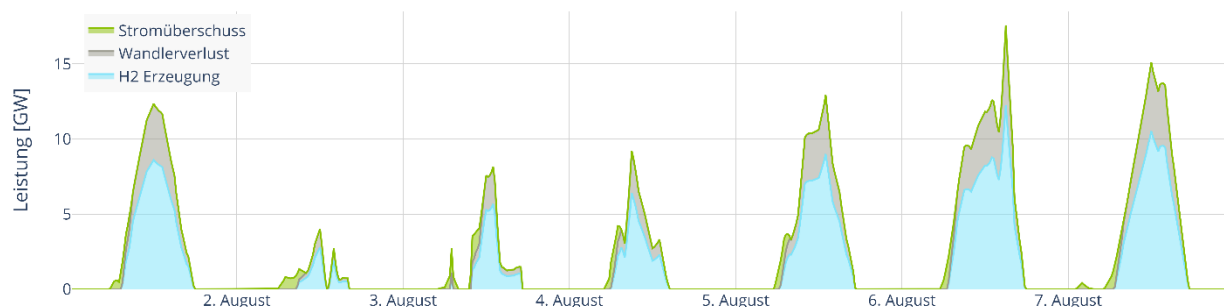


Abbildung 79: Elektrolyse in einer Augustwoche im 3. Szenario 2030

H₂ Residuallast 2030 3. Szenario

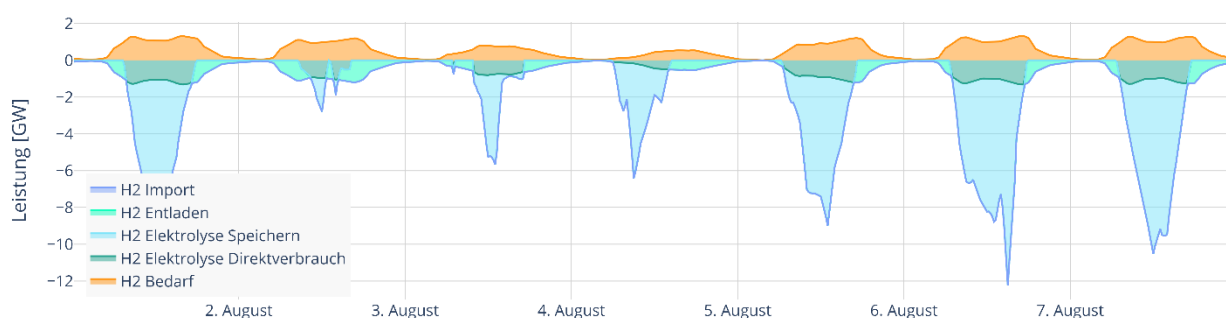


Abbildung 80: H₂-Residuallastkurven in einer Augustwoche im 3. Szenario 2030

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2030 3. Szenario

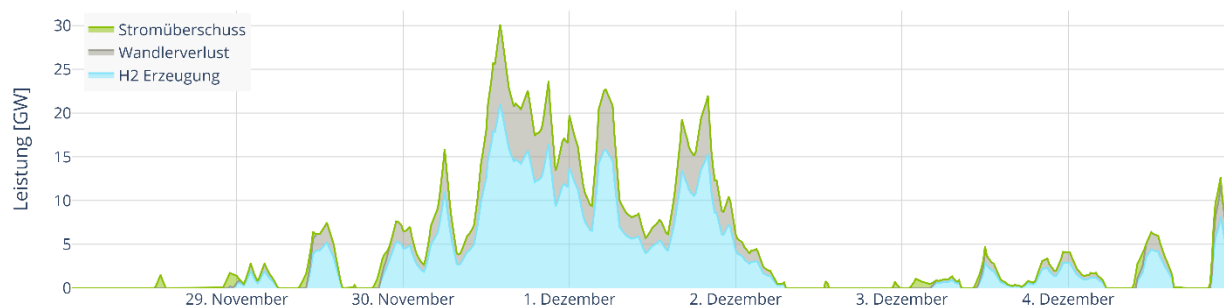


Abbildung 81: Elektrolyse in einer Novemberwoche im 3. Szenario 2030

H₂ Residuallast 2030 3. Szenario

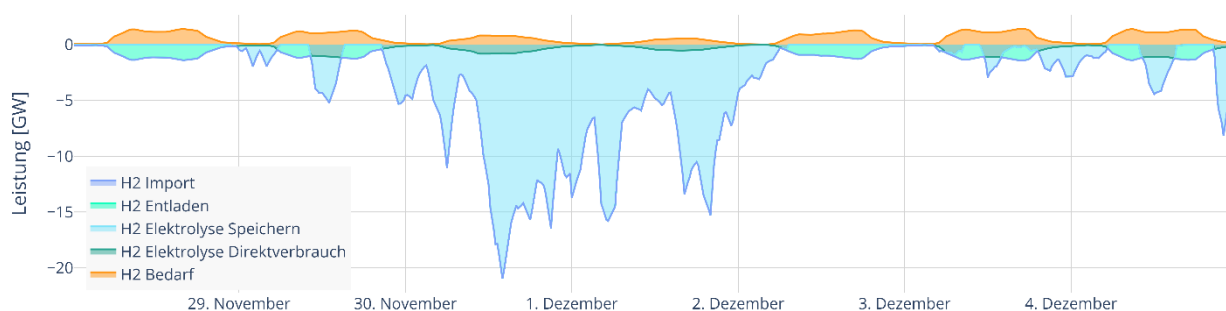


Abbildung 82: H₂-Residuallastkurven in einer Novemberwoche im 3. Szenario 2030

Dasselbe Bild ergibt sich für die ausgebauten Windkraftanlagen und die Herbstwoche in Abbildung 81 und Abbildung 82. In Abbildung 83 ergibt sich eine Deckung des H₂-Bedarfs durch die Eigenproduktion von 86%. Dies ist allerdings nur der Fall, da der Druckgasspeicher am Anfang des Jahres leer ist.

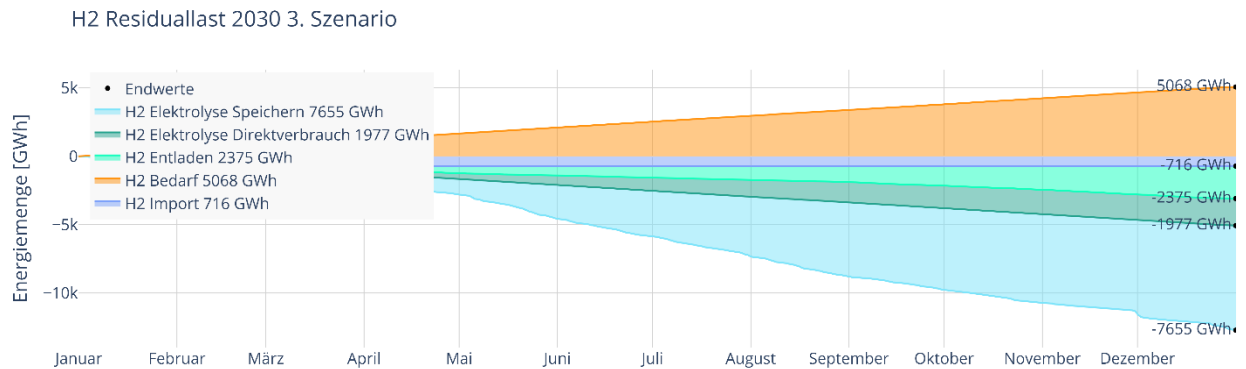


Abbildung 83: Kumulierte H₂-Residuallast im 3. Szenario 2030

Abbildung 84 zeigt, dass ein Endfüllstand von 4,7 TWh erreicht wird. In der Realität wird ein System dieser Größenordnung über mehrere Jahre hinweg aufgebaut, womit der zuvor notwendige H₂-Import leicht durch die eigene Speicherfüllung des Vorjahres gedeckt werden kann.

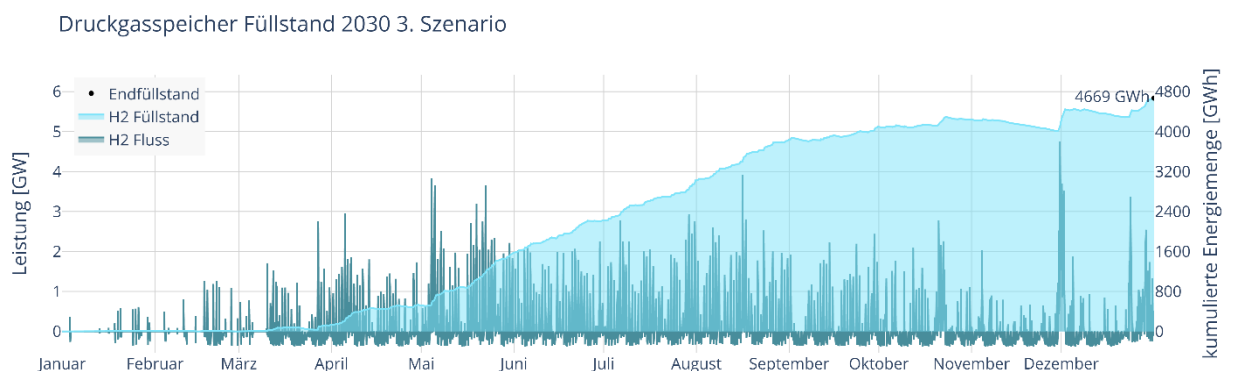


Abbildung 84: Füllstand und Befüllungskurven des H₂-Druckgasspeichers im 3. Szenario 2030

Die Verteilungskurve der Elektrolyseproduktion in Abbildung 85 zeigt eine auf knapp über 30 GW gesteigerte Leistung und 2758 Betriebsstunden, was 31,5% des Jahres entspricht.

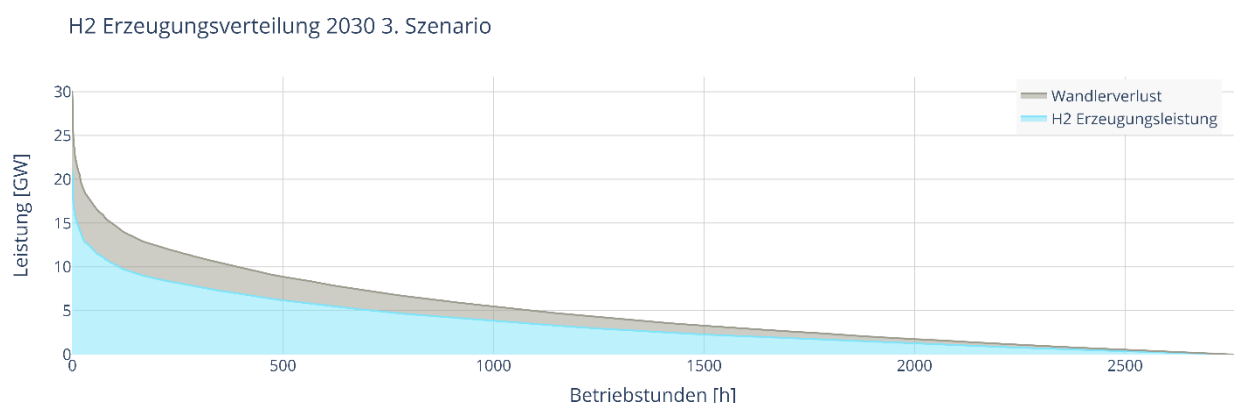


Abbildung 85: Erzeugungsverteilung der Elektrolyseleistung eines Jahres im 3. Szenario 2030

Wie bereits zuvor beschrieben, ist der H2-Import (Abbildung 86) nicht realistisch. Abhängig vom Speicherfüllstand zu Jahresbeginn ist kein H2-Import notwendig und die EMN ist 100% H2-autark.

Wasserstoffimport 2030 3. Szenario

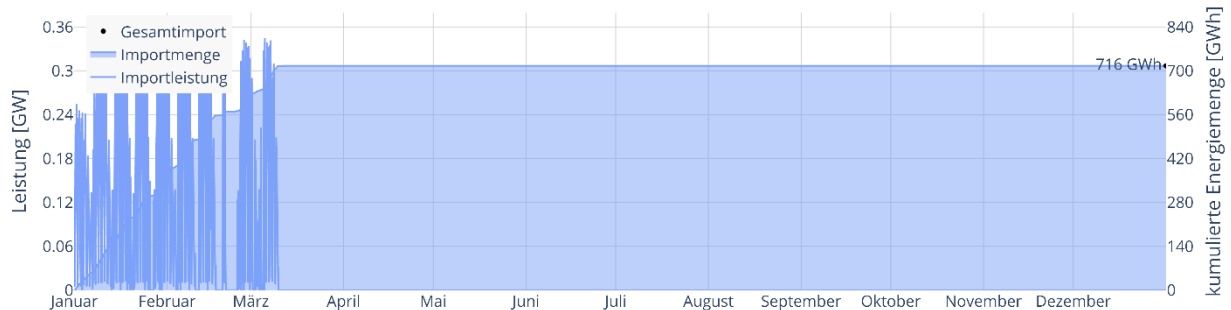


Abbildung 86: H2-Import im 3. Szenario 2030

Dies ist auf den ET E bezogen noch nicht der Fall. Abbildung 87 und Abbildung 88 zeigen, dass der Stromimport auf 8,5 TWh (80%) gesenkt wurde und die Kosten auf 690 Millionen € (153%) ansteigen. Im Vergleich: Das 1. Szenario führt zu einem Anstieg der Kosten auf 353% = 1,59 Milliarden €.

Stromimport 2030 3. Szenario

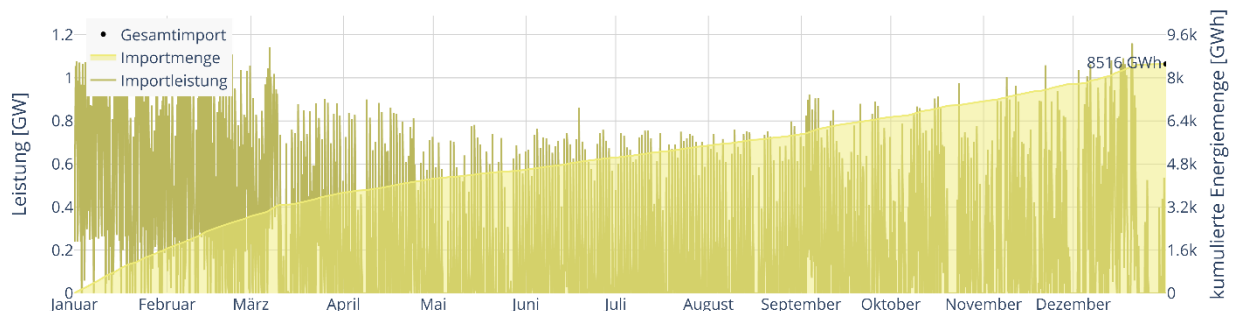


Abbildung 87: Stromimport im 3. Szenario 2030

Stromimportkosten 2030 3. Szenario

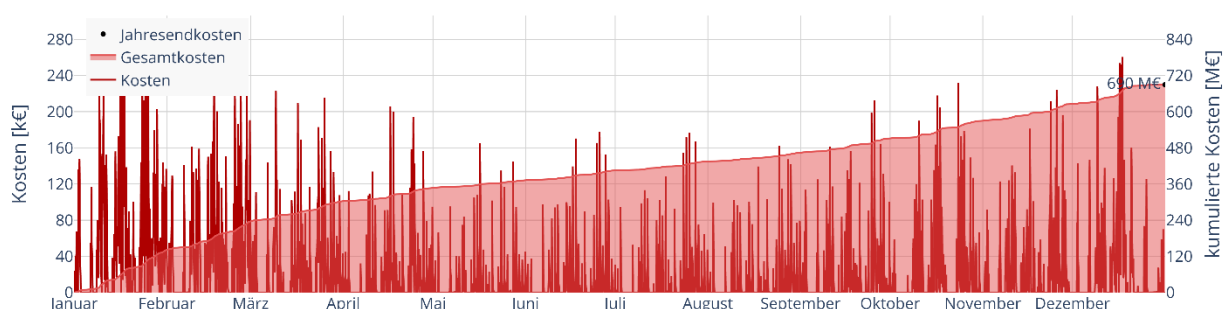


Abbildung 88: Stromimportkosten im 3. Szenario 2030

Jahr 2050

1. Szenario

Zum Jahr 2050 steigt die erneuerbare Erzeugung von 102% auf 182% im Vergleich zum Referenzszenario. Der Gesamtstrombedarf steigt nur leicht an, während der Wasserstoffbedarf durch industrielle Verbraucher und Verkehr signifikant ansteigt. Abbildung 89 zeigt eine Elektrolyseproduktion von 1,79 TWh und somit einem Anstieg auf 497%.

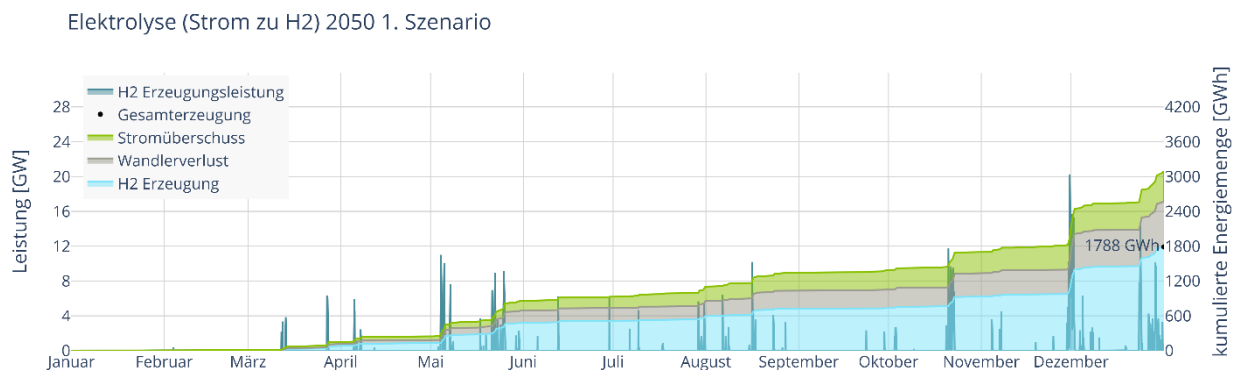


Abbildung 89: Elektrolyseverlauf im 1. Szenario 2050

Die Augustwoche in Abbildung 90 und Abbildung 91 zeigt im Vergleich zum 1. Szenario 2030 kaum mehr Betriebsstunden jedoch deutlich erhöhte Leistungen, womit durchaus der Bedarf einzelner Tage gedeckt werden kann.

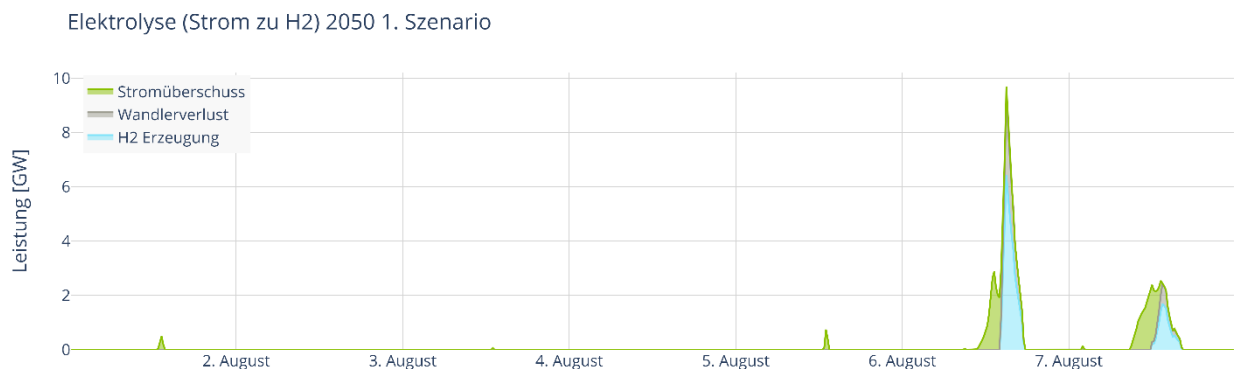


Abbildung 90: Elektrolyse in einer Augustwoche im 1. Szenario 2050

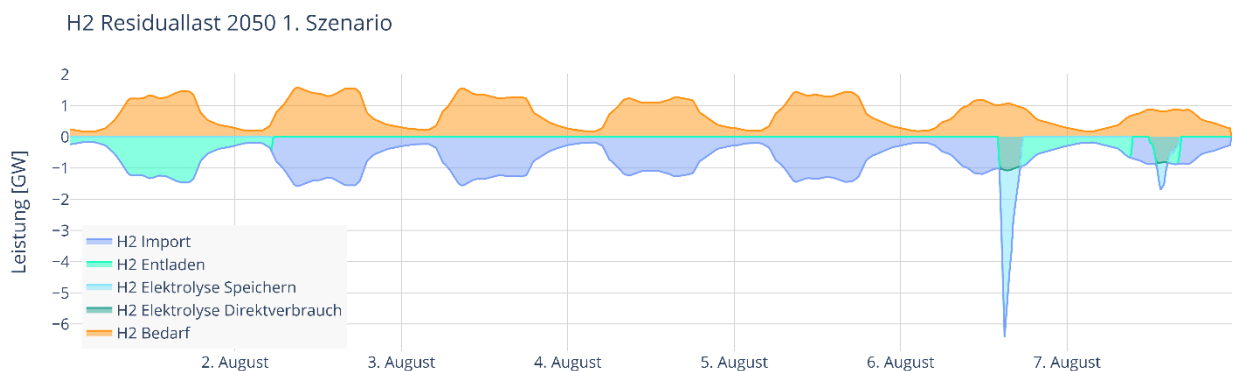


Abbildung 91: H₂-Residuallastkurven in einer Augustwoche im 1. Szenario 2050

Ähnlich verhält es sich mit der Herbstwoche in Abbildung 92 und Abbildung 93.

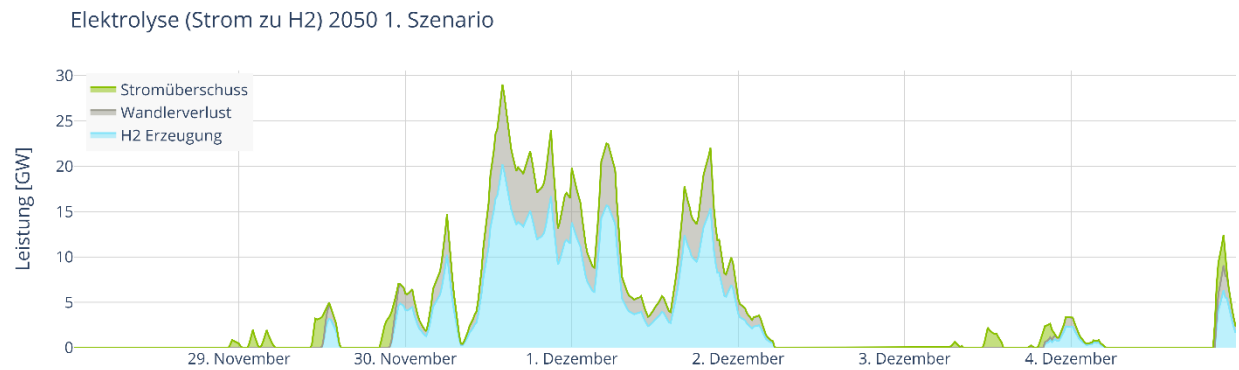


Abbildung 92: Elektrolyse in einer Novemberwoche im 1. Szenario 2050

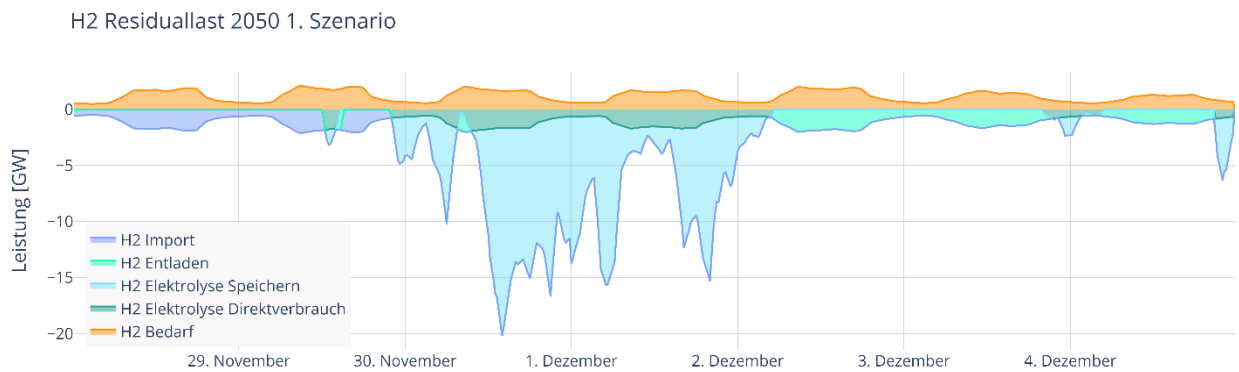


Abbildung 93: H₂-Residuallastkurven in einer Novemberwoche im 1. Szenario 2050

Der H₂-Bedarf konnte insgesamt zu 18,6 % aus der Eigenproduktion gedeckt werden (siehe Abbildung 94).

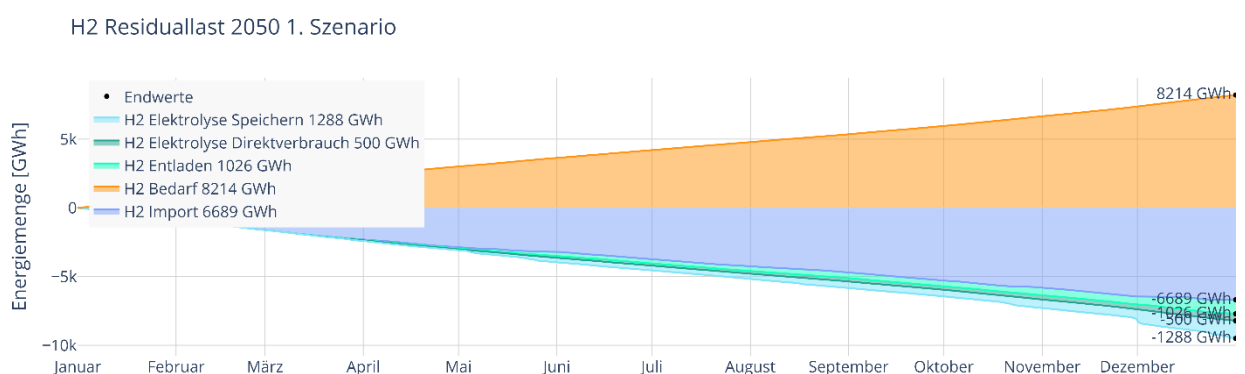


Abbildung 94: Kumulierte H₂-Residuallast im 1. Szenario 2050

Betrachtet man den Endfüllstand des Druckgasspeichers in Abbildung 95, so ist die Eigendeckung geringer, als wenn der Speicher am Jahresbeginn zu einem Teil gefüllt wäre. Diese Teilfüllung würde jedoch bereits innerhalb der ersten Woche des neuen Jahres aufgebraucht, wodurch sich die Eigendeckung nur geringfügig ändern würde.

Druckgasspeicher Füllstand 2050 1. Szenario

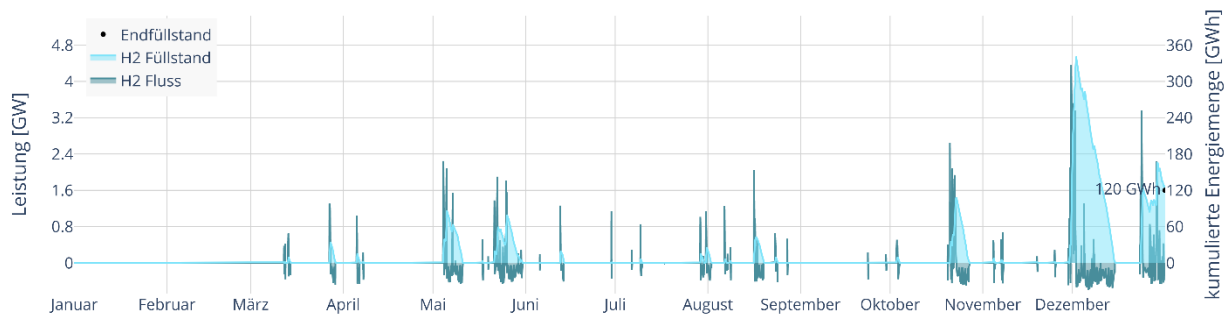


Abbildung 95: Füllstand und Befüllungskurven des H2-Druckgasspeichers im 1. Szenario 2050

Es ergeben sich 570 Betriebsstunden (6,5 % des Jahres) mit einer Maximalleistung etwas unter 30 GW (siehe Abbildung 96).

H2 Erzeugungsverteilung 2050 1. Szenario

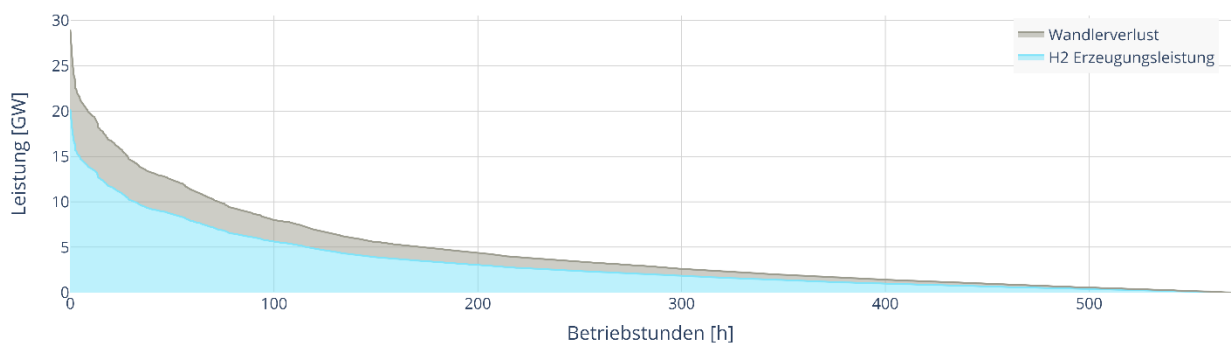


Abbildung 96: Erzeugungsverteilung der Elektrolyseleistung eines Jahres im 1. Szenario 2050

Bis auf ein paar Wochen im Jahr ist ein dauerhafter Import von Wasserstoff notwendig. Er beläuft sich auf eine Gesamtmenge von 6,7 TWh (siehe Abbildung 97). Dies ist eine Steigerung auf 197 % im Vergleich zum 1. Szenario 2030.

Wasserstoffimport 2050 1. Szenario

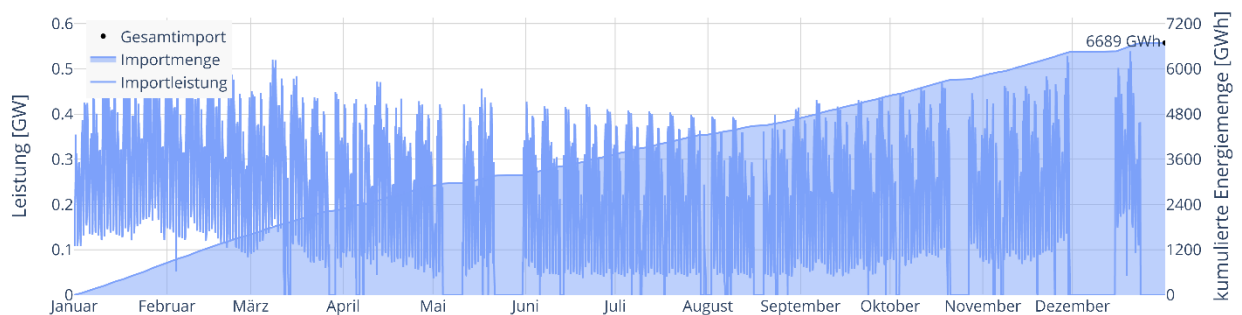


Abbildung 97: H2-Import im 1. Szenario 2050

Der Stromimport steigt nur leicht auf 19,7 TWh, was einem Anstieg auf 184% im Vergleich zum Referenzszenario entspricht. Die Kosten steigen auf 2,16 Milliarden €; ein Anstieg auf 480%.

Stromimport 2050 1. Szenario

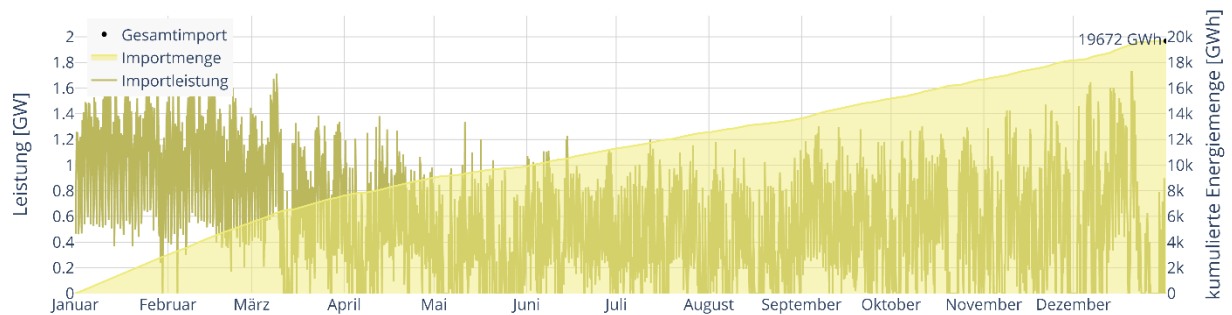


Abbildung 98: Stromimport im 1. Szenario 2050

Stromimportkosten 2050 1. Szenario

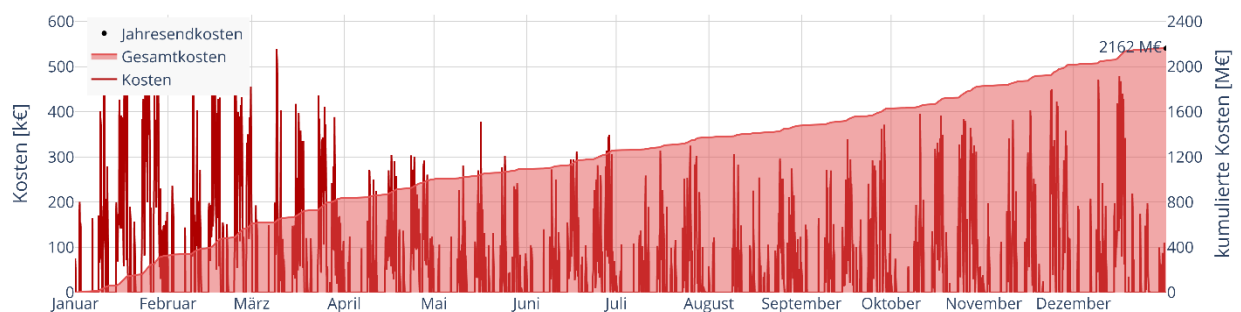


Abbildung 99: Stromimportkosten im 1. Szenario 2050

2. Szenario

Bei dem Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung auf 328% bis zum Jahr 2050 steigt die Elektrolysemenge in 2. Szenario auf 6,7 TWh (1861%) (siehe Abbildung 100).

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2050 2. Szenario

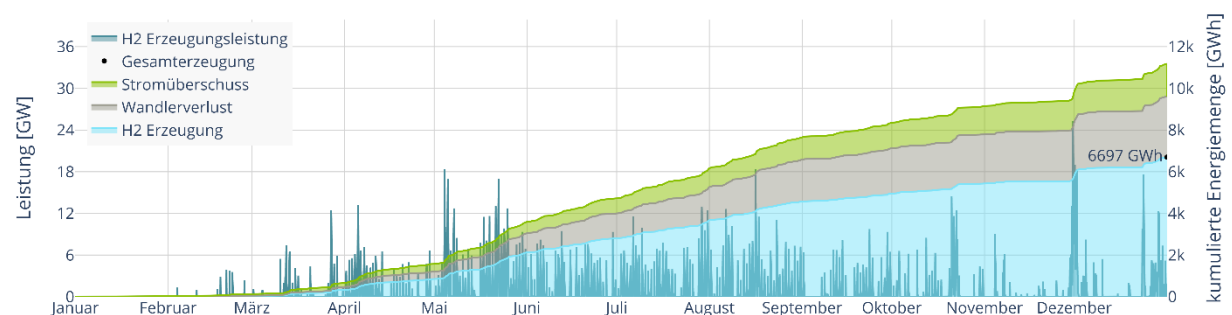


Abbildung 100: Elektrolyseverlauf im 2. Szenario 2050

Die H₂-Produktion in der ausgewählten Augustwoche deckt den H₂-Bedarf komplett ab (siehe Abbildung 101 bis Abbildung 104).

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2050 2. Szenario

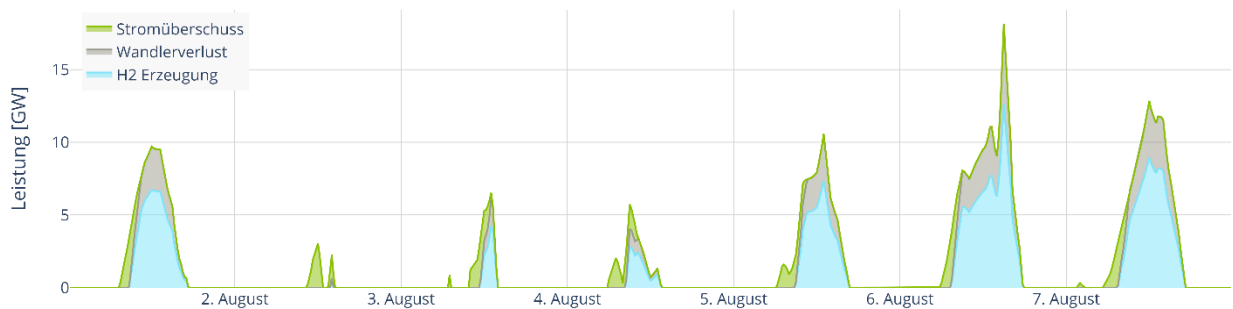


Abbildung 101: Elektrolyse in einer Augustwoche im 2. Szenario 2050

H₂ Residuallast 2050 2. Szenario

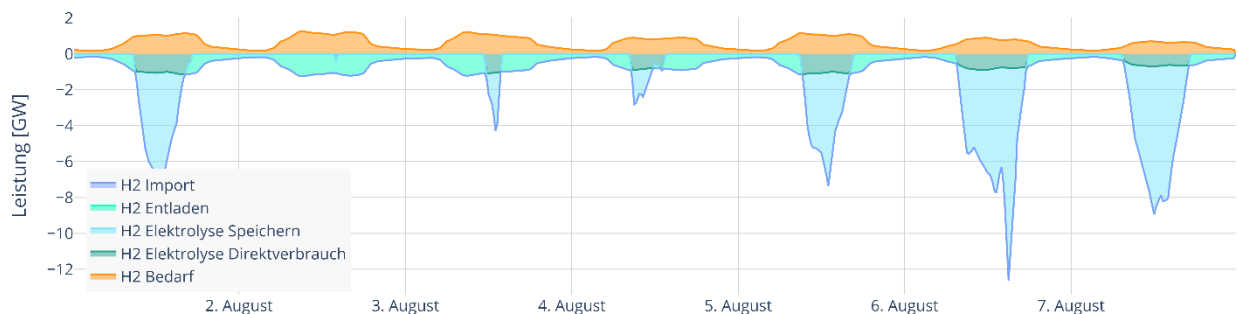


Abbildung 102: H₂-Residuallastkurven in einer Augustwoche im 2. Szenario 2050

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2050 2. Szenario

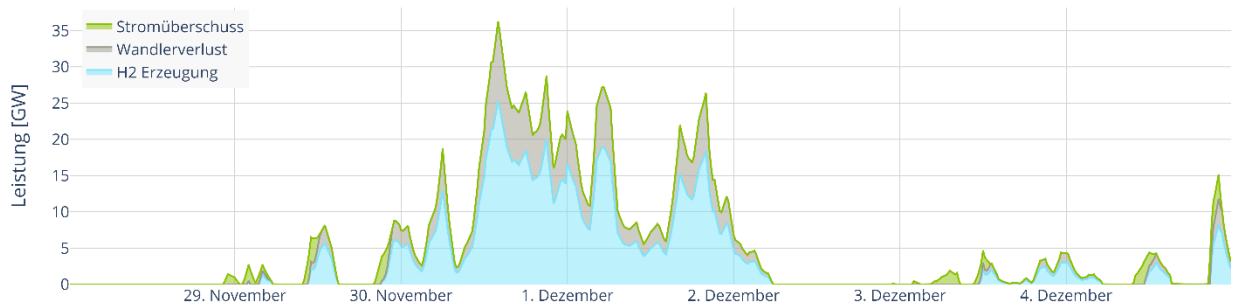


Abbildung 103: Elektrolyse in einer Novemberwoche im 2. Szenario 2050

H₂ Residuallast 2050 2. Szenario

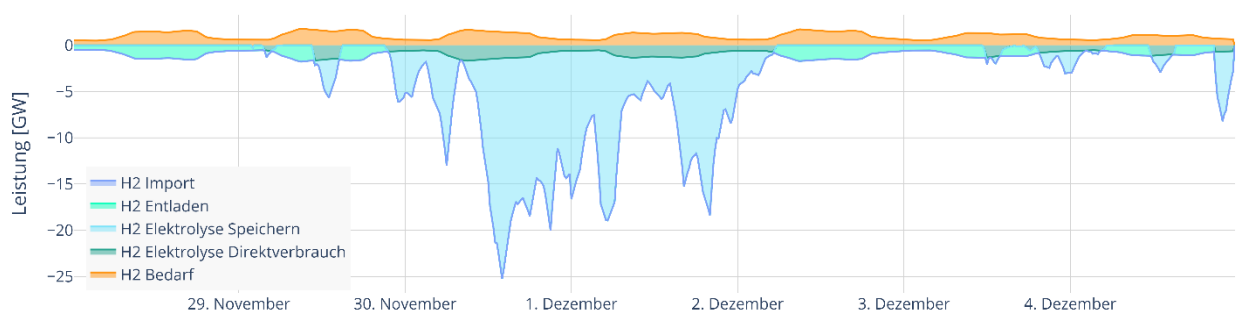


Abbildung 104: H₂-Residuallastkurven in einer Novemberwoche im 2. Szenario 2050

Der anfänglich leere Druckgasspeicher führt in Abbildung 105 erneut zu einem Scheinimport. Der H₂-Bedarf wird zu 100% durch die eigene H₂-Produktion gedeckt.

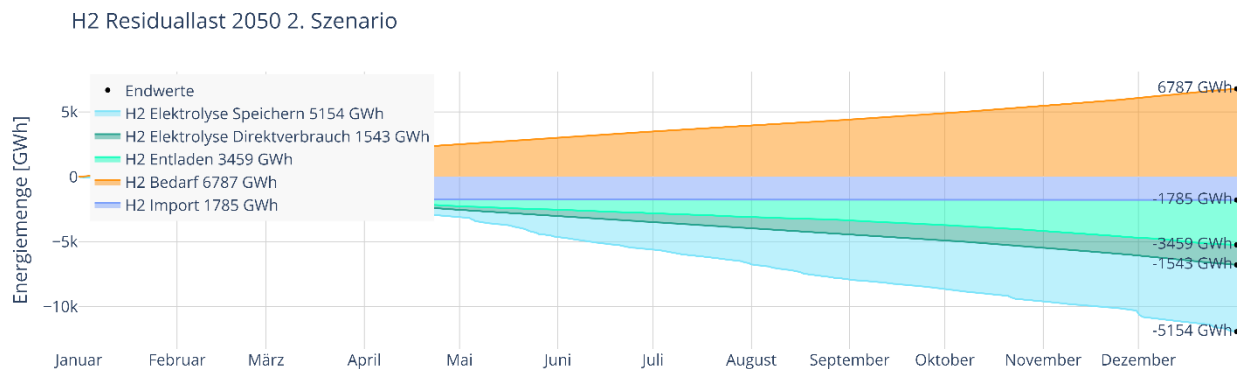


Abbildung 105: Kumulierte H₂-Residuallast im 2. Szenario 2050

Im Gegensatz zum 2. Szenario 2030 kommt es im Jahr 2050 zu einer H₂-Überproduktion und somit dem Jahresendfüllstand von 1,17 TWh, der in Abbildung 106 zu sehen ist.

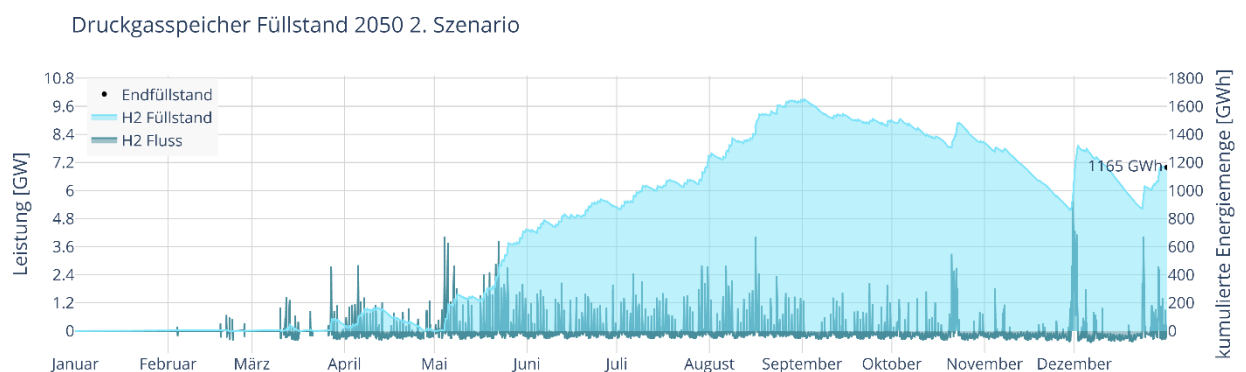


Abbildung 106: Füllstand und Befüllungskurven des H₂-Druckgasspeichers im 2. Szenario 2050

Es ergeben sich etwa 1.837 Betriebsstunden (21 % des Jahres) mit einer Maximalleistung von ca. 35 GW (siehe Abbildung 107).

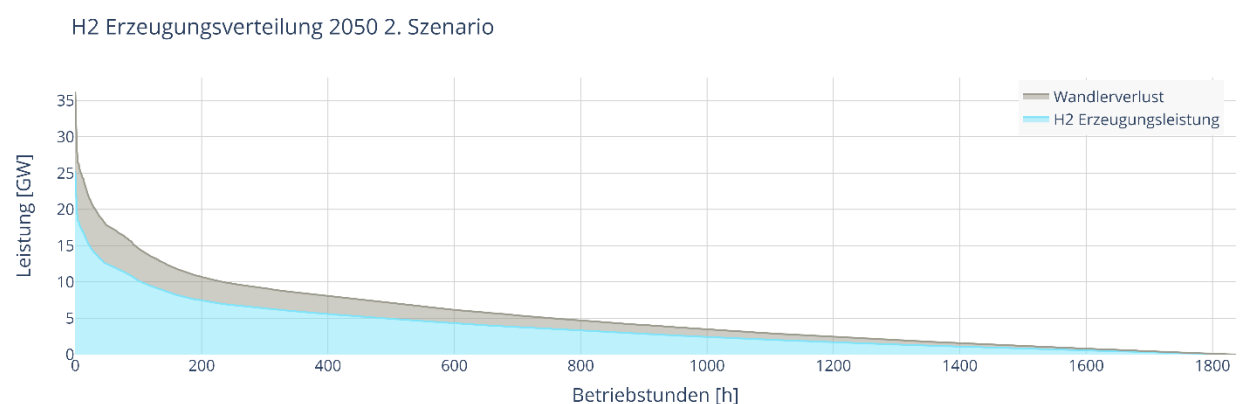


Abbildung 107: Erzeugungsverteilung der Elektrolyseleistung eines Jahres im 2. Szenario 2050

Der in Abbildung 108 aufgezeichnete H₂-Import ist lediglich der Effekt der leeren Druckgasspeicher zum Start

der Simulation. Bei 1.165 GWh Endfüllstand würde dieser etwa 65% der importierten 1.785 GWh des kommenden Jahres decken. Es ergibt sich somit eine geschätzte H₂-Autarkie von 90%.

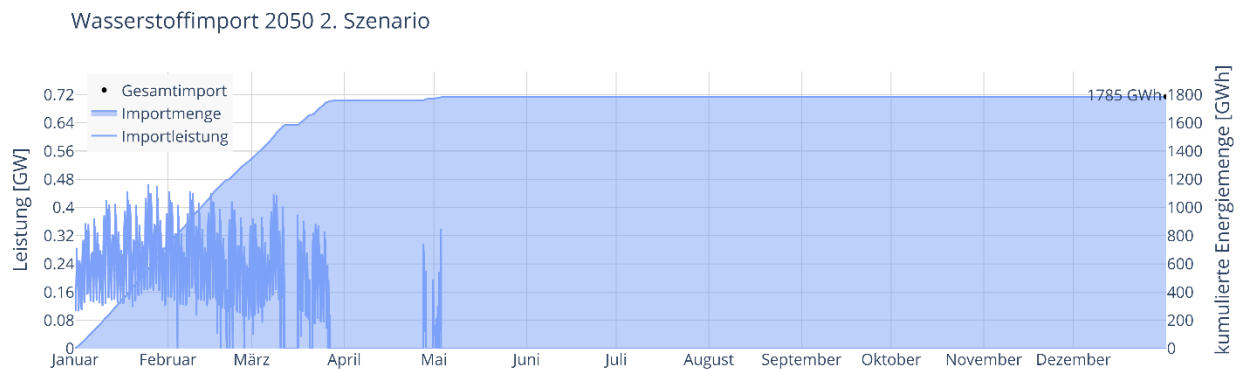


Abbildung 108: H₂-Import im 2. Szenario 2050

Der Stromimport sinkt unmerklich auf 14,1 TWh ab; er verbleibt bei etwa 132% im Vergleich zum Referenzszenario 2022 (siehe Abbildung 109). Die Kosten hingegen steigen mit 1,5 Milliarden auf 336% (siehe Abbildung 110).

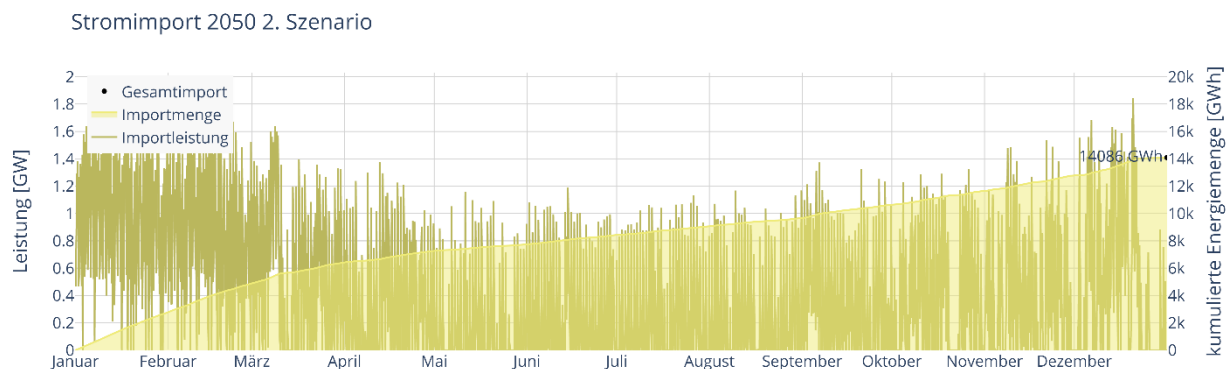


Abbildung 109: Stromimport im 2. Szenario 2050

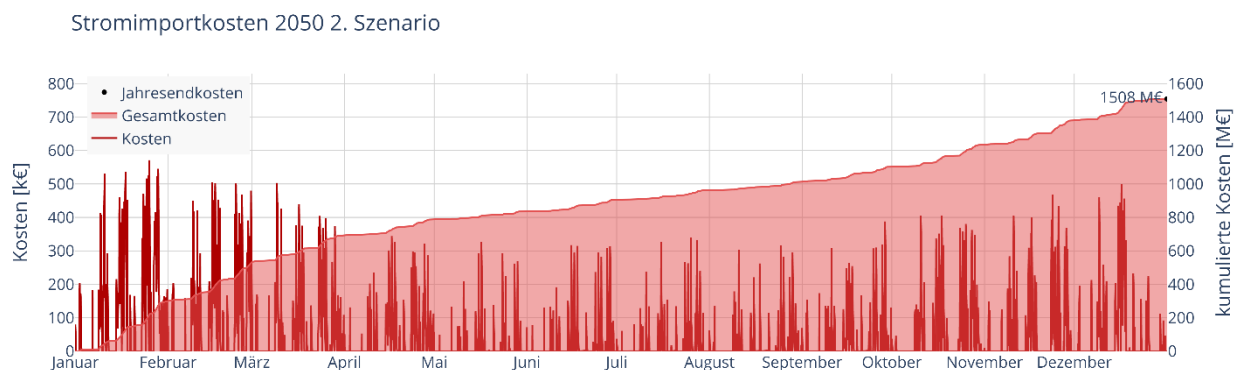


Abbildung 110: Stromimportkosten im 2. Szenario 2050

3. Szenario

Wie zuvor kommt es aufgrund des starken Ausbaus der erneuerbaren Erzeugung im 3. Szenario auf 472 % zu einer erheblichen H₂-Produktion. Wie in Abbildung 111 zu sehen, beträgt die Gesamtproduktionsmenge 14,15 TWh. Dies ist ein Anstieg von bereits 2.675% im Jahr 2030 auf 3.931% im Jahr 2050.

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2050 3. Szenario

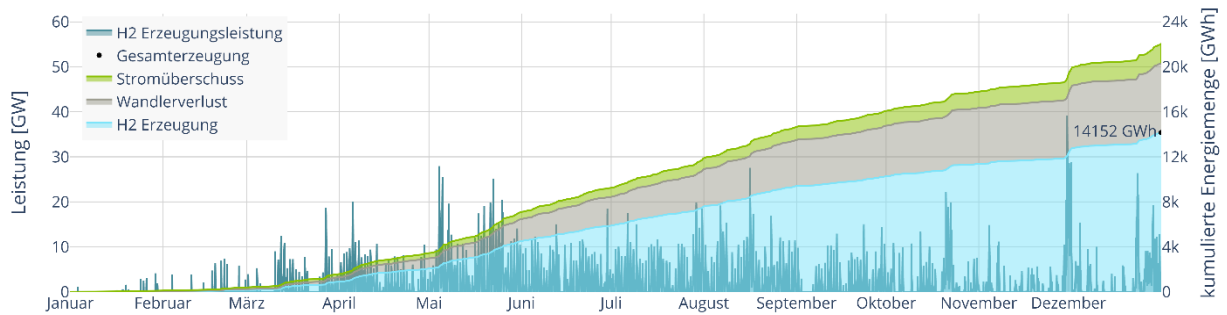


Abbildung 111: Elektrolyseverlauf im 3. Szenario 2050

Die August- und Herbstwochen aus Abbildung 112 bis Abbildung 115 zeigen erhebliche und langanhaltende Mehrproduktion durch Solar- und Windkraftwerke. Die daraus folgende Elektrolyse deckt den H₂-Bedarf.

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2050 3. Szenario

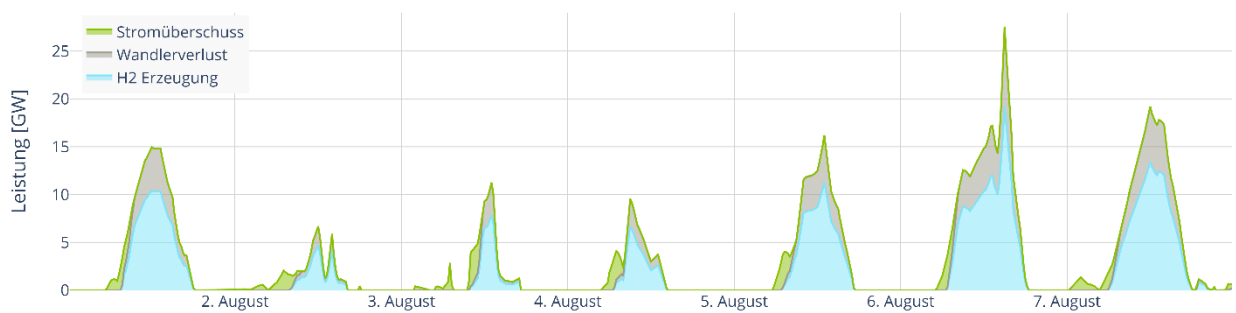


Abbildung 112: Elektrolyse in einer Augustwoche im 3. Szenario 2050

H₂ Residuallast 2050 3. Szenario

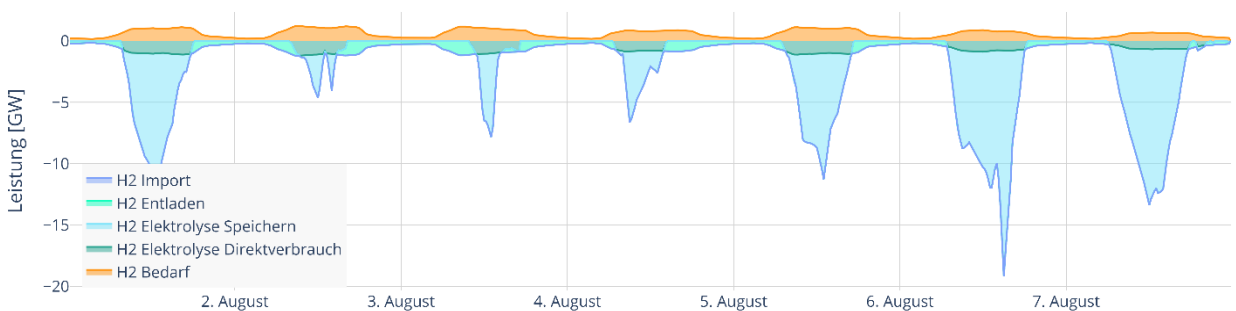


Abbildung 113: H₂-Residuallastkurven in einer Augustwoche im 3. Szenario 2050

Elektrolyse (Strom zu H₂) 2050 3. Szenario

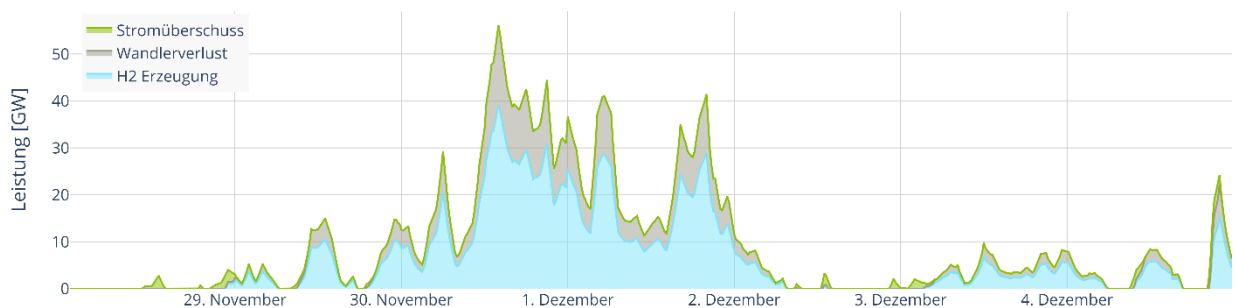


Abbildung 114: Elektrolyse in einer Novemberwoche im 3. Szenario 2050

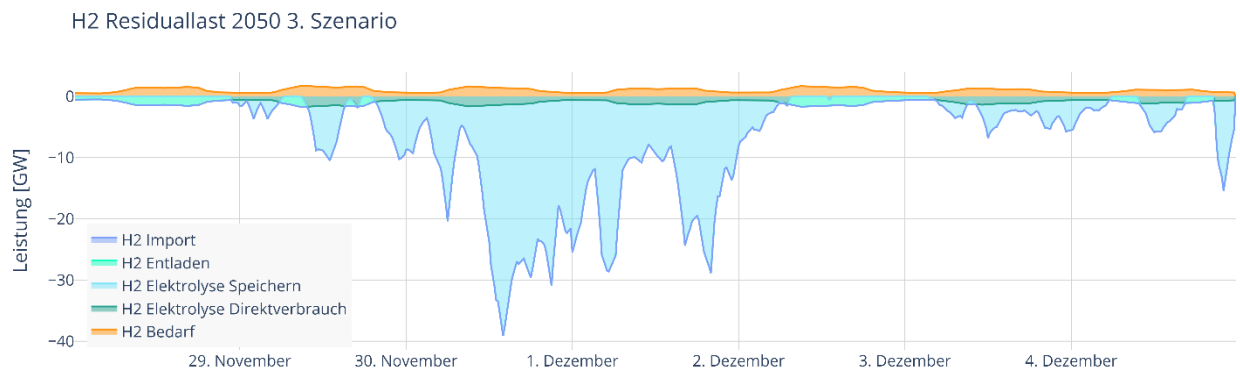


Abbildung 115: H2-Residuallastkurven in einer Novemberwoche im 3. Szenario 2050

Diese 100 % Deckung des Bedarfs ist ebenso in Abbildung 116 zu sehen. Der H2-Import ist erneut den leeren Druckgasspeicherständen zum Jahresanfang verschuldet und ist nicht realistisch.

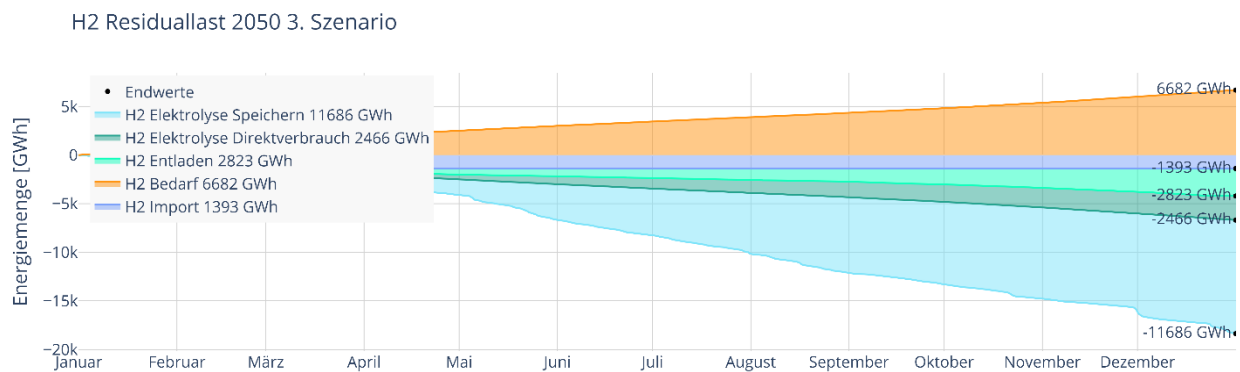


Abbildung 116: Kumulierte H2-Residuallast im 3. Szenario 2050

Die Überproduktion an H2 beläuft sich auf 7,98 TWh, wenn der Anfangsimport vom Endfüllstand aus Abbildung 117 abgezogen wird.

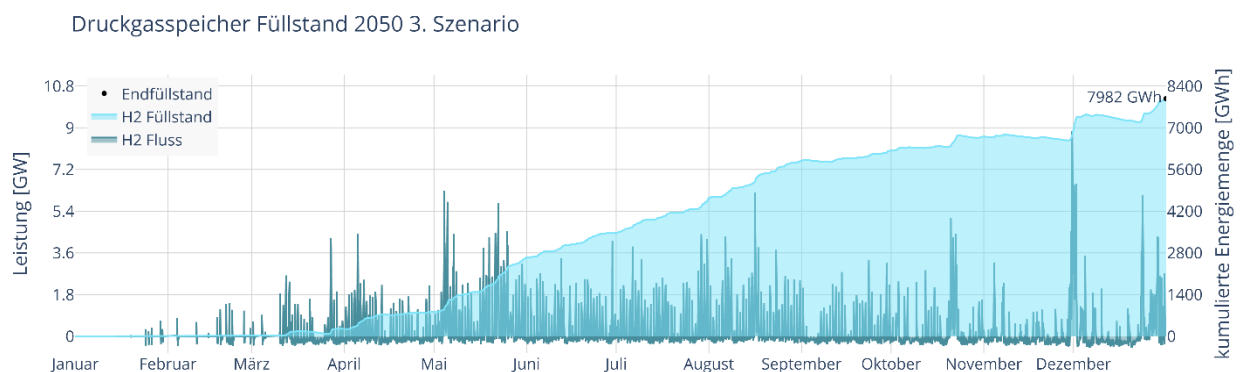


Abbildung 117: Füllstand und Befüllungskurven des H2-Druckgasspeichers im 3. Szenario 2050

Abbildung 118 zeigt, dass die Elektrolyse insgesamt 2.914 Stunden in Betrieb war; dies sind 33,3% des Jahres. Es wurde eine Maximalleistung von etwas über 50 GW erreicht.

H2 Erzeugungsverteilung 2050 3. Szenario

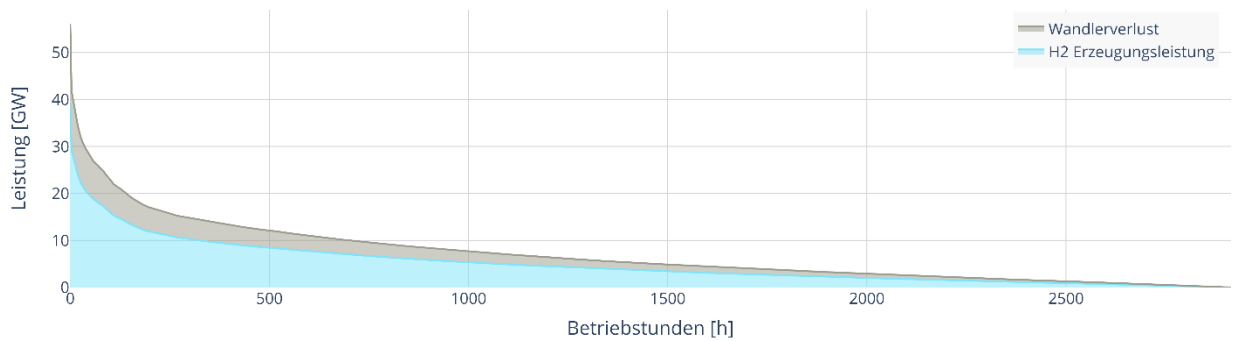


Abbildung 118: Erzeugungsverteilung der Elektrolyseleistung eines Jahres im 3. Szenario 2050

Abbildung 119 zeigt erneut den H2-Import zum Jahresbeginn, der jedoch gut durch die H2-Produktion des Vorjahres gedeckt werden können sollte.

Wasserstoffimport 2050 3. Szenario

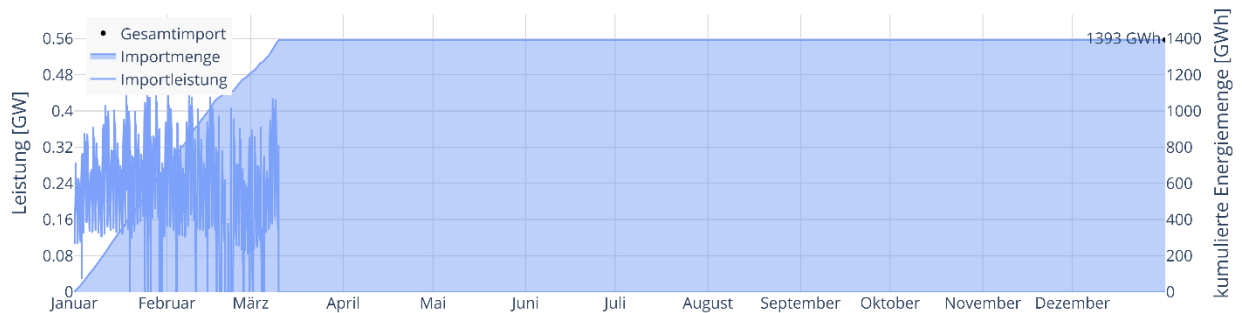


Abbildung 119: H2-Import im 3. Szenario 2050

Nichtsdestotrotz muss weiterhin ganzjährig Strom importiert werden. Wie in Abbildung 120 und Abbildung 121 zu sehen, insgesamt 9,1 TWh für 0,96 Milliarde €. Dies ist eine Senkung auf 85% bei der Energiemenge und ein Anstieg auf 211% bei den Kosten im Vergleich zum Referenzszenario 2022.

Stromimport 2050 3. Szenario

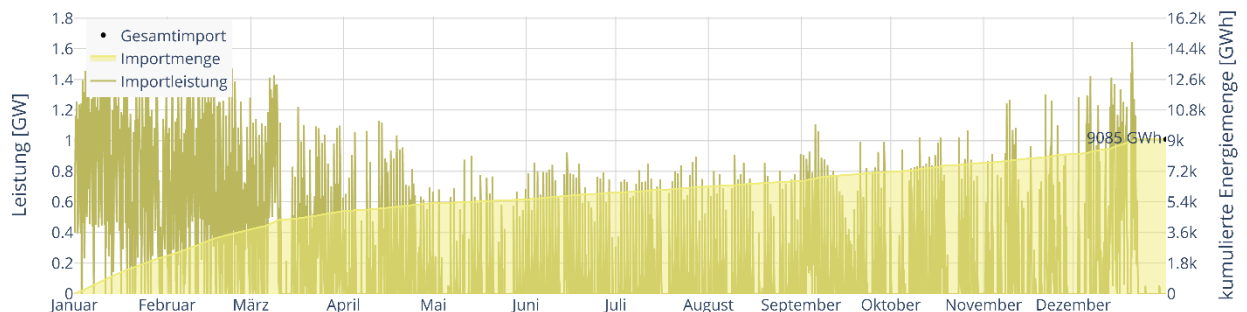


Abbildung 120: Stromimport im 3. Szenario 2050

Stromimportkosten 2050 3. Szenario

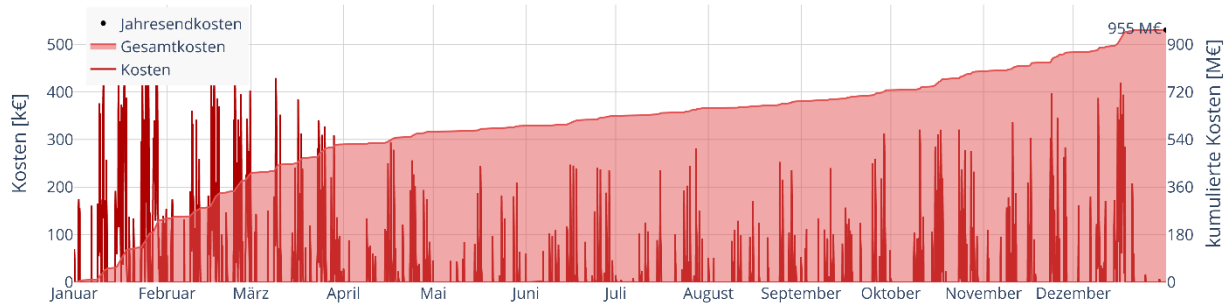


Abbildung 121: Stromimportkosten im 3. Szenario 2050

3.5.6 Szenarienvergleich

Da die Größe der Stromspeicher eine zentrale Rolle im Gesamtsystem spielen, wurde diese zusätzlich je Szenario variiert. Die numerischen Werte der verschiedenen Szenarien sind in Tabelle 24 als absolute und in Tabelle 25 sind die relativen Werte zu finden. Die Zeilen mit 0x enthalten die Ergebnisse einer Simulation ohne jegliche Batteriespeicher. Die 1x bezeichnet die Werte einer Simulation, die rein auf den originalen Inputdaten basiert. In der Reihe 10x wurde die Kapazität und Leistung der Lithium-Ionen-Speicher auf das 10-fache gesetzt.

Zur besseren Vergleichbarkeit der Szenarien wurde der Eigenverbrauch ϕ_{EV} sowie die Eigenversorgung ϕ_{EP} hinzugefügt, die sich wie folgt berechnen:

$$\phi_{EV} = \frac{E_V - E_I}{E_P} \text{ für } E_P \neq 0, \text{ sonst } 0$$

$$\phi_{EP} = \frac{E_V - E_I}{E_V} \text{ für } E_V \neq 0, \text{ sonst } 0$$

$$E_V = E_B + E_{SoC,+} + E_{W-}$$

$$E_P = E_G + E_{SoC,-} + E_{W+}$$

mit dem Gesamtverbrauch E_V , der Gesamterzeugung E_P , dem Gesamtimport E_I , dem Grundbedarf E_B , dem Wandlerbedarf E_{W-} , der Wandlerproduktion E_{W+} , der Grundproduktionsmenge E_G sowie der geladenen Energiemenge $E_{SoC,+}$ und der entladenen Energiemenge $E_{SoC,-}$. Durch die Berücksichtigung der Speicher ergeben sich erhebliche Unterschiede zur einfachen Berechnung ohne $E_{SoC,\pm}$ und E_W , welche hier jedoch nicht vernachlässigt werden konnten. Da E_{W-} durch die als unendlich angenommene Leistungs- und Kapazitätsgrenzen des Elektrolyseurs immer gleich der Überproduktion an Strom ist, ist ein Eigenverbrauch des Energieträgers Strom von 1 zu erwarten.

Im Fall $E_V \neq E_I$ gilt: sind Eigenverbrauch und Eigenversorgung in etwa gleich, so wird im Jahr genauso viel produziert wie verbraucht. Bei einer negativen Differenz von $\phi_{EP} - \phi_{EV} < 0$ muss zusätzlich importiert werden. Im umgekehrten Fall $\phi_{EP} - \phi_{EV} > 0$ hat man einen bilanziellen Überschuss.

Die CO₂-Bilanz der EMN hängt dabei zum einen vom Energiemix im Stromimport und zum anderen vom Energiemix im Wasserstoffimport ab. Da numerische Werte zur CO₂-Gewichtung der Importmengen fehlen, kann lediglich die reine Menge betrachtet werden. Besonderes Augenmerk sollte bei der Auswertung der Tabelle auf die folgenden Zeilen fallen:

- Stromimport und H₂-Import
- Stromimportkosten
- H₂ Erzeugung und maximale Elektrolyseleistung
- Elektrolyse Betriebsstunden
- Strom- und H₂-Eigenversorgung

Tabelle 24: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse

		2022	2030 1. Sz	2030 2. Sz	2030 3. Sz	2050 1. Sz	2050 2. Sz	2050 3. Sz
Strombedarf [TWh]	0x	19,61	27,85	27,42	27,29	34,23	35,39	33,25
	1x	19,61	27,85	27,42	27,29	34,23	35,39	33,25
	10x	19,61	27,85	27,42	27,29	34,23	35,39	33,25
Stromerzeugung [TWh]	0x	9,45	9,62	14,07	32,67	17,16	31	44,59
	1x	9,45	9,62	14,07	32,67	17,16	31	44,59
	10x	9,45	9,62	14,07	32,67	17,16	31	44,59
Stromimport [TWh]	0x	10,71	18,73	15,07	9,25	20,16	15,52	10,69
	1x	10,68	18,63	14,7	8,52	19,67	14,09	9,09
	10x	10,62	18,44	13,77	5,08	18,73	10,21	5,39
Stromimportkosten [Milliarden €]	0x	0,45	1,6	1,27	0,76	2,22	1,68	1,16
	1x	0,45	1,59	1,24	0,69	2,16	1,51	0,95
	10x	0,45	1,57	1,15	0,41	2,05	1,12	0,57
Stromüberschuss [TWh]	0x	0,55	0,5	1,73	14,63	3,08	11,13	22,03
	1x	0,51	0,4	1,32	13,82	2,57	9,61	20,31
	10x	0,43	0,19	0,32	9,98	1,43	5,14	15,67
H₂ Bedarf [TWh]	0x	0	3,65	5,23	5,07	8,21	6,79	6,68
	1x	0	3,65	5,23	5,07	8,21	6,79	6,68
	10x	0	3,65	5,23	5,07	8,21	6,79	6,68
H₂ Erzeugung [TWh]	0x	0,38	0,35	1,2	10,19	2,15	7,75	15,35
	1x	0,36	0,28	0,92	9,63	1,79	6,7	14,15
	10x	0,3	0,13	0,22	6,95	1	3,58	10,92
Max. Elektrolyseleistung [GW]	0x	5,8	8,5	9,2	30,1	29,0	36,3	56,2
	1x	5,8	8,5	9,2	30,1	29,0	36,3	56,2
	10x	5,8	8,1	9,1	30,0	28,8	36,1	56,0
Elektrolyse Betriebsstunden [h]	0x	692	357	1122	3340	1020	2592	3808
	1x	565	187	691	2758	570	1837	2914
	10x	387	54	109	1664	214	742	1892

		2022	2030 1. Sz	2030 2. Sz	2030 3. Sz	2050 1. Sz	2050 2. Sz	2050 3. Sz
Elektrolyse Betriebsstunden [%]	0x	7,9	4,1	12,8	38,1	11,6	29,6	43,5
	1x	6,5	2,1	7,9	31,5	6,5	21,0	33,3
	10x	4,4	0,6	1,2	19,0	2,5	8,5	21,6
H2 Import [TWh]	0x	0	3,34	4,1	0,65	6,37	1,64	1,27
	1x	0	3,4	4,37	0,72	6,69	1,79	1,39
	10x	0	3,53	5,03	1,01	7,34	3,75	1,68
H2 Überschuss [TWh]	0x	0,36	0,01	0	5,15	0,15	2,06	9,03
	1x	0,34	0	0	4,67	0,12	1,16	7,98
	10x	0,28	0	0	2,37	0,03	0,22	5,14
Strom Eigenverbrauch	0x	1	1	1	1	1	1	1
	1x	1	1	1	1	1	1	1
	10x	1	1	1	1	1	1	1
Strom Eigenversorgung	0x	0,47	0,34	0,48	0,78	0,46	0,67	0,81
	1x	0,47	0,34	0,5	0,8	0,47	0,7	0,84
	10x	0,47	0,35	0,53	0,88	0,5	0,78	0,9
H2 Eigenverbrauch	0x	0,53	0,99	1	0,72	0,96	0,85	0,68
	1x	0,53	1	1	0,73	0,96	0,9	0,69
	10x	0,53	1	1	0,81	0,98	0,97	0,75
H2 Eigenversorgung	0x	1	0,15	0,3	0,95	0,34	0,87	0,93
	1x	1	0,12	0,24	0,94	0,3	0,85	0,92
	10x	1	0,06	0,07	0,91	0,19	0,61	0,9

Da in allen Szenarien die Auslastung der Elektrolyse pro Jahr relativ gering war, kann anhand der produzierten H₂ Menge eine mittlere Leistung ermittelt werden. Diese mittlere Leistung wird so berechnet, dass eine 100% Auslastung des Elektrolyseurs pro Jahr stattfindet:

$$\bar{P}_{E \rightarrow H_2} = \frac{E_{G,H_2}}{8760 \text{ h}}$$

mit E_{G,H_2} als H₂-Erzeugung durch die Elektrolyse. Die resultierenden Werte sind in Tabelle 26 zu finden.

Tabelle 25: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse - Relative Werte

		2022	2030 1. Sz	2030 2. Sz	2030 3. Sz	2050 1. Sz	2050 2. Sz	2050 3. Sz
Strombedarf [TWh]	0x	100%	142%	140%	139%	175%	180%	170%
	1x	100%	142%	140%	139%	175%	180%	170%
	10x	100%	142%	140%	139%	175%	180%	170%
Stromerzeugung [TWh]	0x	100%	102%	149%	346%	182%	328%	472%
	1x	100%	102%	149%	346%	182%	328%	472%
	10x	100%	102%	149%	346%	182%	328%	472%
Stromimport [TWh]	0x	100%	175%	141%	86%	188%	145%	100%
	1x	100%	174%	138%	80%	184%	132%	85%
	10x	100%	174%	130%	48%	176%	96%	51%
Stromimportkosten [Milliarden €]	0x	100%	356%	282%	169%	493%	373%	258%
	1x	100%	353%	276%	153%	480%	336%	211%
	10x	100%	349%	256%	91%	456%	249%	127%
Stromüberschuss [TWh]	0x	100%	91%	315%	2660%	560%	2024%	4005%
	1x	100%	78%	259%	2710%	504%	1884%	3982%
	10x	100%	44%	74%	2321%	333%	1195%	3644%
H2 Bedarf [TWh]	0x	0%	100%	143%	139%	225%	186%	183%
	1x	0%	100%	143%	139%	225%	186%	183%
	10x	0%	100%	143%	139%	225%	186%	183%
H2 Erzeugung [TWh]	0x	100%	92%	316%	2682%	566%	2039%	4039%
	1x	100%	78%	256%	2675%	497%	1861%	3931%
	10x	100%	43%	73%	2317%	333%	1193%	3640%
Max. Elektrolyseleistung [GW]	0x	100%	145%	158%	516%	497%	621%	962%
	1x	100%	145%	157%	516%	497%	621%	962%
	10x	100%	138%	157%	516%	495%	619%	961%
Elektrolyse Betriebsstunden [h]	0x	100%	52%	162%	483%	147%	375%	550%
	1x	100%	33%	122%	488%	101%	325%	516%
	10x	100%	14%	28%	430%	55%	192%	489%
Elektrolyse Betriebsstunden [%]	0x	100%	52%	162%	483%	147%	375%	550%
	1x	100%	33%	122%	488%	101%	325%	516%
	10x	100%	14%	28%	430%	55%	192%	489%
H2 Import [TWh]	0x	0%	100%	123%	19%	191%	49%	38%
	1x	0%	100%	129%	21%	197%	53%	41%
	10x	0%	100%	142%	29%	208%	106%	48%
H2 Überschuss [TWh]	0x	100%	3%	0%	1431%	42%	572%	2508%
	1x	100%	0%	0%	1374%	35%	341%	2347%
	10x	100%	0%	0%	846%	11%	79%	1836%

Tabelle 26: Übersicht der mittleren Elektrolyseleistung

		2022	2030 1. Sz	2030 2. Sz	2030 3. Sz	2050 1. Sz	2050 2. Sz	2050 3. Sz
Benötigte mittlere Elektrolyseleistung [GW]	0x	0,04	0,04	0,14	1,16	0,25	0,88	1,75
	1x	0,04	0,03	0,11	1,10	0,20	0,76	1,62
	10x	0,03	0,01	0,03	0,79	0,11	0,41	1,25

3.5.7 Einfluss der Batteriekapazität auf die Erzeugung von Wasserstoff in der EMN

Bei Variation der Batteriekapazität wird deren enormer Einfluss auf zentrale Werte wie Import-Mengen und Import-Kosten offensichtlich. Mit steigender Batteriekapazität reduzieren sich die Stromimportmengen und somit die damit verbundenen Kosten: 1,6 Milliarden € im 1. Szenario 2030 ohne Batteriespeicher vs. 0,41 Milliarden € im 3. Szenario 2030 mit 10-fachem Ausbau der Batteriespeicher. Der H₂-Import steigt dabei zwar, allerdings bei weitem nicht so stark wie der Stromimport sinkt. Werden die Szenarien untereinander verglichen, so fällt auf, dass dieser Effekt erst mit steigender erneuerbarer Stromerzeugung eintritt. Ebenfalls auffällig ist, dass die Kosten des Stromimports mit mehr Batteriekapazität stärker sinken als die Strom-Eigenversorgung steigt.

Ein Blick auf die beschriebenen Leistungsverteilungskurven der verschiedenen Szenarien zeigt, dass der Großteil der Elektrolysemengen bei sehr hohen Leistungen erzeugt werden. Kann die Elektrolyse diese aufgrund einer Leistungsbegrenzung nicht aufnehmen, muss der überschüssige Strom entweder exportiert werden oder es werden zusätzliche Stromspeicher benötigt. Dieser zusätzlichen Stromspeicher nur für die Elektrolyse könnten dafür verwendet werden, um die Elektrolyse mit niedriger Leistung auch in Zeiten von wenig oder gar nicht vorhandenem Überschuss zu betreiben.

3.5.8 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Um die Rolle von Wasserstoff in der Sektorenkopplung auf einer wissenschaftlichen Basis beurteilen zu können, wurde ein Simulationsmodell aufgestellt. Dieses umfasst die Energieträger Strom und Wasserstoff, sowie die Sektoren Strom, Wasserstoff, Wärme und Verkehr. In sieben verschiedenen Szenarien wurde sowohl der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung als auch der Strom- und Wasserstoffbedarf der einzelnen Sektoren variiert. Die verwendeten Prognosen sind mit denen der Kapitel 3.2 bis 3.4 harmonisiert und durch Basislastkurven angereichert.

Die Simulation berechnet in 15-minütiger Auflösung je Sektor Erzeugungs- und Verbrauchswerte der 23 Landkreise und 11 kreisfreien Städte der EMN. Hierbei wird erneuerbar erzeugter Strom zuerst zur Deckung des Strombedarfs in der Region genutzt. Der danach noch überschüssige Strom wird zum Laden verschiedener Stromspeicher verwendet. Sind alle Stromspeicher voll, so wird zentral Elektrolyse betrieben. Der dadurch produzierte Wasserstoff wird, äquivalent zum Strom, zuerst genutzt, den H₂-Eigenbedarf zu decken. Wird mehr produziert, als verbraucht, so wird der Wasserstoff für eine spätere Nutzung gespeichert.

Bedarf, der nicht durch Eigenproduktion oder Entladen von Speichern gedeckt werden kann, führt zu Strom- und Wasserstoffimport. Diese sind im betrachteten System die einzigen CO₂-Quellen und können somit zur Einschätzung des CO₂-Reduktionspotenzials herangezogen werden. Durch Prognosen des Strompreises konnten zudem Strom-Importkosten der EMN in den verschiedenen Szenarien berechnet werden.

Zusätzlich zu den sieben Szenarien wurde die Stromspeicherleistung und -kapazität variiert, um dessen Einfluss auf das Systemverhalten zu verdeutlichen. Elektrische Energie kann dabei entweder in einem Pumpspeicherkraftwerk oder in Batteriespeichern pro Landkreis gespeichert werden. Neben dem Originalszenario mit der Bezeichnung „1x“, wurden im Sub-Szenario „0x“ sämtliche Stromspeicher entfernt. Das Sub-Szenario „10x“ forciert die Nutzung von Batteriespeichern und nimmt eine Steigerung auf das 10-fache des Originalszenarios an. Dies kann neben einfachem Ausbau ggfs. auch durch die Neben- oder Nachnutzung von Batteriespeichern aus dem Transportsektor realisiert werden.

Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen ein Mindestausbau an erneuerbarer Stromerzeugungsleistung notwendig ist, um die Potenziale lokaler Wasserstoffproduktion sowie zusätzlicher Stromspeicher zu nutzen. Im Jahr 2030 kann Elektrolyse erst im 3. Szenario signifikant betrieben werden. Der fast nicht vorhandene Ausbau der erneuerbaren Erzeugung im 1. Szenario führt durch den gestiegenen Strombedarf zu einer Reduktion der Elektrolysebetriebsstunden. Im Gegensatz zu einer H₂-Erzeugung von 0,92 TWh im 2. Szenario kann im 3. Szenario die 10,5-fache Menge von 9,63 TWh Wasserstoff erzeugt werden. Der Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung steigt dabei lediglich von 149% auf das 2,3-fache (346%). Im Jahr 2050 holt das 2. Szenario auf und es kommt zu etwa 90%iger Wasserstoffautarkie.

Am 2. Szenario 2030 wird zudem der Einfluss der Stromspeicher zum ersten Mal deutlich. Mehr Stromspeicher führen zu einer starken Reduktion der Laufzeiten der Elektrolyse von 12,8% des Jahres ohne jegliche Stromspeicher auf 1,2% bei 10-facher Menge. Gleichzeitig können jedoch etwa 1,3 TWh und 120 Millionen € an Stromimport eingespart werden. Mit steigender erneuerbarer Stromerzeugung potenziert sich dieser Effekt. Im 3. Szenario im Jahr 2050 reduzieren sich zwar die Elektrolysebetriebsstunden von 43,5% des Jahres auf 21,6% und die H₂-Erzeugung von 15,35 TWh auf 10,92 TWh, dies ist jedoch mehr als genug um den Eigenbedarf an Wasserstoff von 6,68 TWh zu 100% zu decken. Der Stromimport sinkt jedoch durch die zusätzlichen Stromspeicher von 10,69 TWh für 1.160 Millionen € auf 5,39 TWh für 570 Millionen €. Somit könnten in diesem Szenario theoretisch 590 Millionen € in den Ausbau von Batteriespeichern investiert werden.

Die Elektrolyse im 3. Szenario 2050 erreicht im Standardszenario „1x“ 2.914 Betriebsstunden, was 33,3% des Jahres beträgt. Der hohe H₂-Autarkiegrad des 2. und 3. Szenarios wird jedoch nur erreicht, da die Elektrolyseleistung in der Simulation als unbegrenzt angenommen wurde. Reale Anlagen sind jedoch in ihrer Maximalleistung begrenzt und sollten, je nach Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, mehr als 33% Volllaststunden erreichen. Hierzu muss entweder zusätzlicher Stromimport erfolgen oder es müssen dedizierte Batteriespeicher zur Versorgung des Elektrolyseurs bereitgestellt werden. Diese könnten auch gleichzeitig genutzt werden, um kurzzeitig auftretende Leistungsspitzen der erneuerbaren Stromversorgung aufzufangen. Für diese Batterien müssen geeignete Betriebsstrategien entwickelt werden. In die Betrachtung sollte ebenfalls die Möglichkeit einer Rückverstromung des regional erneuerbar erzeugten Wasserstoffs einbezogen werden.

Tabelle 27: Kondensierte Ergebnisse der Simulation

		2022	2030 1. Sz	2030 2. Sz	2030 3. Sz	2050 1. Sz	2050 2. Sz	2050 3. Sz
H2 Erzeugung [TWh]	0x	0,38	0,35	1,2	10,19	2,15	7,75	15,35
	1x	0,36	0,28	0,92	9,63	1,79	6,7	14,15
	10x	0,3	0,13	0,22	6,95	1	3,58	10,92
Maximale Elektro- lyseleistung [GW]	0x	5,8	8,5	9,2	30,1	29,0	36,3	56,2
	1x	5,8	8,5	9,2	30,1	29,0	36,3	56,2
	10x	5,8	8,1	9,1	30,0	28,8	36,1	56,0
H2-Eigenversor- gung [%]	0x	100	15	30	95	34	87	93
	1x	100	12	24	94	30	85	92
	10x	100	6	7	91	19	61	90
Elektrolyse Be- triebsstunden [h]	0x	692	357	1122	3340	1020	2592	3808
	1x	565	187	691	2758	570	1837	2914
	10x	387	54	109	1664	214	742	1892
Stromimportkosten [Milliarden €]	0x	0,45	1,6	1,27	0,76	2,22	1,68	1,16
	1x	0,45	1,59	1,24	0,69	2,16	1,51	0,95
	10x	0,45	1,57	1,15	0,41	2,05	1,12	0,57

Tabelle 27 zeigt die wichtigsten Ausschnitte aus Tabelle 24 und soll als kondensierte Basis der Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen dienen.

Erkenntnisse:

1. H2 Erzeugung: Signifikant überschüssige erneuerbare Stromerzeugung kann erst ab einem Ausbau gemäß des 2. Szenarios erwartet werden. In diesem Fall können jedoch potenziell extrem große Mengen an H2 generiert werden.
2. H2-Eigenversorgung: Durch die generierte Menge können in jedem Szenario große Teile des Eigenbedarfs der Region gedeckt werden. Im 2. und 3. Szenario kommt es gar zu einer bilanziellen Eigenversorgung von über 100%, wenn die Restfüllstände des Wasserstoffspeichers am Ende des Jahres mit dem notwendigen Import am Jahresanfang verrechnet werden.
3. Stromimportkosten: Der Ausbau an erneuerbarer Erzeugung reduziert gleichzeitig die Menge und somit die Kosten für "importierten" Strom aus anderen Regionen Deutschlands signifikant. Diese Kosten können durch den erhöhten Ausbau an Stromspeichern weiter gesenkt werden.
4. Maximale Elektrolyseleistung: Diese potenzielle Elektrolysemenge obliegt jedoch extremen Schwankungen entsprechend der erneuerbaren Erzeugung und würde extrem hohe Elektrolyseleistungen erfordern. Diese Leistungsspitzen gilt es abzufangen und nutzbar zu machen. Hierfür muss die Entwicklung und Erforschung potenzieller Stromspeicher mit hohen Spitzenlasten vorangetrieben werden.
5. Elektrolyse Betriebsstunden: Die Elektrolyse läuft zudem lediglich an maximal 33% des Jahres und in den meisten Szenarien erheblich weniger. Wird eine Elektrolyseanlage erst bei höheren Laststunden wirtschaftlich rentabel, so muss entweder zusätzlich Strom am deutschen Strommarkt erworben werden oder es müssen dedizierte Stromspeicher betrieben werden. Ob diese jedoch technisch und wirtschaftlich umsetzbar sind, muss weiter untersucht werden.

4 Chancen nutzen

4.1 SWOT-Analyse

4.1.1 Umweltanalyse (externe Einflüsse)

In den vergangenen Jahren wurde und wird die Wasserstofftechnologie viel diskutiert. Im Hinblick auf die Verfügbarkeit und die Gefahren durch die Verwendung von fossilen Energieträgern ist die Verwendung von Wasserstoff zur chemischen Speicherung von Energie ein wichtiger Baustein für die Energiewende. Hierbei zeigt sich Wasserstoff in der Anwendung von Derivaten als sehr wandlungsfähig und vielseitig. Der Aufbau und die Implementierung einer Wasserstoffwirtschaft öffnet hierdurch einen großen Markt.

Andererseits unterliegt diese Technologie aktuell noch einer hohen Volatilität. Die Technologie ist noch nicht ausgereift. Dies äußert sich in schlechten Gesamtwirkungsgraden und Problemen in der konkreten Anwendung. Ein weiterer Aspekt ist die sich abzeichnende Abhängigkeit durch Importe und der nicht ausreichenden Kapazität für grünen Wasserstoff. Alternative Technologien, wie z.B. Batterien und Wärmepumpen, scheinen sich im Vergleich hierzu schon in vielen Bereichen zu etablieren, wobei Wasserstofftechnologien noch nicht flächendeckend eingesetzt werden.

Chancen

- **Enormes europäisches Marktpotenzial** (stark)
in energetischer und produktbezogener Wertschöpfungskette: Laut einer Prognose von Aurora Energy Research dürfte sich bis 2050 die Nachfrage nach Wasserstoff in Europa auf 2.500 TWh pro Jahr verachtfachen, was einem Umsatz von mehr als 120 Milliarden Euro pro Jahr entspricht. Im Europavergleich steht Deutschland derzeit an erster Position des Rankings „attraktivster Markt für die Wasserstoffentwicklung“ [171].
- **Verknappung und Verteuerung von fossilen Rohstoffen** (stark)
Fossile Roh- und Einsatzstoffe werden in den kommenden Jahren zunehmend Preissteigerungen erfahren, während sich die Gestehungskosten für regenerative Energien und Wasserstoff durch technologische Fortschritte und Skaleneffekte sukzessiv senken werden. Hierdurch wird der Einsatz von Wasserstofftechnologien in unterschiedlichen Anwendungsfeldern (Mobilität, Industrie, Feedstock, Gebäude) vorteilhafter und kann zunehmend bestehende Technologien verdrängen.
- **Verstärktes Interesse an Energieautarkie** (stark)
Wasserstoff ist eine gute Technologie für den Bau von Langzeitspeicher. Da die erneuerbaren Energien nicht kontinuierlich vorhanden sind, muss die gewonnene Energie gespeichert werden können. Die aktuelle geopolitische Lage und die damit zusammenhängende Abhängigkeit von Energieimporten stärkt das Interesse an einer eigenen Energieversorgung.
- **Wasserstoff-Derivate als potenzielle Ersatztechnologie** (stark)
Wasserstoff kann in verschiedenen Formen eingesetzt werden. Die Derivate, wie z.B. synthetisches Methan oder E-Fuels, haben unterschiedliche Eigenschaften bzgl. Energiedichte, Brennbarkeit, Wirkungsgrad, etc. Hierdurch ist die Wasserstofftechnologie sehr wandlungsfähig und nicht von einzelnen zentralen Aspekten oder Komponenten abhängig.
- **Klimaziele der Bundesregierung / CO₂ Reduktion** (stark)
Die aktuelle Bundesregierung legt einen Fokus auf die Umsetzung der Energiewende. Als sauberer Energieträger ist Wasserstoff ein entscheidendes Werkzeug zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele.
- **Hohe öffentliche Investitionen und Subventionen in Wasserstofftechnologien**
Regierungen in Europa werden über die kommenden Jahre massiv in Wasserstofftechnologien (Elektrolyseure, Wasserstoffspeichertechnologien, Versorgungsinfrastruktur) investieren. Zudem werden Unternehmen massiv durch öffentliche Subventionen gefördert.

- **Vorteilhafte gesetzliche Rahmenbedingungen**
Die zunehmende Klimakrise wird mittel- bis langfristig umweltfreundliche Technologien bevorzugen und klimaschädliche Technologien zunehmend besteuern. Hierdurch werden umweltfreundliche Technologien einen zunehmenden Wettbewerbsvorteil erfahren.
- **Verstärktes Umweltbewusstsein in der Bevölkerung**
Die Auswirkungen der Klimakrise werden langsam spürbar und fördern die öffentliche Wahrnehmung bzgl. Umweltbewusstsein. Klimafreundliche und ressourcenschonende Technologien vermitteln ein positives Image, welches aktiv von Unternehmen genutzt werden kann und genutzt wird.

Risiken

- **Hohes Investitionsrisiko (stark)**
Anlagen für die Wasserstofftechnologie sind aufwändig und groß, daher ist das Investitionsvolumen hoch. Aufgrund der Unsicherheit, wie breit und in welcher Größe sich die Wasserstofftechnologie etabliert, ist das Investitionsrisiko hoch.
- **Schlechte Energiebilanz bei der Herstellung von grünem Wasserstoff (stark)**
Die zur Verfügung stehenden Technologien, um grünen Wasserstoff zu produzieren, besitzen eine schlechte Gesamtenergiebilanz. Der Energieverbrauch steigt durch die Nutzung von Wasserstoff als Träger zusätzlich.
- **Ersatz- und Konkurrenztechnologien haben auch großes Potenzial (stark)**
Konkurrierende Technologien, wie z.B. Batterien und Wärmepumpen, besitzen ebenfalls ein großes Potenzial und sind zum Teil bereits etabliert am Markt. Hieraus entsteht eine Unsicherheit, welche Technologie sich am Ende in welchem Bereich durchsetzen wird.
- **Vorteilhaftere Standortbedingungen im Ausland**
Erneuerbare Energien können in windreichen und sonnenreichen Regionen zu wesentlich geringeren Kosten erzeugt werden und somit einen Wettbewerbsvorteil bei grünem Wasserstoff erreichen (geringerer Preis trotz Transport- und Speicherkosten).
- **Technologischer Vorsprung von Wasserstofftechnologien in anderen Regionen**
Japan, Südkorea, USA sind in bestimmten Sektoren führend und verfügen über eine große Anzahl an Patenten. Es besteht die Möglichkeit, dass Deutschland und Europa nicht die führenden und bestimmenden Regionen in der Wasserstofftechnologie werden.
- **Abhängigkeit von blauem / grauem Wasserstoff**
Aktuell ist die Wasserstofftechnologie von blauem und grauem Wasserstoff und damit von fossilen Rohstoffen abhängig. Diese Wasserstoffquellen haben generell eine schlechte CO₂-Bilanz und bieten keine Vorteile gegenüber bestehenden Technologien.
- **Importabhängigkeit und Verfügbarkeit aus anderen Ländern**
Wasserstoff als Rohstoff wird auch auf längere Zeit ein Importgut. Damit besteht bei dieser Technologie die Gefahr einer Abhängigkeit und eine mögliche Volatilität bei der Verfügbarkeit.
- **Marktgröße für Wasserstoff und nationale Strategie China (schwach)**
China will bis zum Jahr 2025 zwischen 100.000 und 200.000 Tonnen grünen Wasserstoff jährlich herstellen. Langfristig soll eine starke Wasserstoffwirtschaft aufgebaut werden und 50.000 Wasserstoff-Fahrzeuge auf die Straße gebracht werden [172]. Durch economy of scales und enorme Subventionen vom Staat könnte der technologische Vorsprung von Unternehmen schwinden.
- **Angespannte wirtschaftliche Lage (schwach)**
Geringe Investitionsbereitschaft und verfügbares Kapital für Neuentwicklung und Einstieg in Wasserstofftechnologien.

4.1.2 Regionalanalyse (interne Einflüsse)

Für die SWOT-Analyse betrachten wir die Europäische Metropolregion Nürnberg als Einheit und interpretieren die internen Einflüsse auf die Strukturen und Akteure in der Metropolregion. Hierbei inkludieren wir in die Betrachtung die öffentlichen Entscheidungs- und Verwaltungsstrukturen, Industrie, Gewerbe, Hochschulen und Forschung, sowie Endverbraucher und Bürger.

Stärken

- **Breite Basis an KMUs sowie große Industrieunternehmen (stark)**
Die Gesamtanzahl von 156.481 Unternehmen in der EMN bietet eine große Vielfalt mit der Möglichkeit das Produktportfolio auf Produkte der Wasserstoff- und Brennstoffzellenindustrie zu erweitern.
- **Etablierter Maschinen- und Anlagenbau mit hoher Kompetenz und Reichweite (stark)**
Schnelle Übertragung bestehender Produkte auf H2-Wertschöpfungskette möglich, wenn Nachfrage nach wasserstoffbezogenen Technologien zunimmt.
- **Etablierte Unternehmen im Mobilitätsbereich (stark)**
Zahlreiche Hersteller, z.B. MAN Truck & Bus, Siemens Mobility, und Zulieferer, z.B. Schaeffler, Brose, für PKW, LKW, Busse und Züge sind in der Metropolregion vorhanden.
- **Vorteilhafte Forschungslandschaft (stark)**
Hohe Forschungsdichte von den Grundlagen bis zur Anwendung (Fraunhofer, Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg für Erneuerbare Energien, Neue Materialien Fürth, HySON) und renommierte Universitäten und Hochschulen (Universität Bayreuth, FAU, Hochschule Ansbach, TH Nürnberg, Hochschule Amberg/Weiden) in der EMN angesiedelt, sowie interdisziplinäre Forschungsplattformen Energie Campus Nürnberg oder Campus Future Driveline (MAN, THN, FAU).
- **Herausbildung von Kompetenz-Clustern (stark)**
In der EMN zeichnet sich die Bildung von Kompetenz-Clustern in den Bereichen „Gesamtsysteme und Bauteile von Elektrolyse-Anlagen“, „Gesamtsysteme für die Wasserstoff-Speicherung, insb. LOHC-Technologie“ sowie „Gesamt-, Teilsysteme und Bauteile für stationäre und mobile Brennstoffzellen“ abt.
- **Große Anzahl an wasserstoffaffinen Unternehmen**
Es beschäftigen sich bereits diverse Unternehmen mit unterschiedlichen Schlüsseltechnologien in der Wasserstoffwirtschaft und haben sich als (Nischen-)Anbieter etabliert.
- **Etablierte Netzwerke und Vernetzungsstrukturen**
7 Netzwerke und 16 Verbände, Kammern sowie sonstige Institutionen mit Bezug zur Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie sind in der Region angesiedelt.
- **Wasserstoff-Modellregionen und innovative Forschungsprojekte**
In der EMN sind zwei HyStarter-Initiativen (Landkreis Kulmbach, Gewerbegebiet InterFranken) und zwei HyExpert-Initiativen (Landkreis Wunsiedel i. Fichtelgebirge [→ laufende Bewerbung als HyPerformer-Region], Landkreis Neustadt an der Waldnaab) sowie die Beteiligung an zwei IPCEI-Projekten (Elyance von Siemens Energy und Bosch Power Units von Robert Bosch) vorhanden.
- **Einbettung der Region in bestehende Wasserstoff-Roadmap (schwach)**
Die Region ist in die Wasserstoff-Roadmap des Freistaats Bayern und die Aktivitäten des Wasserstoffbündnis Bayern eingegliedert.
- **H2-Betankungsinfrastruktur (schwach)**
Für die Betankungsinfrastruktur sind Förderprogramme seitens Landesregierung und Bund vorhanden und bereits 8 Wasserstoff-Tankstellen in der Region in Betrieb.

Schwächen

- **Unzureichender Ausbau von EE (stark)**
Die Metropolregion besitzt im Vergleich zu anderen Regionen einen zu geringen Ausbau an erneuerbaren Energien. Dies lässt sich auf fehlende Initiativen und einem geographischen Standortnachteil zurückführen, stellt aber langfristig ein Problem in der Energieversorgung der Region dar.
- **Kaum vorhandener H2-Verbrauch (stark)**
Bislang werden Wasserstoff und Wasserstoffderivate in den unterschiedlichen Sektoren nur in geringen Mengen verbraucht und dadurch besteht auch nur geringer Marktanreiz für die Schaffung von regionalen Erzeugungskapazitäten.
- **Geringe Anzahl an industriellen Großverbrauchern (stark)**
In der Region sind nur wenige H2-Großverbraucher, wie die Stahl-, Papier-, Zellstoff- oder Zementherstellung sowie Raffinerien und petrochemische Industrie, angesiedelt. Dies erschwert eine kontinuierliche Nachfrage nach H2 zu erzeugen.
- **Geringer Umfang an installierten Elektrolyseurkapazitäten und anderer H2-Infrastruktur**
Es besteht aktuell eine große Abhängigkeit von extern zugeliefertem Wasserstoff für mögliche Verbraucher. Zudem besteht kaum eine Verteilinfrastruktur für Wasserstoff.
- **Industriezweig „Industriegase“ (Erzeugung und Verteilung) nicht in der Metropolregion verankert**
Bestehende Industriezweige, die aktuell mit dem Ausbau der Wasserstoffversorgung beginnen, sind nicht in der EMN angesiedelt.
- **Region kann mit EE Elektrolyseure nicht im Allgemeinen betreiben**
Bei Überschussstrom aus regionalen EE können Elektrolyseure nur in Sonderfällen mit speziellen Randbedingungen wirtschaftlich betrieben werden.
- **Leuchtturmprojekte (IPCEI) (schwach)**
Anzahl an internationalen Forschungsprojekten mit hoher Strahlkraft ist noch zu gering. Die Schaffung weiterer Projekte mit Strahlkraft ist notwendig, um positives Marktumfeld in der Region zu signalisieren.
- **Heterogene Siedlungsstrukturen der EMN (schwach)**
Die heterogene Siedlungsstruktur der EMN erschwert den Ausbau einer H2-Versorgungsinfrastruktur. Wenige industrielle Zentren, Großstädte, viel ländliche Flächen mit geringem Energiebedarf. Daher gibt es große Flächen mit Energieerzeugungspotenzial aber geringer Nachfrage und Ballungszentren mit starker Nachfrage und kaum einer Möglichkeit für die Energieerzeugung.

4.2 Handlungsempfehlungen

Die Handlungsempfehlungen sind jeweils einer bestimmten Kategorie zugewiesen, die jeweils auf einer zentralen These basieren. Die zentralen Thesen leiten sich direkt aus den Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken der SWOT-Analyse ab. Die drei zentralen Thesen lauten:

1. **EMN wird keine Export- und Großverbraucherregion werden**
Aufgrund der standortbedingten Nachteile wird es in der Europäischen Metropolregion Nürnberg keine dezidierte Wasserstoffexportwirtschaft geben. Zudem zeigt sich, dass die Region keinen großen Absatzmarkt für Wasserstoff in der Zukunft darstellen wird, da die meisten Anwendungen in der EMN durch alternative Technologien besser abgebildet werden können.
2. **EMN kann zu einem Innovationscluster/-zentrum für die Entwicklung, Herstellung, Vertrieb und Export von spezifischen Wasserstoffschlüsseltechnologien werden**
In der Region befinden sich diverse Unternehmen, welche das Potenzial besitzen den Bedarf nach bestimmten Wasserstofftechnologien bereitzustellen. Hierzu muss jedoch das Fachwissen aufgebaut und verteilt werden, so dass die Unternehmen entsprechende Produkte bzw. Systeme entwickeln und produzieren können.

3. EMN benötigt, trotz einer geringen Erzeugung und Nachfrage nach Wasserstoff, eine geeignete Versorgungsstruktur

Auch wenn sich kein großer Absatzmarkt entwickeln wird, so werden verschiedene Gewerbe und Anwendungen auf die Verfügbarkeit von Wasserstoff und dessen Derivate angewiesen sein. Es besteht die Herausforderung eine entsprechende Infrastruktur aufzubauen, obwohl der primäre Fokus zunächst in anderen Regionen liegen wird, die einen größeren Absatzmarkt entwickeln werden.

4.2.1 EMN wird keine Export- und Großverbraucherregion werden

Die erste zentrale These entwickelt sich aus einem Mangel an dauerhaft verfügbaren Energieüberschuss in der Metropolregion. Basierend auf den Ergebnissen zeigt sich, dass unabhängig von der Thematik Wasserstoff ein entschiedener Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig ist. Daher adressieren die Handlungsempfehlungen im Kontext dieser zentralen These den Ausbau der erneuerbaren Energien.

1.1.a PV-Pflicht für Neubau	
Umsetzungshorizont: kurzfristig	Struktur der Umsetzung: Kommune
Komplexität: niedrig	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Bebauungspläne sollen zukünftig eine maximale Belegung der Dachflächen mit PV vorsehen. In diesem Kontext sollen entsprechende Beratungsangebote geschaffen werden.	

1.1.b PV auf allen kommunalen Gebäuden	
Umsetzungshorizont: kurzfristig	Struktur der Umsetzung: Kommune
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Die Dächer kommunaler Gebäude sollen maximal mit PV belegt werden.	

1.1.c Nutzung von allgemeinen Flächen für PV	
Umsetzungshorizont: kurzfristig	Struktur der Umsetzung: Kommune
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Förderprogramme, um auch allgemeine Freiflächen mit PV-Anlagen zu versehen. Z.B.: - Agrarflächen - Parkplätze	

1.2.a Abschaffung der 10H-Regel	
Umsetzungshorizont: kurzfristig	Struktur der Umsetzung: Freistaat
Komplexität: niedrig	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Abschaffung der Abstandsregeln für Windkraft, um eine deutliche gesteigerte ausbaubare Leistung zu ermöglichen.	

1.2.b Förderung von Bürgerwindkraftanlagen

Umsetzungshorizont: mittelfristig	Struktur der Umsetzung: Kommune
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Förderung von Bürgerwindkraftanlagen durch Verfügbarmachung von Flächen, Beratung, positiver Öffentlichkeitsarbeit	

4.2.2 EMN kann zu einem Innovationszentrum für die Entwicklung, Herstellung, Vertrieb und Export von spezifischen Wasserstoffschlüsseltechnologien werden

2.1.a Schaffung günstiger Rahmenbedingungen für spezialisierte Kompetenzcluster

Umsetzungshorizont: kurzfristig	Struktur der Umsetzung: Metropolregion
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Produktbezogene Wertschöpfungskette
Handlungsempfehlung: Förderung der Rahmenbedingungen innerhalb der drei Kompetenz-Cluster „Gesamtsysteme und Bauteile von Elektrolyse-Anlagen“, „Gesamtsysteme für die Wasserstoff-Speicherung, insb. LOHC-Technologie“, „Gesamt-, Teilsysteme und Bauteile für stationäre und mobile Brennstoffzellen“ durch öffentliche Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten, Verfügbarkeit von Immobilien und Gewerbeflächen und Hilfestellungen bei Unternehmensgründungen und Risikokapitalbeschaffung.	

2.1.b Regionale Kontakt- und Vernetzungsstelle für Wasserstoff und verbundene Industrien

Umsetzungshorizont: kurzfristig	Struktur der Umsetzung: Metropolregion
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische und produktbezogene Wertschöpfungskette
Handlungsempfehlung: Auf Basis des Akteurnetzwerks der Wasserstoff-Initiative Metropolregion Nürnberg sollte die Vernetzung regionaler Wasserstoffakteure (Technologieanbieter, Forschung, H2-Erzeugung und Kommunen) ausgebaut und bewusst Kontaktpunkte zu verbundenen Industriezweigen, wie Anbieter von digitalen Lösungen, Automatisierungstechnik, Prüftechnik, intensiviert werden, um den Informationsfluss zu verbessern und Kooperationen anzubahnen. Hierdurch kann der regionale Markt aktiviert werden. Zudem lässt sich der Informationsaustausch zwischen den regionalen Wasserstoffakteuren voranbringen. Hierzu bedarf es der Einrichtung einer zentralen Stelle mit entsprechender Personalausstattung über mehrere Jahre, welche auch für einzelne hier ausgesprochene Handlungsempfehlungen als umsetzende Stelle wirken könnte.	

2.1.c Erweiterung des Labels "Wasserstoff-Metropolregion Nürnberg hy+"

Umsetzungshorizont: kurzfristig	Struktur der Umsetzung: Metropolregion
Komplexität: niedrig	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische und produktbezogene Wertschöpfungskette
Handlungsempfehlung: Weiterentwicklung der bestehenden Kommunikationsplattformen des Labels „Wasserstoff-Metropolregion Nürnberg hy+“ hinsichtlich der Erweiterung der Zielgruppe auf (inter)nationale Akteure und eine intensivierte Informationsweitergabe zu Themen der Wirtschafts- und Forschungsförderung. Zudem sollte das Label als gemeinsames Erkennungszeichen für Wasserstoff-Kompetenz aus der EMN auch in die Öffentlichkeitsarbeit von Unternehmen, Forschungsinstitutionen und Kommunen integriert werden. So können die überregionale Sichtbarkeit der Wasserstoff-Kompetenzen erhöht und auch die Kompetenz-Cluster gestärkt werden.	

2.1.d Technologietransfer für H2-Technologiekomponenten

Umsetzungshorizont: mittelfristig	Struktur der Umsetzung: Hochschulen Unternehmen
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Produktbezogene Wertschöpfungskette
Handlungsempfehlung: Insbesondere im Rahmen der Kompetenz-Cluster sollte der Technologietransfer aus den Hochschulen in die Industrieforciert und koordiniert werden sowie Anreize für Ausgründungen geschaffen werden	

2.2.a Demonstrations- und Erprobungsanlagen für die Erzeugung und den Verbrauch von Wasserstoff

Umsetzungshorizont: langfristig	Struktur der Umsetzung: Hochschulen Unternehmen
Komplexität: hoch	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Produktbezogene Wertschöpfungskette
Handlungsempfehlung: Durch die Initiierung und den Aufbau von regionalen Demonstrations- und Erprobungsanlagen sollte die Voraussetzung zur Erprobung von Technologiekonzepten geschaffen werden, um die nötigen Kenntnisse auch in der EMN entwickeln und vermitteln zu können. Hierzu bedarf es der koordinierten Beantragung entsprechender Förderprojekte oder dem Aufbau solcher Anlagen aus Industriemitteln.	

2.2.b Bildungs-Initiative "Nachhaltige Energiezukunft"

Umsetzungshorizont: mittelfristig	Struktur der Umsetzung: Hochschulen Bildungseinrichtungen
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische und produktbezogene Wertschöpfungskette
Handlungsempfehlung: Aufbau einer regionalen Bildungs-Initiative, welche insbesondere Bildungsinstitutionen und weitere Akteure vernetzt, um Bildungsinhalte im Themenbereich "Nachhaltige Energiezukunft" zu generieren und an Schüler*innen und Studierende zu vermitteln. Dabei sollte Wasserstoff zwar eine wichtige Rolle spielen, aber als Teil eines Gesamtsystems vermittelt werden. Hierdurch kann das Verständnis für den Einsatz von Wasserstoff einer jungen Zielgruppe nähergebracht und die Akzeptanz erhöht werden. Exemplarische Beispiele sind Schülerinformationsprojekte und -tage, der Aufbau eines Studienprogramms „Nachhaltige Energiesysteme“ auf Bachelor- und Masterniveau sowie die Schaffung eines Executive MBAs zu „Energiewende und Wasserstoff“. Ziel sollte die Sicherung und Entwicklung des Fachkräfte-Potenzials in der EMN sein.	

4.2.3 EMN benötigt trotz einer geringen Erzeugung und Nachfrage nach Wasserstoff eine geeignete Versorgungsstruktur

3.1.a Bedarf an Wasserstoff und Derivaten

Umsetzungshorizont: mittelfristig	Struktur der Umsetzung: Metropolregion
Komplexität: niedrig	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Ermittlung des Bedarfs an Wasserstoff und dessen Derivaten für konkrete Anwendungen in der EMN sowie deren regionale Verteilung.	

3.1.b Geeignete Standorte für Wasserstofferzeugung

Umsetzungshorizont: mittelfristig	Struktur der Umsetzung: Kommune
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Praxisnahe und wissenschaftlich fundierte Bestimmung von geeigneten Standorten in der EMN, die für den Bau von Elektrolyseuren zur Eigenproduktion von Wasserstoff, unter den gegebenen Rahmenbedingungen, in Frage kommen.	

3.1.c Detailanalyse H2-Speicherstandorte

Umsetzungshorizont: mittelfristig	Struktur der Umsetzung: Hochschulen
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Analyse von geeigneten Standorten in der EMN zur Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff und Ermittlung der benötigten Infrastruktur.	

3.2.a Zentrale Anlaufstelle für Versorger und Abnehmer

Umsetzungshorizont: kurzfristig	Struktur der Umsetzung: Metropolregion
Komplexität: niedrig	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Einrichtung einer zentralen Anlaufstelle für die Meldung und Erfassung von Wasserstoffbedarf und -erzeugung in der EMN. Des Weiteren soll die Stelle die Erzeuger und Verbraucher in der Region miteinander vernetzen und eine lokale, direkte Vermarktung und Abnahme des Wasserstoffs vereinfachen und ermöglichen.	

3.3.a Aufbau eines „Wasserstoff Digital Twins“

Umsetzungshorizont: mittelfristig	Struktur der Umsetzung: Hochschulen
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Erstellung eines digitalen Zwillings zur Abbildung und Optimierung des Wasserstoffflusses in der Metropolregion basierend hierauf können weitere digitale Mehrwertservices entwickelt werden (automatisierter Bestellvorgang, Erzeugungs- und Bedarfsprognosen, automatisierte Betriebsführung von Elektrolyseuranlagen, etc.).	

3.3.b Forschung zum Aufbau einer bedarfsgerechten Versorgungsinfrastruktur

Umsetzungshorizont: mittelfristig	Struktur der Umsetzung: Hochschulen
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Grundlagen- und anwendungsorientierte Forschung zur Gestaltung geeigneter Infrastrukturen für den energetischen Wasserstoffmarkt in der Metropolregion sowie der Prozess zur Entwicklung dieser.	

3.3.c Forschung zu weiterführenden Energiespeicherkonzepten

Umsetzungshorizont: langfristig	Struktur der Umsetzung: Hochschulen
Komplexität: mittel	Betroffene Wertschöpfungsbereiche: Energetische Wertschöpfungskette H2-Erzeugung
Handlungsempfehlung: Erforschung von Konzepten für die Handhabung von kurzfristigen Leistungsspitzen und langfristigen Versorgungsempfängen von erneuerbaren Energien. Hierbei soll auf die Möglichkeit zur Nutzung von Wasserstoff als Puffertechnologie Bezug genommen werden.	

4.2.4 Weiterführende Konzepte

Aus den Handlungsempfehlungen lassen sich weiterführende Konzepte zur Förderung einer Wasserstoffwirtschaft in der EMN ableiten. Unabhängig vom unabdingbaren Ausbau der erneuerbaren Energien, ergeben sich drei Konzepte:

1. Aufbau eines Wasserstoff-Wissenszentrums
2. Schaffung einer aktiven und zentralen Koordinationsstelle zur Vernetzung von Anbietern und Anwendern von Wasserstoff sowie von Akteuren der produktbezogenen Wertschöpfungskette
3. Förderung einer sektorübergreifenden/interdisziplinären Forschung

Die Konzepte überschneiden sich zum Teil in den Handlungsempfehlungen und sollen nachfolgend einzeln erläutert werden.

Wasserstoff-Wissenszentrum

Die Vermittlung von Fachwissen zur Entwicklung und Produktion von Komponenten, Teil- und Gesamtsystemen für die Wasserstofftechnologie wird ein entscheidender Punkt für die Unterstützung der ansässigen Unternehmen sein. Dabei sollen nicht nur den Mitarbeitern und Mitarbeiterinnen der Unternehmen, sondern auch bereits den Schülern und Schülerinnen sowie Studierenden diese Kenntnisse vermittelt werden. Hierdurch wird sowohl mittel- als auch langfristig die Kompetenz der Unternehmen im Bereich der Wasserstofftechnik hergestellt und gehalten.

Um einen direkten Erfahrungsaustausch über möglichst die komplette Technologiekette zu erlangen, ist es im Kontext der erschwerten Bedingungen für die Wasserstoffproduktion sinnvoll, Themenbereiche, welche drohen in der EMN unterrepräsentiert zu sein, durch Demonstrations- und Erprobungsanlagen in der Region zu implementieren. Hierdurch lässt sich ein direkter Zugang zu solchen Anlagen und der darauf basierende anwendungsorientierte Erfahrungsaufbau und Erkenntnisweitergabe sicherstellen. Neben der Aktiven Wissensweitergabe des Wissenszentrums kann dieses auch durch die Vernetzung der Akteure in der Metropolregion einen Austausch von Wissen untereinander fördern. So kann durch einen Aufbau von Demonstrations- und Erprobungsanlagen ein sehr breites Feld an Wissen in der Praxis vermittelt werden. So würde ein Wasserstoff-Wissenszentrum die Handlungsempfehlungen 2.1.b, 2.2.a und 2.2.b kombinieren.

Zentrale Koordination der Vernetzung

Die Vernetzung der Akteure im Themenbereich Wasserstoff muss jedoch über einen reinen Wissensaustausch im Kontext eines Wissenszentrums hinausgehen. Die bestehenden Kompetenz-Cluster in der Region müssen weiter gestärkt und neue Cluster identifiziert werden. Zudem braucht es eine aktive Verknüpfung von Erzeugern und Anwendern für Wasserstoff, um die lokale Nutzung zu ermöglichen.

Um diese verschiedenen Aspekte der Vernetzung zu optimieren und das Maß an Redundanz zu minimieren ist es sinnvoll, die Handlungsempfehlungen 2.1.a, 2.1.b, 2.1.c, 2.1.d und 3.2.a zentral in der EMN zu koordinieren. Hierbei sollte es eine gemeinsame, übergeordnete Stelle geben, welche die verschiedenen Vernetzungsaktionen zueinander abgleicht und versucht Synergien zu erzeugen. Die Vernetzung der einzelnen Themenbereiche kann dann in gesonderten Formaten stattfinden und von unterschiedlichen Akteuren umgesetzt werden.

Sektorübergreifende Forschung

Die Studie zeigt, dass für die Umsetzung der Wasserstofftechnologie sowohl für die EMN spezifisch als auch überregional noch Fragestellungen offen sind, welche durch die Forschung adressiert werden müssen. Hierbei geht es primär um den Aufbau eines geeigneten Wasserstoffmarkts und Verteilungsstruktur in der Region (Handlungsempfehlungen 3.3.b und 3.3.c), als auch um die überregional bedeutende Frage, wie möglichst effizient mit den Energiespitzen und längeren Defizitphasen umgegangen werden kann (Handlungsempfehlung 3.3.a).

Darüber hinaus ergeben sich noch weitere, praxisorientierte Fragestellungen, wie z.B.:

- Geschäftsmodell für die Wasserstofftankstellen in der EMN
- Potenziale und Umsetzungsoptionen der Sektorkopplung im Kontext der Wasserstofftechnologie
- Identifikation digitaler Services für die Sektorkopplung
- Identifikation digitaler Services für den Markthochlaufs der produktbezogenen Wertschöpfungskette (z.B. KI-gestützte zerstörungsfreie Prüfung)

Die EMN besitzt aufgrund der Konzentration an Energietechnikforschung und der Vernetzung der Forschungspartner eine exzellente Grundlage, um diese Themen zu adressieren und so die Implementierung der Wasserstofftechnologie weiter voranzubringen. Im Kontext des Wissenszentrums und des Technologietransfers in die produktbezogene Wertschöpfungskette ist die konzentrierte und koordinierte Grundlagen- und anwendungsorientierte Forschung ein Garant, dass die Unternehmen in der Region technologisch mittel- und langfristig im Bereich Wasserstoff konkurrenzfähig sind und so die Region ein starker Industriestandort bleibt.

5 Schlusswort

In der Studie wurde gezeigt, dass die Metropolregion in der produktbezogenen Wertschöpfungskette ein wirtschaftliches Potenzial besitzt. Je nach Szenario kann dieser Marktweig ein entscheidender Faktor und Arbeitgeber in der EMN werden. Jedoch zeigen die Simulationen, dass das Erzeugungspotenzial aus Energieüberschüssen nicht für einen signifikanten Export ausreicht. Jedoch könnte die Eigenproduktion von Wasserstoff in der Metropolregion den eigenen Bedarf, vorwiegend schwere Nutzfahrzeuge und Prozesswärme, decken und so auch ein Anreiz für die eigene Infrastrukturentwicklung sein.

Die Simulation zeigt jedoch klar, dass ein forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien unabdingbar ist und die bisher geplanten Speicherkapazitäten und -konzepte nicht ausreichen werden, um die überschüssigen Energiespitzen zu puffern und für eine gleichmäßige Nutzung bereitzustellen. Hier besteht sowohl konkret für die EMN als auch für andere Regionen ein Forschungs- und Handlungsbedarf.

Aus unserer Sicht wird für die EMN entscheidend sein, dass das bestehende Gewerbe in der EMN die Kompetenzen erwirbt Komponenten, Teil- und Gesamtsysteme für die Wasserstofftechnologie zu entwickeln und zu produzieren. Hierzu ist es wichtig, dass zum einen ein einfacher Zugang zu diesem Wissen in Form eines zentralen Wissenszentrums bereitgestellt und eine enge Vernetzung der verschiedenen Akteure in der produktbezogenen Wertschöpfungskette sichergestellt wird.

Abschließend möchten wir uns bei unserem Auftraggeber, dem Referat für Wirtschaft und Wissenschaft der Stadt Nürnberg, für die Möglichkeit diese Studie zu erstellen bedanken.

Literaturverzeichnis

- [1] IKM: Statistikviewer der Metropolregionen Deutschlands (2022)
- [2] IW CONSULT: Wasserstoffranking 2020 (2020)
- [3] DIE BUNDESREGIERUNG: Die Nationale Wasserstoffstrategie (2020)
- [4] AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN: Fortschritte der Energiewende in den Bundesländern transparent (2021)
- [5] WASSERSTOFFATLAS: Wasserstoffatlas Deutschland: Methodik (2022)
- [6] WASSERSTOFFATLAS: Wasserstoffatlas für Deutschland (2022)
- [7] BDEW: Flexible Herstellung: Wie wird Wasserstoff erzeugt? (2022)
- [8] HESSISCHES MINISTERIUM FÜR UMWELT ENERGIE: Wasserstoff-Tankstellen: Ein Leitfaden für Anwender und Entscheider (2012)
- [9] SOLARSERVER: 142 neue Wasserstoff-Tankstellen weltweit im Jahr 2021. In: *Solarserver* (2022)
- [10] H2.LIVE: H2.LIVE: Wasserstofftankstellen in Deutschland & Europa (2022)
- [11] FRAUNHOFER GESELLSCHAFT: Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland (2019)
- [12] PORTER, MICHAEL E: *The competitive advantage of nations*. New York: Free Press, 1990 — ISBN 9781451651492
- [13] DÖGL, CORINNA ; HOLTBRÜGGE, DIRK ; SCHUSTER, TASSILO: Competitive advantage of German renewable energy firms in India and China. In: *International Journal of Emerging Markets* Bd. 7 (2012), Nr. 2, S. 191–214
- [14] ENGEL, JEROME S.: Global clusters of innovation: Lessons from Silicon Valley. In: *California Management Review* Bd. 57 (2015), Nr. 2
- [15] PORTER, MICHAEL E. ; STERN, SCOTT: Innovation: Location Matters. In: *MIT Sloan Management Review* Bd. 42 (2001), Nr. 4
- [16] H2.B: Zentrum Wasserstoff.Bayern – H2.B (2022)
- [17] STATISTISCHE ÄMTER: Regionaldatenbank Deutschland: Regionaldatenbank Deutschland (2022)
- [18] BMVI: Rückenwind aus Brüssel für vier erste Wasserstoff-Großprojekte aus Deutschland (2022)
- [19] PTJ: Europäische Wasserstoff-Großvorhaben ausgewählt (2021)
- [20] BMWK: IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen (2022)
- [21] BMWK: IPCEI: Projektlandkarte (2022)
- [22] HYLAND: HyLand –Wasserstoffregionen in Deutschland (2022)
- [23] DFG: GERiT: German Research Institutions | DFG (2022)
- [24] NOW GMBH: Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) (2022)
- [25] DIE BUNDESREGIERUNG: Förderkatalog (2022)
- [26] FCH JU: HYDROGEN Roadmap Europe: A Sustainable Pathway for the European Energy Transition. Luxembourg, Publications Office of the European Union — ISBN 9789292463311
- [27] BMUV: Der Klimaschutzplan 2050 – Die deutsche Klimaschutzlangfriststrategie (2020)

-
- [28] HZWO: Wertschöpfungspotenziale von Wasserstoff für Sachsen
 - [29] ROLAND BERGER: Potenziale der Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Industrie in Baden-Württemberg
 - [30] HYDROGEN COUNCIL: Hydrogen scaling up: A sustainable pathway for the global energy transition
 - [31] MAURER, ERICH ; SEITZ, WOLFGANG: Energienutzungsplan Europäische Metropolregion Nürnberg (2019)
 - [32] NÜRNBERG, EUROPÄISCHE METROPOLREGION: Endenergiebilanz 1990-2018 (2018)
 - [33] BAYRISCHE STAATSRGIERUNG: Energie-Atlas Bayern (2022)
 - [34] EUROPÄISCHE METROPOLLREGION NÜRNBERG: Endenergiebilanz und erneuerbare Energien in der Europäischen Metropolregion Nürnberg
 - [35] SCHMIDT, O ; GAMBHIR, A ; STAFFELL, I ; HAWKES, A ; NELSON, J ; FEW, S: Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, Elsevier Ltd (2017)
 - [36] BERTUCCIOLI, LUCA ; CHAN, ALVIN ; HART, DAVID ; LEHNER, FRANZ ; MADDEN, BEN ; STANDEN, ELEANOR: Study on development of water electrolysis in the EU. In: *Final Report in Fuel Cells and Hydrogen, Joint Undertaking* (2014)
 - [37] C. HEBLING M. RAGWITZ, T FLEITER U GROOS D HÄRLE A HELD M JAHN N MÜLLER T PFEIFER P PLÖTZ O RANZMEYER A SCHAADT F SENSFUß T SMOLINKA M WIETSCHKE: Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland. In: *Fraunhofer ISI Fraunhofer ISE* (2019), S. 1–51
 - [38] BOTHE, DR. DAVID ; JANSSEN, DR. MATTHIAS ; REICHENBACH, DR. JOHANNA ; BIENIASCH, MATTHIAS: Der Wert von Wasserstoff im Wärmemarkt (2021), Nr. August
 - [39] AVL: Reimagining Motion (2022)
 - [40] SUNFIRE: Renewables Everywhere (2022)
 - [41] FELSEGHI, RALUCA ANDREEA ; CARCADEA, ELENA ; RABOACA, MARIA SIMONA ; TRUFIN, CATALIN NICOLAE ; FILOTE, CONSTANTIN: Hydrogen fuel cell technology for the sustainable future of stationary applications. In: *Energies* (2019)
 - [42] HESSISCHES MINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT ENERGIE, VERKEHR UND LANDESENTWICKLUNG: Stationäre Brennstoffzellen-Anwendungen (2016)
 - [43] LANGE, FELIX: *Bachelorarbeit modularen PEM-Brennstoffzellen- Felix Lange Detailplanung und Realisierung eines modularen PEM-Brennstoffzellen- Versuchsstands*, 2016
 - [44] LOCHNER, STEFAN ; BOTHE, DAVID: The development of natural gas supply costs to Europe, the United States and Japan in a globalizing gas market–Model-based analysis until 2030 (2009)
 - [45] HABIB, MD SHEHAN ; AREFIN, PAROMA ; SALAM, MD ABDUS ; AHMED, KAWSAR ; UDDIN, MD SAHAB ; HOSSAIN, TAREQ ; PAPRI, NASRIN ; ISLAM, TAUHIDUL: Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC) Durability Factors, Challenges, and Future Perspectives: A Detailed Review. In: *Material Science Research India* Bd. 18 (2021), Nr. 2, S. 217–234
 - [46] HÜTTENRAUCH, JENS ; MÜLLER-SYRING, GERT ; KRAUSE, HARTMUT ; FICHTNER, WOLF ; NOLDEN, CHRISTOPH ; HAUSER, PHILIPP ; MÜLLER, THERESA ; HÄRTEL, PHILIPP ; U. A.: Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen-Konvergenz Strom- und Gasnetze (KonStGas): Abschlussbericht. In: *Final Report* (2018)

- [47] WHISTON, MICHAEL M ; AZEVEDO, INÊS L ; LITSTER, SHAWN ; WHITEFOOT, KATE S ; SAMARAS, CONSTANTINE ; WHITACRE, JAY F: Expert assessments of the cost and expected future performance of proton exchange membrane fuel cells for vehicles. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* Bd. 116 (2019), Nr. 11, S. 4899–4904
- [48] US FUEL CELL COUNCIL: Commercially Available Fuel Cell Products Commercially Available Fuel Cell Products. In: *Fuel Cell* (2008), S. 1–3
- [49] SPIEGEL, COLLEEN DR.: Stationary Fuel Cell Power Applications (2019)
- [50] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT: Die Energieversorgung 2021 - Jahresbericht (2021), S. 2020–2021 — ISBN 2010304837
- [51] VIESSMANN: Klimaneutral heizen mit Wasserstoff - Lösungen von Viessmann (2022)
- [52] BOSCH: Mit Wasserstoff heizen (2022)
- [53] VAILLANT: Heizen mit Wasserstoff - Zukunft der Heizung auch in der Schweiz? (2022)
- [54] CO2-ONLINE: Funktionsweise von Brennwerttechnik und Tipps zur Optimierung des Heizkessels (2022)
- [55] BAUNETZ_WISSEN: Wirkungs- und Nutzungsgrade von Kesseln (2022)
- [56] DAS BAU- UND ENERGIEPORTAL FÜR HAUSBESITZER: Wie effizient ist ein Brennwertkessel? (2022)
- [57] HEIZUNGSBAUER: Die Wasserstoff-Heizung: Kosten und Umsetzung (2022)
- [58] MURAKAMI, YUKITAKA: Hydrogen embrittlement. In: *Metal Fatigue* (2019)
- [59] SCHUMACHER, MORITZ: Einfluss des Brennverfahrens auf die Thermodynamik des Wasserstoffmotors mit Niederdruck-Direktinblasung (2019) — ISBN 978-3-8440-6914-3
- [60] VERHELST, SEBASTIAN: Renewable Hydrogen Technologies : Production , Purification , Storage , Applications and Safety Chapter 18 : Update on the progress of hydrogen-fueled internal combustion engines Abstract Keywords (2013)
- [61] WEITERBILDUNGSZENTRUM FÜR INNOVATIVE ENERGIETECHNOLOGIEN WBZU DER HANDWERKSKAMMER ULM: Infopool: Blockheizkraftwerke (2022)
- [62] MAN TRUCK & BUS SE: Vier Busse mit Wasserstoff-Verbrennungsmotoren von MAN im regulären Linieneinsatz in Berlin (2006)
- [63] ONLINE, HEISE: Vergaloppiert: Wasserstoff-Auto ohne Brennstoffzelle BMW Hydrogen 7 (2020)
- [64] BWK ENERGIE: Neues Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk für Marl (2020)
- [65] IWR: Neues GuD Kraftwerk in Herne mit Wasserstoff-Option erzeugt ersten Strom (2022)
- [66] VERBUND AG: Wasserstoff im GuD-Kraftwerk (2019)
- [67] THOMAS PLANKENBÜHLER KATHARINA HERKENDELL JÜRGEN KARL, SEBASTIAN KOLB: Handbook Screening Wasserstoff Technik (2021), Nr. April, S. 138 M4 —Citavi
- [68] FRAUNHOFER IWES: Speicherungsmöglichkeiten von Überschuss-Energie mit Wasserstoff oder Methan - ein Vergleich
- [69] PASCHOTTA, RÜDIGER: Gas- und Dampf-Kombikraftwerk (2020)
- [70] KAIL, C ; RUKES, B: Fortschrittliche Gas-und Dampfturbinenprozesse zur Wirkungsgrad- und Leistungssteigerung bei GUD-Kraftwerken. In: *VDI-Berichte* Bd. 1182 (1995), Nr. 1182, S. 71–87
- [71] GÖRNER, KLAUS ; SAUER, DIRK UWE: Konventionelle Kraftwerke Technologiesteckbrief zur Analyse (2016)

- [72] ENERGIE-EXPERTEN: Vor- und Nachteile von klimaaktiven und natürlichen Kältemitteln in Wärmepumpen (2022)
- [73] BAYERISCHES LANDESAMT: Energieatlas Bayern: Mischpult „ Wärme “ Information zur Berechnung (2021), S. 1–39
- [74] MIARA, M ; GÜNTHER, D ; HELMLING, G: „WP Monitor“ Feldmessung von Wärmepumpenanlagen (2014)
- [75] BUNDESVERBAND WÄRMEPUMPE E.V.: Absatzentwicklung Wärmepumpen in Deutschland 2002-2021 (2022)
- [76] VIESSMANN: Wärmepumpen bis 600 kW : VITOCAL PRO Zukunftssichere und effiziente Heiztechnik für alle Anforderungen
- [77] OCHSNER ENERGIE TECHNIK: Wärmepumpen für große Leistungen (2022)
- [78] SWEGON: Wassergekühlte Kaltwassererzeuger und Wärmepumpen (2022)
- [79] BUNDESVERBAND WÄRMEPUMPE (BWP) E.V.: Siedlungsprojekte und Quartierslösungen mit Wärmepumpe (2018)
- [80] VDP - VERBAND DEUTSCHER PAPIERFABRIKEN: Papier 2018 - ein Leistungsbericht (2018)
- [81] ESSITY: CO2-frei mit grünem Wasserstoff (2022)
- [82] BHKW INFOZENTRUM: Wasserstoffbetriebenes BHKW offiziell in Betrieb genommen
- [83] GOCHERMANN, JOSEF: Energiewende in der Industrie. In: *Expedition Energiewende* (2016), Nr. 42, S. 115–145
- [84] INGENIEUR GMBH, AQUA: Papierfabrik Schoellershammer GmbH & Co.KG (2022)
- [85] TILLMANN, PAPIERFABRIK: Eigenes BHKW (2022)
- [86] FORCHHEIM, WELLPAPPE: Über uns - Wellpappe Forchheim (2022)
- [87] PALM: Papierfabrik Palm, Werk Eltmann (2022)
- [88] ISLAMI, BLEDAR ; GIESE, ANNE ; BIEBL, MARCEL: Wasserstoffnutzung in der Glasindustrie als Möglichkeit zur Reduzierung von CO₂-Emissionen und des Einsatzes erneuerbarer Gase – Untersuchung der Auswirkungen auf den Glasherstellungsprozess und Analyse der Potenziale in NRW (Akronym: HyGlass) (2021)
- [89] LEISIN, MATTHIAS: Energiewende in der Industrie: Branchensteckbrief der Glasindustrie (2019), Nr. 42, S. 19
- [90] BAYERN INTERNATIONAL: Bayerische Glaswerke GmbH (2022)
- [91] BONS, MARIAN ; CREUTZBURG, PHILIPP ; SCHLEMMER, JANNIK: Energiewende in der Industrie - Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor. In: *Expedition Energiewende* (2020), Nr. 42, S. 115–145
- [92] DENA: Systematische Energieeffizienz steigern und CO₂-Emissionen senken in der Gießerei-Industrie (2021)
- [93] LEUCHTTÜRME CO₂-EINSPARUNG INDUSTRIE: Gießerei-Industrie (2022)
- [94] JOURNAL, INTERNATIONAL ALUMINIUM: Gießerei entwickelt Wasserstoff-betriebenen Schmelzhofen (2022)
- [95] GUSS, AUER: gh AUER Guss (2022)
- [96] PALM, LUDWIG: Alles aus einem Guss (2022)

-
- [97] 595 GRAD: Die Zukunft ist leicht - Aluminium & Magnesium (2022)
 - [98] PELLOW, MATTHEW A ; EMMOTT, CHRISTOPHER J M ; BARNHART, CHARLES J ; BENSON, SALLY M: Hydrogen or batteries for grid storage? A net energy analysis. In: *Energy and Environmental Science* Bd. 8, Royal Society of Chemistry (2015), Nr. 7, S. 1938–1952
 - [99] ZHENG, CHAO: Hydrogen Round Trip Efficiency. In: *Frontiers of Mechatronical Engineering* Bd. 2 (2020), Nr. 3, S. 79
 - [100] AZIZ, MUHAMMAD: Liquid hydrogen: A review on liquefaction, storage, transportation, and safety. In: *Energies* Bd. 14 (2021), Nr. 18
 - [101] IDEALHY: Liquid Hydrogen Outline (2022)
 - [102] SMOLINKA, TOM ; GARCHE, JÜRGEN: *Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems, and Applications*, 2021
 - [103] THANISH, AHAMED ; SHIVASANKARAN, N: Safety in High Pressure Hydrogen Storage and Handling in Hydrogen Plant- A Review. In: *International Journal of Industrial Engineering* Bd. 2 (2015), Nr. 2, S. 15–18
 - [104] MUHAMMED, NASIRU SALAHU ; HAQ, BASHIRUL ; AL SHEHRI, DHAIFER ; AL-AHMED, AMIR ; RAHMAN, MOHAMMED MIZANUR ; ZAMAN, EHSAN: A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook. In: *Energy Reports* Bd. 8, Elsevier Ltd (2022), S. 461–499
 - [105] STRÖBELE, W ; PFAFFENBERGER, W ; HEUTERKES, M: *Energiewirtschaft - Einführung in Theorie und Politik*, 2010
 - [106] KÄSTNER, T ; KIEBLING, A ; RIEMER, G: *Energie in 60 Minuten - Ein Reiseführer durch die Gaswirtschaft*, 2011
 - [107] MÜLLER, KARSTEN ; STARK, KATHARINA ; EMELIANENKO, VLADIMIR N ; VARFOLOMEEV, MIKHAIL A ; ZAITSAU, DZMITRY H ; SHOIFET, EVGENI ; SCHICK, CHRISTOPH ; VEREVKIN, SERGEY P ; U. A.: Liquid Organic Hydrogen Carriers: Thermophysical and Thermochemical Studies of Benzyl- and Dibenzyl-toluene Derivatives. In: *Industrial and Engineering Chemistry Research* Bd. 54 (2015), Nr. 32, S. 7967–7976
 - [108] CARDELLA, UMBERTO FEDERICO: Large-scale hydrogen liquefaction under the aspect of economic viability (2018), S. 192
 - [109] DROLET, B ; GRETZ, J ; KLUYSKENS, D: The euro-québec hydro-hydrogen pilot project [EQHHPP]: demonstration phase. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (1996)
 - [110] CERNIAUSKAS, SIMONAS ; CHAVES JUNCO, ANTONIO JOSE ; GRUBE, THOMAS ; ROBINIUS, MARTIN: Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (2020)
 - [111] SAKINTUNA, BILUR ; LAMARI-DARKRIM, FARIDA ; HIRSCHNER, MICHAEL: Metal hydride materials for solid hydrogen storage: A review. In: *International Journal of Hydrogen Energy* (2007)
 - [112] GRAETZ, JASON: New approaches to hydrogen storage. In: *Chemical Society Reviews* Bd. 38 (2009), Nr. 1, S. 73–82
 - [113] SCLÜTH, FERDI ; BOGDANOVIĆ, BORISLAV ; FELDERHOFF, MICHAEL: Light metal hydrides and complex hydrides for hydrogen storage. In: *Chemical Communications* (2004), Nr. 20, S. 2249–2258
 - [114] CHIESA, PAOLO ; LOZZA, GIOVANNI ; MAZZOCCHI, LUIGI: Using hydrogen as gas turbine fuel. In: *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power* Bd. 127 (2005), Nr. 1, S. 73–80
 - [115] CAPPELLETTI, ALESSANDRO ; MARTELLI, FRANCESCO: Investigation of a pure hydrogen fueled gas turbine burner. In: *International Journal of Hydrogen Energy* Bd. 42 (2017), Nr. 15, S. 10513–10523

-
- [116] NING, FANDI ; HE, XUDONG ; SHEN, YANGBIN ; JIN, HEHUA ; LI, QINGWEN ; LI, DA ; LI, SHUPING ; ZHAN, YULU ; U. A.: Flexible and Lightweight Fuel Cell with High Specific Power Density. In: *ACS Nano* Bd. 11 (2017), Nr. 6, S. 5982–5991
 - [117] MITZEL, JENS ; ANDREAS FRIEDRICH, K: *Wasserstoff und brennstoffzellen*. Bd. 70, 2018 — ISBN 9783662533598
 - [118] HOOTS, W KEITH ; NELSON, J ARTY: Treatment of Murine Testicular Leukemia. In: *Cancer Research* Bd. 44 (1984), Nr. 6, S. 2464–2466
 - [119] ZEAG ENERGIE AG ; DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT UND RAUMFAHRT (DLR) ; LAND BADEN-WÜRTTEMBERG: H2orizon - das Projekt (2022)
 - [120] SALZGITTER AG: Windwasserstoff Salzgitter - das Projekt (2022)
 - [121] STADTWERK HAßFURT: Power-To-Gas Anlage (2022)
 - [122] MERTEN FRANK, SCHOLZ ALEXANDER KRÜGER CHRISTINE: Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung (2020), Nr. November
 - [123] ÖKO-INSTITUT: Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoff. In: 2020 (2020)
 - [124] DVGW: Interaktive Power to Gas Karte Deutschland (2022)
 - [125] KRETZSCHMAR, JÖRG: Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch). In: *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)* (2017), S. 1–55
 - [126] SCHMIDT, MAIKE ; SCHWARZ, SIMON ; STÜRMER, BERND ; WAGENER, LEON ; ZUBENBÜHLER, ULRICH: Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende (2018), Nr. April
 - [127] EMSCHER GENOSSENSCHAFT UND LIPPER VERBAND: Bottrop: Kläranlage Bottrop (2022)
 - [128] BOLLE FRIEDRICH-WILHELM: WaStraK NRW „Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung“ - Phase I (2012)
 - [129] PEYER, THOMAS ; NIJSEN, RENÉ ; HELLER, THOMAS ; REUTER, MONIKA: Kläranlagen - Ideal für Power-to-Gas. In: *Aqua & Gas* Bd. 7/8 (2016), S. 42–46
 - [130] BMVIT: Energie und Nährstoffe aus Abwasser im Rahmen des Projektes AR-HES-B (2017), S. 1–20
 - [131] AEE INTEC: AR-HES-B - Abwasserreinigung zur hybriden Energiespeicherung, Energiebereitstellung und Wertstoffgewinnung (2022)
 - [132] MARKTHALER, SIMON ; PLANKENBÜHLER, THOMAS ; WEIDLICH, TOBIAS ; NEUBERT, MICHAEL ; KARL, JÜRGEN: Numerical simulation of trickle bed reactors for biological methanation. In: *Chemical Engineering Science* Bd. 226 (2020)
 - [133] LEHRSTUHL FÜR ENERGIEVERFAHRENSTECHNIK FAU: BMWi-Projekt: Kläffizient - Flexible und bedarfsgerechte Veredelung von Klärgas zur Energiespeicherung und Erhöhung der Anlageneffizienz (2020)
 - [134] REGIO ENERGIE SOLOTHURN: Forschungsstandorte und Technologien (2022)
 - [135] SOLARSERVER: BayWa Pilotprojekt: Wasserstoff-Herstellung mit Photovoltaik-Strom
 - [136] IWR ONLINE: Elektrolyseur erzeugt aus PV-Strom grünen Wasserstoff
 - [137] ARICO, ANTONIO SALVATORE: HPEM2Gas Final Results (2019)
 - [138] DPA HAMBURG/SCHLESWIG-HOLSTEIN: Stillgelegtes Kraftwerk soll grünen Wasserstoff produzieren (2022)

- [139] ENERGIE, B W K: Premiere für ein Wasserstoff-Kraftwerk (2022)
- [140] LOHSE, ANDREAS: In Moorbürg soll eine 100-Megawatt-Elektrolyse entstehen (2021)
- [141] ARICÒ, A S ; SIRACUSANO, S ; BRIGUGLIO, N ; BAGLIO, V ; DIJK, N VAN ; YILDIRIM, H ; GREENHALGH, D ; MERLO, L ; U. A.: EUROPEAN COMMISSION HORIZON 2020 PROGRAMME FUEL CELLS AND HYDROGEN JOINT UNDERTAKING (FCH 2 JU) High Performance PEM Electrolyser for Cost-effective Grid Balancing Applications HPEM2GAS - Deliverable report and electrolysis system assessment (2016), Nr. 2018, S. 1–28
- [142] SCHMID, ANGELA: Pilotprojekt: Deutschlands größte Power-to-Gas-Anlage (2022)
- [143] GASUNIE: Power-to-Gas-Projekt ELEMENT EINS fasst Standort Diele ins Auge (2022)
- [144] HÜTTENRAUCH, JENS ; ZÖLLNER, SYLVANA ; MÜLLER-SYRING, GERT ; STEFFENS, PHILIPP ; STÖTZEL, MARCUS ; KÖPPEL, WOLFGANG ; DEGÜNTHER, CHARLOTTE ; BAUMANN, CHRISTOPH ; U. A.: *Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze*, 2015 — ISBN 0341245712
- [145] CHEMIETECHNIK: Linde will weltgrößte Wasserstoff-Elektrolyseanlage auf PEM-Basis in Leuna bauen und betreiben (2021)
- [146] LINDE AG: Linde Gas Produktionsstandorte (2022)
- [147] RIESSNER GASE: Auch in ihrer Nähe - die Standorte von Rießner Gase (2022)
- [148] ENBW: Wasserstofftankstelle: Mit Wasserstoff zu nachhaltiger Mobilität (2022)
- [149] AG, SIEMENS: Vorhaben CEP Wasserstoff-Tankstelle Air Liquide Impressum
- [150] INSTITUT FÜR ENERGIETECHNIK (IET): Energieaufwand für Gaskomprimierung (2014), S. 8640
- [151] EWE: Wasserstoff speichern - ein Portrait (2022)
- [152] H2STATION.ORG: H2-Stations Map (2022)
- [153] GRÜGER, FABIAN: Elektrolyse an Wasserstofftankstellen – eine geeignete Anwendung von Power to Gas ? In: *Jahrestagung „Power-to-Gas“* (2017)
- [154] STAHL, TOBIAS: Von wegen grüne Technologie: 99 Prozent des weltweiten Wasserstoffs sind „grau“. In: 2020
- [155] H2 MOBILITY NEWS: Auch Wasserstoff tanken wird teuer (2022)
- [156] NÜRNBERG, STADT: Klimaschutzfahrplan Nürnberg 2020 - 2030 (2022)
- [157] *Zukunft des Fliegens*. URL <https://www.airbus.com/de/who-we-are/our-worldwide-presence/germany/willkommen-im-airbus-hubberlin/zukunft-des-fliegens>
- [158] BOATS, UNLEASH FUTURE: *ZeroEmission Autonomous Boats*. URL <https://unleash-future-boats.com/>
- [159] PTJ: *Förderung von Bussen mit alternativen Antrieben*. URL <https://www.ptj.de/projektfoerderung/busfoerderung>
- [160] VERKEHRSPLANUNGSAMT, STADT NÜRNBERG: Nahverkehrsplan Nürnberg (2003)
- [161] JEB, CHRISTIAN: Schnellladen: So funktionieren die Turbo-Lader für Elektroautos. In: *AUTO BILD*
- [162] KLELL, M ; EICHLSEDER, H ; TRATTNER, A: *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung*. Wiesbaden : Springer, 2018
- [163] *H2-Landtechnik | Hochschule Osnabrück*. URL <https://www.hs-osnabrueck.de/h2-landtechnik/>
- [164] POLL, DIETMAR: Warum Staplerflotten künftig mit Wasserstoff fahren. In: *Produktion Online*

-
- [165] BERGER, ROLAND: Integrated Fuels and Vehicles Roadmap to 2030 and beyond. In: *Roland Berger GmbH* (2016)
 - [166] GNANN, T ; ROSE, P ; WIETSCHEL, M: Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen? (2020)
 - [167] *Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen – die Optionen im Überblick*. URL <https://h2-mobility.de/services-projektentwicklung-wasserstofftankstelle/>
 - [168] REDDI, K ; ELGOWAINY, A ; RUSTAGI, N ; GUPTA, E: *Impact of hydrogen SAE J2601 fueling methods on fueling time of light-duty fuel cell electric vehicles*. URL <https://www.osti.gov/pages/servlets/purl/1389635>
 - [169] GÖCKELER, K ; HEINZELMANN, J ; HACKER, F ; LESEMAN, L ; ZIEGLER, L ; BERNECKER, T: Anforderungen der Logistikbranche an einen Umstieg auf klimaschonende Fahrzeugtechnologien. In: *Ergebnisbericht einer standardisierten Befragung* (2022)
 - [170] MAURER, E ; SEITZ, W: *Energienutzungsplan Europäische Metropolregion Nürnberg 2019*, 2019
 - [171] AURORA ENERGY RESEARCH: *HYDROGEN COULD BE A €120BILLION+ INDUSTRY IN EUROPE BY 2050, WITH GERMANY EMERGING AS THE MOST FAVOURABLE MARKET FOR ELECTROLYSERS*. URL <https://auroraer.com/media/hydrogen-could-be-120-billion-industry-in-europe-by-2050/>. - abgerufen am 2022-11-06
 - [172] HENRIK BORK: *Neuer Boost für Wasserstoff in China*. URL <https://www.automobil-industrie.vogel.de/neuer-boost-fuer-wasserstoff-in-china-a-1109019/>. - abgerufen am 2022-11-06
 - [173] BAYRISCHE STAATSRGIERUNG: *Energieatlas Bayern* (2022)
 - [174] DEUTSCHER WETTERDIENST: *Index of climate environment* (2021)
 - [175] KUNZ, CLAUDIA: *Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland* (2013)
 - [176] STADTWERK HAßFURT: *Power-To-Gas Anlage* (2022)
 - [177] UMWELTBANK: *Grüner Wasserstoff aus Wunsiedel* (2022)
 - [178] VERBAND DER ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT: *Standardlastprofile Strom* (2022)
 - [179] BAYRISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK: *Energie* (2022)
 - [180] DJORUP, SOREN ; BERTELSEN, NIS: *Hotmaps EU-Projekt* (2020)
 - [181] HEINZ, D: *Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland*, KIT, 2018
 - [182] BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR UND DIGITALE INFRASTRUKTUR: *Mobilität in Deutschland - MiD Ergebnisbericht*, 2017
 - [183] COX, M: *Täglicher LKW-Maut-Fahr-Leistungsindex aus digitalen Prozessdaten der LKW-Maut-Erhebung*, 2020
 - [184] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT: *Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken, 1. Januar 2022 (FZ 1)* (2022)
 - [185] FRAUNHOFER ISI ; CONSENTEC ; IFEU ; TU BERLIN: *Langfristszenarien* (2020)
 - [186] BERTUCCIOLI, LUCA ; CHAN, ALVIN ; HART, DAVID ; LEHNER, FRANZ ; MADDEN, BEN ; STANDEN, ELEANOR: *Study on development of water electrolysis in the EU*. In: *Final Report in Fuel Cells and Hydrogen, Joint Undertaking* (2014)

-
- [187] SMOLINKA, TOM ; WIEBE, NIKOLAI ; STERCHELE, PHILIP ; NOW: Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme (2018)
 - [188] SMOLINKA, TOM(FRAUNHOFER ISE) ; GÜNTHER, MARTIN (FRAUNHOFER ISE) ; GARCHE, JÜRGEN (FCBAT): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. In: *NOW-Studie* Bd. 2010 (2011), S. 53
 - [189] SMOLINKA, T: Water Electrolysis: Status and Potential for Development. In: *Water Electrolysis Day Brussels* (2014)
 - [190] TJARKS, GEERT ; STOLTEN, DETLEF ; WESSLING, MATTHIAS: *PEM-Elektrolyse-Systeme zur Anwendung in Power-to-Gas Anlagen*, 2017 — ISBN 9783958062177
 - [191] MATHIESEN, B V: Technology data for high temperature solid oxide electrolyser cells, alkali and PEM electrolyzers (2015)
 - [192] SCHMIDT, O ; GAMBHIR, A ; STAFFELL, I ; HAWKES, A ; NELSON, J ; FEW, S: Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. In: *International Journal of Hydrogen Energy*, Elsevier Ltd (2017)
 - [193] YUE, MEILING ; LAMBERT, HUGO ; PAHON, ELODIE ; ROCHE, ROBIN ; JEMEI, SAMIR ; HISSEL, DANIEL: Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd (2021)
 - [194] STOLZENBURG, KLAUS ; HAMMELMANN, ROLAND ; WIETSCHEL, MARTIN ; LEHMANN, JOCHEN: Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem Abschlussbericht (2014)
 - [195] HÜTTENRAUCH, J ; MÜLLER-SYRING, G ; KRAUSE, H ; FICHTNER, W ; NOLDEN, C ; HAUSER, P: *Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen-Konvergenz Strom- und Gasnetze (KonStGas): Abschlussbericht. Final Rep 2018.*, 2019
 - [196] DEVLIN, ALEXANDRA ; YANG, AIDONG: Regional supply chains for decarbonising steel: Energy efficiency and green premium mitigation. In: *Energy Conversion and Management*, Elsevier Ltd (2022)
 - [197] FELSEGHI, RALUCA ANDREEA ; CARCADEA, ELENA ; RABOACA, MARIA SIMONA ; TRUFIN, CATALIN NICOLAE ; FILOTE, CONSTANTIN: Hydrogen fuel cell technology for the sustainable future of stationary applications. In: *Energies* (2019)
 - [198] HOSSEINI, SEYED EHSAN ; BUTLER, BRAYDEN: An overview of development and challenges in hydrogen powered vehicles. In: *International Journal of Green Energy*, Taylor & Francis (2020)
 - [199] DEUTSCHES CLEANTECH INSTITUT: *Branchenfürher Speichertechnologien 2013*, 2013 — ISBN 9783942292177
 - [200] PETRICCA, LUCA ; OHLCKERS, PER ; CHE, XUYUAN: *The Future of Energy Storage Systems*, 2013 — ISBN 9780578292632
 - [201] JÜLCH, VERENA ; THOMSEN, JESSICA ; HARTMANN, NIKLAS ; JUNNE, TOBIAS ; UNTERREINER, LEA ; ARNOLD, MARKUS ; REITH, SÖREN ; ELTROP, LUDGER ; U. A.: Betreibermodelle für Stromspeicher - Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben. In: *Forschungsbericht BWPLUS* (2016)
 - [202] THIELMANN, A ; SAUER, A ; SCHNELL, M ; ISENMANN, R ; WIETSCHEL, M: Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030. In: *Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI* (2015)
 - [203] LUO, XING ; WANG, JIHONG ; DOONER, MARK ; CLARKE, JONATHAN: Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. In: *Applied Energy*, Elsevier Ltd (2015)

-
- [204] RALON, P ; TAYLOR, M ; ILAS, A ; DIAZ-BONE, H ; KAIRIES, K: Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030 (2017)
 - [205] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNETTSO GMBH ; TRANSNETBW GMBH: *Szenario-ahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, 2022*
 - [206] ULI, ROSEL: Warmwasserspeicherung von Solarthermie zur ganzjährigen Fernwärmeversorgung (2017)
 - [207] STADLER, INGO ; KÖLN ARMIN KRAFT, T H ; ENERKO THOMAS BAUER, EEB ; RAINER FAATZ, D L R ; SEBAS-TIAN GRABOWSKI, FLAGSOL ; ENERGIESYSTEME GMBH GUNNAR HARMS, P B S ; ENERGIEGENOSSENSCHAFT EG ULF HERRMANN, BERGISCHE ; AACHEN MARTIN KLEIMAIER MARIUS MAXIMINI, F H ; U. A.: Wärmespeicher in NRW Thermische Speicher in Wärmenetzen sowie in Gewerbe- und Industrieanwendungen Autoren (2020)
 - [208] ENESCU, DIANA ; CHICCO, GIANFRANCO ; PORUMB, RADU ; SERITAN, GEORGE: Thermal energy storage for grid applications: Current status and emerging trends. In: *Energies* (2020)
 - [209] IRENA: *Innovation Outlook: Thermal Energy Storage, 2020* — ISBN 978-92-9260-279-6
 - [210] WELSCH, JULIA: Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X im deutschen und europäischen Energiesystem. In: *Stuttgart: Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Ener-gieanwendung* (2018)
 - [211] H2 MOBILITY: Wir bereiten den Weg : Unsere Wasserstoffinfrastruktur ermöglicht emissionsfreien Transport von Gütern und Personen .“ (2021)
 - [212] KLEIN, SEBASTIAN ; KAUFFMANN, ANDREAS: Systemwert von Gasspeichern – Intelligenz statt Stahl (2019)
 - [213] NI, MENG: An overview of hydrogen storage technologies. In: *Energy Exploration and Exploitation* (2006)
 - [214] INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIEVERSORGUNGSTECHNIK: Energiespeicher und Energietransport. In: *Kas-seler Symposium Energie–Systemtechnik* (2002), Nr. November
 - [215] KOLB, S ; PLANKENBÜHLER, T ; FRANK, J ; DETTELBACHER, J ; LUDWIG, R ; KARL, J: Scenarios for the integration of renewable gases into the German natural gas market - a simulation based optimization approach. In: *Renew Sustain Energy* (2021)

Anhang

Akteursliste der Wasserstoff-Wirtschaft in der Metropolregion Nürnberg

Unternehmen

Name Unternehmen	Wertschöpfungsdimension energetisch produktbezogen	Wertschöpfungsaktivität Erzeugung Versorgungsinfrastruktur Verwendung	Standort	Website
Anlagenbau Neundörfer GmbH	●	■	Langensendelbach	www.neundoerfer.de
AZURE	●	■	Erlangen	www.azure-h2.com
Baumüller Nürnberg GmbH	●	■ ■	Nürnberg	www.baumueller.com
BD SENSORS GmbH	●	■	Thierstein	www.bdsensors.de
Bedia Motorentechnik GmbH	●	■	Altdorf	www.bedia.com
Bosch Industriekessel GmbH	●	■	Gunzenhausen	www.bosch-thermotechnology.com/global/en/commercial-industrial/home/
Buderus Bosch Thermotechnik	●	■	Nürnberg	www.buderus.de
CEUS UG	●	■	Erlangen	www.ceus-system.de
Climate Change Ventures Ltd.	●	--	Erlangen	www.ccventures.io
CODEX-Engineering GmbH	●	■ ■	Fürth	www.codex-cng.com
Continental Engineering Services GmbH	●	■	Nürnberg	www.conti-engineering.com
DiaCCon GmbH	●	■	Fürth	www.diacon.de
Diehl Metall Stiftung & Co. KG	●	■	Röthenbach a.d. Pegnitz	www.diehl.com/metall/de
Drees & Sommer SE, Niederlassung	●	■ ■ ■	Nürnberg	www.dreso.com/de/
Envi Con Engineering GmbH	●	■	Nürnberg	www.envi-con.de
Erich NETZSCH GmbH & Co. Holding KG	●	■	Selb	www.netzsch.com/de
Ernst Müller GmbH & Co. KG (Linde Material Handling)	●	■	Nürnberg	www.ernstmueller.de
FCT Ingenieurkeramik GmbH	●	■	Frankenblick	www.fcti.de
FERCHAU GmbH, Niederlassung	●	■ ■ ■	Nürnberg	www.ferchau.com
Ferngas Netzgesellschaft mbH	● ●	■	Schwaig bei Nürnberg	www.ferngas.de
FMP TECHNOLOGY GMBH	●	■	Erlangen	www.fmp-technology.com
Framatome GmbH, Covalion	●	■ ■	Erlangen	www.covalion.net
Gardner Denver Deutschland GmbH	●	■	Nürnberg	www.gardnerdenver.com
Gastechnik Geburzi GmbH	●	■	Nürnberg	www.geburzi.com
GfE Gesellschaft für Elektrometallurgie mbH	●	■	Nürnberg	www.gfe.com
green benefit AG	●	--	Fürth	www.greenbenefit.com
GreenEarthAnalytics GmbH	●	--	Kemnath	www.greenearthanalytics.com
HE System Electronic GmbH	●	■	Veitsbronn	www.he-system.com
HEITEC Innovations GmbH	●	■	Erlangen	www.heitec-innovations.de
HITES GmbH	●	■	Sulzbach-Rosenberg	www.hites-energystorage.de

Name Unternehmen	Wertschöpfungsdimension energetisch produktbezogen	Wertschöpfungsaktivität			Standort	Website
		Erzeugung Versorgungsinfrastruktur Verwendung	■ ■ ■			
HOERATH GmbH	●	■			Erlangen	www.hoerath-ats.de
HYDAC INTERNATIONAL GmbH, Büro Nürnberg	●	■ ■			Schwaig	www.hydac.com
Hydrogen Technologies (in Gründung)	●	■ ■			Hof	www.hynergy.tech
Hydrogenious LOHC Technologies GmbH	●	■			Erlangen	www.hydrogenious.net
HYDROTEC GmbH – HydroTec Gesellschaft für ökologische Verfahrenstechnik mbH	●	■			Selb	www.hydrotec-selb.com
HYREF GmbH, Niederlassung Castell	●	■			Castell	www.hyref.eu
infra fürth gmbh	●	■			Fürth	www.infra-fuerth.de
INGENIEURBÜRO LEHMEYER GMBH & CO.KG	●	■			Weissenburg	www.sun-haus.com
Institut für Energietechnik IFE GmbH	●	■ ■ ■			Amberg	www.ifeam.de
INTER CONTROL Hermann Köhler Elektrik GmbH & Co. KG	●	■ ■			Nürnberg	www.intercontrol.de
ISCUE GmbH & Co. KG	●	■			Nürnberg	www.iscue.com
Issendorff Thermoprozesstechnik e.K.	●	■			Erlangen	www.i-tpt.de
KERAFOL - Keramische Folien GmbH & Co. KG	●	■ ■			Eschenbach i. d. Opf.	www.kerafol.com
KW Energie GmbH & Co. KG	●	■			Freystadt	www.kwenergie.de
Kyros Hydrogen Solutions GmbH	●	■ ■ ■			Förztal	www.kyroshydrogensolutions.com
Linde GmbH	● ●	■ ■ ■			Nürnberg	www.linde-gase.de
MAN Truck & Bus Nürnberg	●	■			Nürnberg	www.mantruckandbus.com/de/unternehmen/produktionsstandorte/nuernberg.html
MANN+HUMMEL Innenraumfilter GmbH & Co. KG	●	■			Himmelkron	www.oem.mann-hummel.com/de
MSR-Innovations GmbH & Co. KG	●	■ ■ ■			Kasendorf	www.msr-innovations.de
N-ERGIE Aktiengesellschaft	●	■			Nürnberg	www.n-ergie.de
Neue Energie Treuchtlingen GmbH	● ●	■ ■			Treuchtlingen	www.neue-energien-treuchtlingen.de
Neue Materialien Fürth GmbH	●	■			Fürth	www.nmfqmbh.de
NUMECA Ingenieurbüro	●	■			Altdorf b. Nürnberg	www.numeca.de
OECHSLER AG	●	--			Ansbach	www.oechsler.com
Pfeiffer Vacuum GmbH, Service Point Nürnberg	●	■			Greiding	www.pfeiffer-vacuum.com/de
POLYPROCESS GMBH	●	■			Rödelsee / Fröhstockheim	www.polyprocess.de
promeos GmbH	●	■			Nürnberg	www.promeos.com
Prüfrefx Innovative Power Products GmbH	●	■ ■			Cadolzburg	www.pruefrefx.de
PS-HyTech GmbH	●	■ ■			Burghaslach	www.ps-hytech.de
Reinle Gummi & Kunststoff GmbH	●	■			Pleinfeld – Mischelbach	www.reinle-gk.de
Richard Bergner Holding GmbH & Co. KG	●	■			Schwabach	www.ribe.de
Rießner-Gase GmbH	● ●	■ ■			Lichtenfels	www.riessner.de

Name Unternehmen	Wertschöpfungsdimension energetisch produktbezogen	Wertschöpfungsaktivität			Standort	Website
		Erzeugung Versorgungsinfrastruktur Verwendung	■ ■ ■	■ ■ ■		
Robert Bosch GmbH, Werk Bamberg	●	■			Bamberg	www.bosch.de
Rödl GmbH	● ●	■ ■			Neumarkt i. d. Oberpfalz	www.roedl-energie.de
Schaeffler Technologies AG & Co. KG	●	■ ■			Herzogenaurach	www.schaeffler.com
SCHERDEL GmbH	●	■			Marktredwitz	www.scherdel.com
Sciprios GmbH	●	-			Nürnberg	www.sciprios.de
SEMIKRON International GmbH	●	■ ■			Nürnberg	https://www.semikron.com
Siemens AG	●	■			Erlangen	www.siemens.com
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG	●	■ ■			Erlangen	www.siemens-energy.com
Siemens Mobility GmbH	●	■			Erlangen	www.mobility.siemens.com
Stadtentwässerung und Umweltanalytik Nürnberg	●	--			Nürnberg	www.nuernberg.de/internet/sun/taetigkeitsbereiche.html
Stadtwerk Haßfurt GmbH	●	■ ■ ■			Haßfurt	www.stwhas.de
Stadtwerke Bamberg	●	■ ■			Bamberg	www.stadtwerke-bamberg.de
Stadtwerke Wunsiedel	●	■ ■ ■			Wunsiedel	www.s-w-w.com
STÄUBLI TEC-SYSTEMS GMBH	●	■ ■			Bayreuth	www.staubli.com
Strobl Pumpen GmbH & Co. KG	●	■			Hilpoltstein	www.strobl-pumpen.de
SÜDWERK Projektgesellschaft mbH	● ●	■			Burgkunstadt	www.s-werk.com
TSG Deutschland GmbH & Co. KG	●	■			Nürnberg	www.tsg-solutions.com/de
TÜV Rheinland Industrieservice GmbH	●	■ ■ ■			Nürnberg	www.tuv.com/landingpage/de/hydrogen-technology
TÜV Süd Industrie Service GmbH	●	■ ■ ■			Nürnberg	www.tuvsud.com/de-de/branchen/energie/erneuerbare-energien/brennstoffzellen-wasserstoffzellen
UmweltBank AG	●	■			Nürnberg	www.umweltbank.de
Viessmann Deutschland GmbH, Verkaufsniederlassung Nürnberg	●	■			Lauf	www.viessmann.de
Vitesco Technologies Germany GmbH	●	■			Nürnberg	www.vitesco-technologies.com
Wassertechnik Franken GmbH	●	■			Nürnberg	www.wtfqmbh.de
Wasserwerke Sonneberg	●	--			Sonneberg	www.wasserwerke-sonneberg.de
Werbik industries GmbH	●	■			Altdorf b. Nürnberg	www.werbik-industries.com
WUN H2 GmbH	● ●	■ ■			Wunsiedel	www.wun-h2.de
ZÖLLER-KIPPER GmbH, Servicestützpunkt Fürth	●	■			Fürth	www.zoeller-kipper.de

Forschung

Name Forschungseinrichtung, Hochschule, Universität	Hauptstandort	Website
Biomasseinstitut Triesdorf-Ansbach	Merkendorf	www.biomasseinstitut.de
Fraunhofer IIS	Erlangen	www.iis.fraunhofer.de/de/profil/zukunftsinitiativen/wasserstoff.html
Fraunhofer IISB	Erlangen	www.iisb.fraunhofer.de/de/wasserstoff-am-iisb.html
Fraunhofer ISC - Zentrum für Hochtemperatur-Leichtbau HTL	Bayreuth	www.htl.fraunhofer.de
Fraunhofer UMSICHT, Institutsteil Sulzbach-Rosenberg	Sulzbach-Rosenberg	www.umsicht-suro.fraunhofer.de
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg	Erlangen	www.fau.de
Helmholtz-Institut Erlangen-Nürnberg für Erneuerbare Energien	Erlangen	www.hi-ern.de
Hochschule Ansbach	Ansbach	www.hs-ansbach.de/hochschule/labore-technik/wasserstofftechnologie/
Hochschule Coburg	Coburg	www.hs-coburg.de/forschung/forschungsprofil/mobilitaet-und-energie.html
Hochschule Hof	Hof	www.hof-university.de/forschung/institut-fuer-wasser-und-energiemanagement.html
HySON - Institut für Angewandte Wasserstoff-Forschung Sonneberg	Sonneberg	www.hyson.de
OTH Amberg-Weiden	Amberg	www.oth-aw.de
Technische Hochschule Nürnberg Georg Simon Ohm	Nürnberg	www.th-nuernberg.de/einrichtungen-gesamt/in-institute/institut-fuer-angewandte-wasserstoffforschung-elektro-und-thermochemische-energiesysteme/h2ohm-das-institut/
Universität Bayreuth	Bayreuth	www.wasserstoff.uni-bayreuth.de

Verbände und Netzwerke

Name Netzwerk, Verband, Kammer und sonstige Institutionen	Hauptstandort	Website
ADAC Nordbayern e.V.	Nürnberg	www.adac-nordbayern.de
Bayern Innovativ GmbH	Nürnberg	www.bayern-innovativ.de
Cleantech Innovation Park GmbH	Hallstadt	www.cleantech-innovation-park.de
CNA Center for Transportation & Logistics Neuer Adler e.V.	Nürnberg	www.c-na.de
Deutscher Gewerkschaftsbund Mittelfranken	Nürnberg	www.mittelfranken.dgb.de
ENERGIEregion Nürnberg e.V.	Nürnberg	www.energieregion.de
Forum Klimaschutz und nachhaltige Entwicklung der Metropolregion Nürnberg	Nürnberg	www.klimaschutz.metropolregionnuernberg.de
Forum Marketing der Metropolregion Nürnberg	Nürnberg	www.metropolregionnuernberg.de/ueber-uns/foren/marketing
Forum Verkehr und Planung der Metropolregion Nürnberg	Bayreuth	www.metropolregionnuernberg.de/ueber-uns/foren/verkehr-und-planung
Forum Wirtschaft und Infrastruktur der Metropolregion Nürnberg	Nürnberg	www.metropolregionnuernberg.de/ueber-uns/foren/wirtschaft-und-infrastruktur
Forum Wissenschaft der Metropolregion Nürnberg	Fürth	www.metropolregionnuernberg.de/ueber-uns/foren/wissenschaft
Handwerkskammer für Mittelfranken	Nürnberg	www.hwk-mittelfranken.de
Handwerkskammer für Oberfranken	Bayreuth	www.hwk-oberfranken.de
Handwerkskammer für Unterfranken	Würzburg	www.hwk-ufr.de
Handwerkskammer Niederbayern-Oberpfalz	Passau	www.hwkno.de
IHK für Oberfranken Bayreuth	Bayreuth	www.ihk.de/bayreuth
IHK Nürnberg für Mittelfranken	Nürnberg	www.ihk-nuernberg.de/de/Geschaeftsbereiche/Innovation-Umwelt/
IHK zu Coburg	Coburg	www.coburg.ihk.de/unternehmen/innovation-und-umwelt/
Kompetenznetzwerk Wasser und Energie e.V.	Hof	www.wasser-energie.net
ofraCar - Automobilnetzwerk e.V.	Bayreuth	www.ofracar.de
VDE Bezirksverein Nordbayern e.V.	Nürnberg	www.vde-nordbayern.de/nb-de
VDI Bezirksverein Bayern Nordost e.V.	Nürnberg	www.vdi-bno.de
Zentrum Wasserstoff.Bayern (H2.B)	Nürnberg	www.h2.bayern

Tabelle 28: Akteursliste der Wasserstoffwirtschaft in der Metropolregion Nürnberg

Detaillierte Übersicht zu den Datensätzen aus Kapitel 3.5

Tabelle 29 Detaillierte Übersicht zu den Datensätzen

Name	Quelle(n)	Anmerkungen	Auflösung
e_landkreis_x_gen (3 Szenarien) Erneuerbare Stromerzeugung für jeden Landkreis, aufgeteilt in einzelne Technologien	Energieatlas Bayern [173]; Deutscher Wetterdienst [174]; Studie zu Kraftwerken in Deutschland [175]	Angabe für 2022, 2030 und 2050 jeweils in 3 Szenarien: Aus dem Energieatlas wurden die installierten Leistungen von PV, Wind, Wasser und Biomasse bezogen. Die Lastverläufe von Wind und PV wurden über die Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes bestimmt (Standorte: Bamberg, Hof, Nürnberg, Weiden), während die Stromproduktion durch Wasser und Biomasse über gemittelte Volllaststunden berechnet wurden. Die Szenarien entsprechen den in AP2.2. definierten Szenarien-Rahmenbedingungen.	Viertelstündlich und landkreis aufgelöst
h2_industry_x_gen Wasserstofferzeugung aus Industrieproduktion getrennt für jeden Landkreis	Stadtwerk Haßfurth [176] Aussage von Thilo Rießner (Rießner-Gase GmbH), Onlinerecherche [177]	Nicht Teil der Simulation, da die Wasserstofferzeugung dynamisch bestimmt wird. Angegeben wurden Spitzenleistung sowie das jährliche Produktionsvolumen	Skalare für Status Quo und landkreis aufgelöst
e_landkreis_x_dem Stromverbrauch getrennt für jeden Landkreis ohne Strom für Wärmeerzeugung und Strom für Verkehr	Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) [178] Bayerisches Landesamt für Statistik [179] Energienutzungsplan EMN [170]	Die Lastkurven für Haushalte und Industrie für das Jahr 2019 wurden getrennt bestimmt: Der Strombedarf der Haushalte wurde über die Einwohnerzahlen und den Pro-Kopf-Strombedarf in Bayern ermittelt und mit den Standardlastprofilen des VDEW für Haushalte skaliert. Der Stromverbrauch für Wärme wurde anteilig je Landkreis abgezogen. Der Strombedarf der Industrie wurde von Bayerischen Landesamt für Statistik bezogen und mit den Standardlastprofilen des VDEW für Industrieversorger skaliert. Anschließend wurden beide Profile aufsummiert. Für 2030 und 2050 wurde auf Strombe-	Viertelstündlich und landkreis aufgelöst

Name	Quelle(n)	Anmerkungen	Auflösung
		darfsprognosen des Energienutzungsplans zurückgegriffen. Diese wurden ebenfalls mit den Lastprofilen skaliert.	
e_landkreis_x_hdem Stromverbrauch für Wärmeherzeugung für jeden Landkreis	Energieatlas Bayern [173]; Energienutzungsplan EMN [170]; EU-Projekt Hotmaps [180]	Angabe für 2019, 2030 und 2050: Die Jahreswerte für 2019 wurden über den Energieatlas Bayern (Wärmedeckung über Umgebungsluft und oberflächennahe Geothermie) ermittelt. Die Prognosen wurden über Daten des Energienutzungsplans jeweils anteilig auf die Landkreise skaliert. Für die Umrechnung der Wärmebedarfe auf Strombedarfe wurde eine COP von 3,5 angenommen. Der gesamte Wärmebedarf wurde mit dem Lastprofil aus EU-Projekt Hotmaps für Haushalte multipliziert, da die Wärmedeckung über Wärmepumpen nahezu ausschließlich für Gebäude verwendet wird	Viertelstündlich und landkreis aufgelöst
e_landkreis_x_tdem (3 Szenarien) Stromverbrauch für Straßenverkehr für jeden Landkreis	Energienutzungsplan EMN [170]; PKW-Ladeprofile [181] PKW-Verkehrsprofile [182] LKW-Verkehrsprofile [183] KFZ-Melderegister [184]	Angabe für 2022, 2030 und 2050: Die jährlichen Strombedarfe wurden aus dem Energienutzungsplan der EMN übernommen. Diese wurden über verschiedene Lade- sowie Verkehrsprofile skaliert und über offizielle KFZ-Melderegister-Daten auf die Landkreise aufgeteilt.	Viertelstündlich und landkreis aufgelöst
h_landkreis_x_dem Wärmeverbrauch für jeden Landkreis	Energieatlas Bayern [173]; Energienutzungsplan EMN [170];	Nicht Teil der Simulation, da der ET Wärme nicht explizit abgebildet wurde! Angabe für 2019, 2030 und 2050: Die jährlichen Wärmebedarfe für 2019 wurden über den Energieatlas ermittelt. Die Prognosen wurden über Daten des Energienutzungsplans jeweils anteilig auf die Landkreise skaliert	Jährlich für 2019, 2030, 2050 und landkreisaufgelöst

Name	Quelle(n)	Anmerkungen	Auflösung
h2_industry_x_dem Wasserstoffverbrauch der Industrie für jeden Landkreis	Forschungsprojekt Langfristszenarien [185]	Angabe für 2020, 2030, 2040 und 2050: Das Forschungsprojekt Langfristszenarien liefert deutschlandweit den Industriebedarf sowie den Gesamtbedarf an grünem Wasserstoff. Außerdem können die gesamten Wasserstoffbedarfe der Landkreise bezogen werden. Über den deutschlandweiten Anteil des Industriebedarfs am gesamten Wasserstoffbedarf wurde landkreisaufgelöst der Wasserstoffbedarf der Industrie in den Landkreisen bestimmt.	Jährlich für 2020, 2030, 2040 und 2050 und landkreisaufgelöst
h2_landkreis_x_hdem Wasserstoffverbrauch für Wärmeerzeugung für jeden Landkreis	Forschungsprojekt Langfristszenarien [185]; EU-Projekt Hotmaps [180]	Angabe für 2020, 2030, 2040, 2050: Das Forschungsprojekt liefert deutschlandweit den grünen Wasserstoffbedarf für die Wärmeerzeugung sowie den Gesamtbedarf an grünem Wasserstoff. Außerdem können die gesamten Wasserstoffbedarfe der Landkreise bezogen werden. Über den deutschlandweiten Anteil des Wasserstoffbedarfs im Wärmemarkt am gesamten Wasserstoffbedarf wurde landkreisaufgelöst der Wasserstoffbedarf für Wärme in bestimmt. Anschließend wurden diese mit dem Lastprofil aus EU-Projekt Hotmaps für Haushalte multipliziert, da ein großer Teil des Wasserstoffs in der Wärmeerzeugung für Häuser mit niedrigen Energiestandards oder das Fernwärme/Nahwärmenetz benötigt wird.	Viertelstündlich für 2020, 2030, 2040 und 2050 und landkreisaufgelöst
h2_landkreis_x_tdem (3 Szenarien) Wasserstoffverbrauch für Straßenverkehr für jeden Landkreis	Energienutzungsplan EMN [170]; PKW-Ladeprofile [181] PKW-Verkehrsprofile [182]	Angabe für 2022, 2030 und 2050: Die jährlichen Wasserstoffbedarfe wurden aus dem Energienutzungsplan der EMN übernommen. Diese wurden über verschiedene Lade- sowie	Viertelstündlich und landkreisaufgelöst

Name	Quelle(n)	Anmerkungen	Auflösung
	LKW-Verkehrsprofile [183] KFZ-Melderegister [184]	Verkehrsprofile skaliert und über offizielle KFZ-Melderegister-Daten auf die Landkreise aufgeteilt.	
e2h2_landkreise_par Parameter zur Beschreibung der Wandlung von Elektrizität zu Wasserstoff	Literaturrecherche [186–194]	Parameter für maximale Leistungen und Wirkungsgrade zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff für 2022, 2030 und 2050	Jährlich für 2022, 2030 und 2050
h2eh_landkreise_par Parameter zur Beschreibung der Wandlung von Wasserstoff zur Elektrizität und Wärme	Literaturrecherche [195–198]	Parameter für elektrische und thermische Wirkungsgrade zur Umwandlung von Wasserstoff in Elektrizität und Wärme für 2022, 2030 und 2050	Jährlich für 2022, 2030 und 2050
e_landkreise_stor Parameter zur Beschreibung der Stromspeicherung	Literaturrecherche [199–205]	Maximale Kapazität, Effizienz Laden/Entladen, maximale Leistung Laden/Entladen, täglicher Speicherverlust jeweils für 2022, 2030 und 2050 für Lithium-Batteriespeicher und Pumpspeicher	Jährlich für 2022, 2030 und 2050
h_landkreise_stor Parameter zur Beschreibung der Wärmespeicherung	Literaturrecherche [199], [200], [206–210]	Nicht Teil der Simulation, da der ET Wärme nicht explizit abgebildet wurde! Maximale Kapazität, Effizienz Laden/Entladen, maximale Leistung Laden/Entladen, täglicher Speicherverlust jeweils für 2022, 2030 und 2050 für Warmwasserspeicher Fernwärme und Warmwasserspeicher Haushalte	Jährlich für 2022, 2030 und 2050
h2_landkreise_stor Parameter zur Beschreibung der Wasserstoffspeicherung	Literaturrecherche [199], [200], [211–214]	Maximale Kapazität, Effizienz Laden/Entladen, Effizienz Verflüssigung, maximale Leistung Laden/Entladen, täglicher Speicherverlust jeweils für 2022, 2030 und 2050 für Druckgasspeicherung und Flüssiggasspeicherung	Jährlich für 2022, 2030 und 2050
c_h2emn_e Börsenpreisprognosen für Strom bis 2050	Strompreismodell des EVTs	Nicht Teil der Simulation, da der Strompreis nicht als Steuergröße verwendet wurde! Das Strompreismodell des EVT basiert auf dem Merit-Order-	Stündlich und jährlich bis 2050

Name	Quelle(n)	Anmerkungen	Auflösung
		Prinzip und prognostiziert auf Basis der installierten Leistungen von erneuerbaren Energien aus dem Jahr 2018 stündlich die Strompreise bis 2050. Der Zubau erneuerbarer Energien sowie der fossilen Energieträger basiert auf dem Netzentwicklungsplan.	
c_h2emn_g Preisprognosen für Gas bis 2050	Gasmarktmodell MIREG des EVT [215]	<i>Nicht Teil der Simulation, da der Gaspreis nicht als Steuergröße verwendet wurde!</i> Das Gasmarktmodell MIREG des EVT bestimmt potenzielle Entwicklungspfade des deutschen Gasmarkts unter Berücksichtigung künftig relevanter erneuerbarer Gase. Die angenommenen Preisprognosen berücksichtigen die Preiszunahmen im Zuge der Ukraine-Krise und gehen von einer nur schleichenden Entspannung auf dem Gasmarkt ab 2027 aus, durch welche Gaspreise jedoch nicht mehr das Vorkriegsniveau erreichen werden.	Monatlich

Impressum

Herausgeber:

Energie Campus Nürnberg (EnCN)

Anschrift:

Energie Campus Nürnberg,

Geschäftsstelle

Fürther Str. 250, „Auf AEG“

90429 Nürnberg

Telefon: +49 (0)911 / 5302 99120

E-Mail: info@encn.de

Webseite: www.encn.de



[instagram.com/energie_campus_nuernberg](https://www.instagram.com/energie_campus_nuernberg)

Redaktion/Gestaltung: EnCN

Datenstand:

Dezember 2022

Erscheinungsjahr:

2023

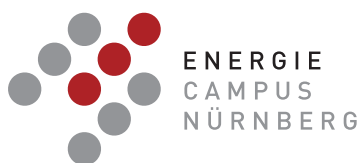
DOI

10.5281/zenodo.7628146

Bildrechte:

EnCN, FAU Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik + Lehrstuhl für Informatik 7, Fraunhofer-Institut IIS, Technische Hochschule Nürnberg

Das Werk, einschließlich seiner Teile, ist urheberrechtlich geschützt. Die Rechte an allen Inhalten liegen bei ihren jeweiligen Autoren. Sie sind nutzbar unter der Creative Commons Lizenz BY.



Fürther Str. 250
90429 Nürnberg
T.: +49 911 5302 99120

www.encn.de

Partner:



Gefördert durch:



Bayerische Staatsregierung

Unterstützt durch:



Wirtschafts- und
Wissenschaftsreferat