

Abschlussbericht BWPLUS

H2OptimiSt – Optimierung der Standortwahl für dezentrale H2-Hubs

von

Maike Schmidt, Patrick Wolf, Marcel Klingler, Andreas Püttner, Dr. Peter Bickel
Michael Schäffer, Christian Lenz, Dr. Peter Fischer

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie (ICT)

Förderkennzeichen: BW/L75 24113

Laufzeit: 01.05.24 - 31.12.24

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

Februar 2025



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

H2OptimiSt – Optimierung der Standortwahl für dezentrale H₂-Hubs

Ergebnisbericht des Projektes H2Optimist



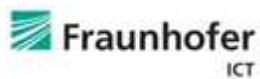


Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Meitnerstraße 1

70563 Stuttgart

Bearbeiter: Patrick Wolf, Marcel Klingler, Maike Schmidt, Andreas Püttner, Dr. Peter Bickel



Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie (ICT)

Joseph-von-Fraunhofer-Straße 7

76327 Pfinztal

Bearbeiter: Michael Schäffer, Christian Lenz, Dr. Peter Fischer

Titelbild

© AdobeStock / Photocreo Bednarek / terranets bw

Stuttgart, Dezember 2024

Executive Summary

Baden-Württemberg wird über das **Wasserstoffkernnetz erst im Jahr 2032** größere Mengen Wasserstoff erhalten und dies zunächst auch nur an ausgewählten zentralen Ausspeisepunkten nahe den Kraftwerksstandorten und Industriezentren in Mannheim, Karlsruhe, Stuttgart und Heilbronn. Dies könnte gerade **in der Fläche zu gravierenden Standortnachteilen** für die Industrie in Baden-Württemberg gegenüber anderen Regionen Deutschlands und Europas führen. Denn der Zugang zu grünem Wasserstoff wird sich bereits sehr zeitnah zu einem entscheidenden Standortfaktor für zukunftsfähige Industriestandorte entwickeln. Ohne grünen Wasserstoff in Ergänzung zu erneuerbarem Strom ist eine erfolgreiche Transformation zur klimaneutralen Produktion nicht möglich. Diese ist jedoch unabdingbar, denn **Klimaschutz ist kein Luxus**, sondern vielmehr die **Sicherung** der Lebensgrundlagen und damit **des Fundaments von Wirtschaft und Gesellschaft**.

Um also die **Attraktivität und Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Baden-Württemberg** und damit auch die Prosperität und den Wohlstand des Landes zu sichern, sind zeitnah **zusätzliche Bereitstellungspfade für grünen Wasserstoff** zu entwickeln. Der Beantwortung der Frage, wie dies über den Aufbau von lokalen H₂-Hubs, die über eine Wasserstoffproduktion via Elektrolyse unter Nutzung lokal verfügbaren erneuerbaren Stroms den vor Ort vorhandenen Wasserstoffbedarf decken könnten, möglich ist, nähert sich das Projekt H2OptimiSt über die Analyse unterschiedlicher Standortgütefaktoren. Dabei soll die gezielte und gebündelte Bereitstellung von Informationen zu relevanten Standortfaktoren, die basierend auf den individuellen Bedürfnissen des Nutzers zu einem Gesamtbild zusammengefügt werden können, die Standortfindung beschleunigen.

Betrachtet wurden als **Hauptkriterien das lokal verfügbare Erzeugungspotential für erneuerbaren Strom** auch unter Berücksichtigung der vorhandenen Netzinfrastrukturen und der perspektivisch **lokal vorhandene Wasserstoffbedarf** im Sinne der Ausweisung von Abnahmepotentialen. Darüber hinaus wurden als **Nebenkriterien** die Anbindung an verschiedene **Infrastrukturen**, die Möglichkeit zur Nutzung anfallender **Nebenprodukte**, für die Standortfindung wichtige **flächenbezogene Parameter wie die Geländetopographie oder ausgewiesene Schutzgebiete**, innerhalb derer eine Umsetzung ausgeschlossen sein dürfte, berücksichtigt.

Die Analyse zeigt eindeutig, dass **Baden-Württemberg über ein ausreichend hohes Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung** verfügt, um neben der Transformation des Stromsektors auch grünen Wasserstoff in nennenswerten Mengen im Land erzeugen zu können. Dieses muss aber parallel zum Aufbau von H₂-Hubs sehr konsequent erschlossen werden. Der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik muss somit die bestehenden Ausbaupfade zukünftig übertreffen, wenn grüner Wasserstoff in Baden-Württemberg erzeugt werden soll. Die **netzdienliche Standortwahl von H₂-Hubs** beispielsweise in unmittelbarer Nähe zu Umspannwerken ermöglicht zudem die **Nutzung von erneuerbaren Stromüberschüssen**, die bislang ungenutzt bleiben, und wirkt deren Abregelung entgegen. So platziert können H₂-Hubs als flexible und variable Lasten

zusätzlich zur Sicherung des Stromsystems beitragen. **H₂-Hubs sind somit in Baden-Württemberg systemdienlich.** Rechnerisch wäre eine **Eigenversorgung mit grünem Wasserstoff** in Baden-Württemberg zu mehr als 60 % bis 2040 nicht nur **möglich**, sondern gemäß der Simulation auch **wirtschaftlich, d.h. wettbewerbsfähig zu dem per Pipeline** nach Baden-Württemberg transportierten Wasserstoff.

Bezüglich der H₂-Nachfrage hat Baden-Württemberg ein **sehr hohes Nachfragepotenzial**, verteilt über ein breites Branchenspektrum, aber auch regional breit gestreut. Hervorzuheben ist, dass die Abfrage zum Netzentwicklungsplan (NEP) im **Frühjahr 2024 die Bedarfsmeldungen aus der H₂-Bedarfsabfrage 2023 nicht nur bestätigt hat**, sondern dass die 2024 für den NEP gemeldete Nachfrage **sogar noch höher liegt**. Dabei steigen die gemeldeten Bedarfe ab 2027 und damit etwas später als in der Bedarfsabfrage 2023, übertreffen diese aber bereits ab 2029. Dies lässt tendenziell auf eine höhere Belastbarkeit der gemeldeten Abnahmemengen schließen, da Unternehmen, die auf Wasserstoff als Energieträger umstellen wollen, dies i.d.R. erst nach einer Umstellungsphase und damit mit etwas zeitlichem Versatz tatsächlich können.

Da kurze Wege zwischen H₂-Erzeugung und H₂-Abnahme die Kosten senken und den Energiebedarf für den H₂-Transport minimieren, ist die räumliche Nähe von Erzeugung und Abnahme ein zentraler Erfolgsfaktor für H₂-Hubs. Die Analyse der räumlichen Verteilung der Bedarfe bestätigt, dass **insbesondere für Elektrolyseure mit einer Leistung von 5 bis 10 MW überall in Baden-Württemberg potenziell geeignete Standorte** mit einer ausreichend hohen H₂-Abnahme in einem Umkreis von 10 km zu finden sind.

Die **umfangreichen bestehenden Infrastrukturen** – von Umspannwerken auf Höchst- und Hochspannungsebene über ein gut ausgebautes Fernstraßennetz und Logistikterminals, die den leichten Übergang zwischen unterschiedlichen Verkehrsträgern ermöglichen, bis hin zur Wasserversorgung – bieten Baden-Württemberg nicht nur **eine sehr gute Basis** für den Aufbau von H₂-Hubs, sondern H₂-Hubs bieten hier auch Chancen zur Weiternutzung von Infrastrukturen in einem klimaneutralen Wirtschaftssystem und tragen damit zur **Vermeidung von stranded assets** bei. Weiterführende Untersuchungen zu den zukünftigen Nutzungsmöglichkeiten des Erdgas-Verteilnetzes als Enabler für H₂-Hubs sind hier dringend zu empfehlen, da diese mangels Datenverfügbarkeit bislang nicht in die Analysen einbezogen werden konnten.

Im Sinne der Steigerung der Systemdienlichkeit ist gerade auch die Nutzung der „Nebenprodukte“ aus der Elektrolyse – Abwärme und Sauerstoff – ein wichtiges Element, nicht nur als **zusätzliche Einnahmequelle** für den H₂-Hub direkt, sondern auch für eine **erhöhte Akzeptanz durch die Generierung zusätzlicher regionaler Wertschöpfung**. Für die Nutzung der Abwärme, deren Potenzial nicht nur Bestandsdaten, sondern unter Berücksichtigung der vorliegenden kommunalen Wärmepäne der 104 kreisfreien Städte Baden-Württembergs auch zukünftige Entwicklungen in der netzgebundenen Wärmebereitstellung umfasst, ergeben sich schon 2030 **umfangreiche Nutzungsmöglichkeiten als treibhausgasneutrale Wärmequelle** für Wärmenetze in Kommunen, die bis 2040 noch weiter steigen. Ein ähnliches Bild zeigt sich beim Sauerstoff. Hier kommt hinzu, dass eine sinnvolle Nutzung des anfallenden Sauerstoffs insbesondere bei größeren H₂-Hubs ein komplexes Abluft- bzw. Entsorgungskonzept vermeiden hilft. Sauerstoff wird heute überwiegend in

der Industrie, in Raffinerien, in Klärwerken und der Medizin genutzt, so dass bereits eine nicht unerhebliche Nachfrage in weiten Teilen Baden-Württembergs vorhanden ist und dadurch auch entsprechende Transport- und Abnahmeinfrastrukturen existieren. Gesamtsystemisch betrachtet würde der Ersatz der heute üblichen Sauerstoffgewinnung mittels Gastrennverfahren durch **Sauerstoff aus Elektrolyse zu nennenswerten Rohstoffeinsatz- und Emissionsreduktionen beitragen**, könnte aber gleichzeitig auch noch neue Anwendungsfelder erschließen. Dies gilt perspektivisch auch für den Einsatz von Sauerstoff in der Oxy-Fuel-Verbrennung beispielsweise in Zement- und Kalkbrennöfen, um die Abscheidung der unvermeidbaren prozessbedingten CO₂-Emissionen zu ermöglichen.

In der Gesamtschau bestätigen die Ergebnisse des Projekts H2OptimiST eindrücklich, dass die **Entwicklung von H₂-Hubs unterschiedlicher Leistungsklassen (5 bis 20 MW) für Baden-Württemberg eine No-Regret-Strategie** ist, um kurzfristig bis 2032 die steigenden H₂-Bedarfe zu decken und langfristig eine hohe Versorgungssicherheit zu garantieren. Um den Wasserstoff-Hochlauf in Baden-Württemberg optimal zu unterstützen, ist dabei eine integrierte Standortplanung und -auswahl unter Berücksichtigung des Ausbaus des Wasserstoffkernnetzes erforderlich, nicht zuletzt um stranded assets zu vermeiden. Das erarbeitete Datenmaterial bietet eine ideale Ausgangsbasis um die Standortwahl zu beschleunigen und somit zeitnah in die Umsetzung starten zu können.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
Inhaltsverzeichnis	6
1 Hintergrund und Überblick.....	8
2 Technische Definition und Kategorisierung von H₂-Hubs	10
2.1 Definition H ₂ -Hub.....	10
2.2 Bestandteile und Komponenten eines H ₂ -Hubs	11
2.3 Standortgütekriterien für H ₂ -Hubs	12
3 Analyse der Standortgütefaktoren	14
3.1 Erneuerbarer Strom.....	14
3.1.1 Hintergrund und Erläuterungen	14
3.1.2 Methodik	16
3.1.3 Ergebnisüberblick.....	22
3.2 Potenzielle Wasserstoffabnahme	32
3.2.1 Hintergrund und Erläuterungen	32
3.2.2 Einordnung der Datengrundlage im Vergleich zur NEP-Bedarfserhebung.....	32
3.2.3 Identifizierung von industriellen Bedarfszentren.....	34
3.2.4 Ergebnisüberblick.....	35
3.3 H ₂ -Netzinfrastuktur.....	38
3.3.1 Hintergrund und Erläuterungen	38
3.3.2 Ergebnisüberblick.....	38
3.4 Umspannwerke	42
3.4.1 Hintergrund und Erläuterungen	42
3.4.2 Ergebnisüberblick.....	43
3.5 Verkehrsinfrastruktur	44
3.5.1 Hintergrund und Erläuterungen	44
3.5.2 Ergebnisüberblick.....	45
3.6 Potenzielle Sauerstoffabnahme.....	48
3.6.1 Hintergrund und Erläuterungen	48

3.6.2	Methodik und Datengrundlage	48
3.6.3	Ergebnisüberblick.....	49
3.7	Potenzielle Abwärmenachfrage	51
3.7.1	Hintergrund und Erläuterungen	51
3.7.2	Methodik und Datengrundlage	53
3.7.3	Ergebnisse	54
3.8	Wasserverfügbarkeit	56
3.9	Fläche	58
3.9.1	Hintergrund und Erläuterungen	58
3.9.2	Ergebnisüberblick.....	59
4	Netz- und Systemdienlichkeit	62
5	Exemplarische Standortanalyse	70
5.1	Vorgehen.....	70
5.1.1	Standardisierung und Klassierung der Rasterwerte	71
5.1.2	Gewichtung der Kriterien.....	74
5.1.3	Überlagerungsanalyse	75
5.2	Ergebnisse der exemplarischen Standortanalyse	76
	Abbildungsverzeichnis	81
	Tabellenverzeichnis	83
	Literaturverzeichnis	84
	Anhang	91
	Anhang zu Abschnitt 2.3 - Entwicklungsperspektiven.....	91
	Anhang zu Abschnitt 3.1 - Erneuerbarer Strom	94

1 Hintergrund und Überblick

Die ambitionierten Klimaschutzziele Baden-Württembergs erfordern die rasche Entwicklung innovativer Ansätze zur Bereitstellung von grünem Wasserstoff als zentralem Energieträger der Zukunft. Vor diesem Hintergrund analysierte das Vorgängerprojekt SSpeedH2 die Wasserstoffbedarfe der Industrie und des Verkehrssektors in Baden-Württemberg und ermittelte deren regionale Verteilung. Diese Erkenntnisse bilden die Grundlage für das Projekt H2OptimiSt, das sich der Identifikation und Bewertung geeigneter Standorte für sogenannte Wasserstoff-Hubs widmet. Ziel ist es, eine erste geeignete Datengrundlage für den Aufbau einer lokalen Wasserstoffproduktionsinfrastruktur bereitzustellen die die erst ab ca. 2030 entstehenden Fernleitungsnetze optimal ergänzt und einen frühzeitigen Zugang zu Wasserstoff ermöglicht.

Die Notwendigkeit des zeitnahen Beginns der Entwicklung lokaler Versorgungsinfrastrukturen ergibt sich u.a. aus den Umsetzungszeiträumen für den Bau bzw. die Umrüstung von Wasserstoff-Pipeline-Strukturen. So wird Baden-Württemberg über das Wasserstoffkernnetz erst im Jahr 2032 größere Mengen Wasserstoff erhalten und dies zunächst auch nur an ausgewählten zentralen Ausspeisepunkten nahe den Kraftwerksstandorten und Industriezentren in Mannheim, Karlsruhe, Stuttgart und Heilbronn. Werden bis dahin keine alternativen Versorgungsoptionen für Wasserstoff entwickelt und genutzt, entstehen gerade in der Fläche möglicherweise gravierende Standortnachteile für die Industrie in Baden-Württemberg gegenüber anderen Regionen Deutschlands und Europas. Der Zugang zu grünem Wasserstoff ebenso wie zu erneuerbarem Strom ist ein, wenn nicht der, entscheidende Standortfaktor für einen zukunftsfähigen Industriestandort, denn ohne ihn ist eine erfolgreiche Transformation zur klimaneutralen Produktion nicht möglich. Um die Attraktivität und Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Baden-Württemberg zu erhalten und damit die Prosperität und den Wohlstand des Landes zu sichern, ist die zeitnahe Entwicklung einer lokalen Wasserstoffversorgung gerade auch unter Nutzung lokaler erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung unabdingbar. H₂-Hubs, als Knotenpunkte einer lokalen Produktion und Verteilung von Wasserstoff, bieten hier die erforderlichen, flexiblen Lösungsansätze. Sie können als Ausgangspunkt für die Entwicklung regionaler Wasserstoffversorgungsstrukturen dienen, indem sie Wasserstoffabnehmer direkt mit Wasserstoff aus der lokalen Produktion in Elektrolyseanlagen versorgen. Hierfür können unterschiedliche Transportoptionen wie lokale Leitungsinfrastrukturen oder Trailerbelieferung genutzt und auch parallel eingesetzt werden. Für den langfristigen Erfolg ebenso wie für die schnelle Umsetzung ist die sorgfältige Abstimmung der Standorte auf die regionale Wasserstoffnachfrage ebenso wie die Berücksichtigung der infrastrukturellen und technologischen Gegebenheiten vor Ort unerlässlich. Ziel des Projekts H2OptimiSt ist es, über die gezielte und gebündelte Bereitstellung von Informationen zu relevanten Standortfaktoren für H₂-Hubs diese Abstimmungsprozesse zu erleichtern und die Standortfindung zu beschleunigen., u.a. über die Eröffnung der Möglichkeit, die verschiedenen Standortfaktoren basierend auf den individuellen Bedürfnissen zu einem Gesamtbild zu integrieren. Hierzu verfolgt das Projekt H2OptimiSt einen interdisziplinären Ansatz zur gezielten Unterstützung der Standortwahl. Diese basiert auf einer detaillierten Analyse und Zusammenschau von Standortgütefaktoren, wie dem lokal verfügbaren Erzeugungspotenzial für erneuerbaren Strom auch unter Berücksichtigung der

vorhandenen Netzinfrastrukturen, dem perspektivisch lokal vorhandenen Wasserstoffbedarf im Sinne der Ausweisung von Abnahmepotenzialen, die Infrastrukturanbindung sowie der Möglichkeit zur Nutzung anfallender Nebenprodukte. Zusätzlich werden Aspekte wie die Netz- und Systemdienlichkeit und für die Standortfindung wichtige flächenbezogene Parameter wie die Geländetopographie oder ausgewiesene Schutzgebiete, innerhalb derer eine Umsetzung ausgeschlossen sein dürfte, berücksichtigt. Die zugrundeliegenden Datensätze und Modelle werden teilweise aus vorangegangenen Forschungsprojekten wie StiL (Henni, S., & Schäffer, M., 2022) oder SpeedH2 (Schmidt et al., 2023) aber auch anderen frei zugänglichen Datenquellen adaptiert und erweitert. Ein wichtiger Bestandteil des Projekts war zudem die direkte Einbindung von Praxiswissen über die Beteiligung relevanter Stakeholder, hierunter Mitglieder des Wasserstoff-Beirats Baden-Württemberg, Vertreter des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft sowie zahlreiche Expertinnen und Experten aus den unterschiedlichsten Fachrichtungen sowohl aus Unternehmen und Wirtschaftsverbänden als auch aus den unterschiedlichsten Ebenen der Verwaltung. In zwei Fachdialogen wurden die entwickelten Methoden auf ihre Umsetzbarkeit hin geprüft und Anregungen zur Weiterentwicklung aus der Praxis aufgenommen, um eine umsetzungsrelevante, praxisorientierte Ergebnisausarbeitung und -bereitstellung zu ermöglichen. Dieser transdisziplinäre Ansatz der Zusammenarbeit wurde gewählt, um sicherzustellen, dass die Ergebnisse nicht nur wissenschaftlich fundiert, sondern auch unmittelbar anwendbar sind.

Die Ergebnisse sind dabei als Ergänzung zu anderen Studien (EWI 2024; RLI 2022; Brümmer et al. 2021; FfE 2024) zu verstehen, die sich ebenfalls mit dem Thema Standortanalyse, Standortfindung und Standortbewertung für Elektrolyseure befassen. Im Projekt H2OptimiSt wurde dabei ganz bewusst ein lokaler Versorgungsfokus gewählt. So fokussiert sich die Betrachtung bei der erneuerbaren Stromerzeugung auf die Umspannwerks- und Netzgruppenebene und bezieht keinen Strombezug aus dem Übertragungsnetz ein. Ebenso stehen die Wasserstoffabnahmestandorte im Umkreis von 10 km zu einem Erzeugungsstandort im Mittelpunkt der Analyse.

2 Technische Definition und Kategorisierung von H₂-Hubs

Im folgenden Abschnitt wird zunächst die in der Studie verwendete Definition für H₂-Hubs dargestellt. Anschließend wird erläutert, welche Bestandteile und Komponenten in einem H₂-Hub vorhanden sind bzw. sein können. Je nach Bestandteilen eines H₂-Hubs ergeben sich unterschiedliche Voraussetzungen und Herausforderungen, die vor und während der Bildung eines Hubs zu berücksichtigen sind. Die technologischen Entwicklungsperspektiven sind bei der Umsetzung eines Hubs ebenfalls zu berücksichtigen. Der Abschnitt schließt mit der Darstellung der unterschiedlichen Standortgütekriterien, die ein H₂-Hub beeinflussen, die im nachfolgenden Abschnitt 3 konkret analysiert werden.

2.1 Definition H₂-Hub

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird ein H₂-Hub definiert als **eine Anlage, die mindestens aus einer oder mehreren Wasserstoff-Produktionseinheiten, einem oder mehreren Wasserstoffspeichern, einer Belieferungsinfrastruktur und i.d.R. mehreren H₂-Abnehmern besteht**. In der Literatur sind, je nach Zielsetzung der jeweiligen Analyse, auch andere Definitionen zu finden. Da die Gewährleistung der Wasserstoffversorgung in der Fläche und schon vor Verfügbarkeit des Kernnetzes im Mittelpunkt der Studie stehen, werden Hubs ohne eigene Wasserstoffproduktion hier nicht berücksichtigt. H₂-Hubs vereinen verschiedene Wertschöpfungsstufen der Wasserstoffwirtschaft und dienen dem Ziel, Wasserstoff effizient und bedarfsgerecht bereitzustellen. Die Integration der H₂-Erzeugung, -Speicherung und -Verteilung ist zentral, wobei die konkrete Ausgestaltung und der Umfang der einzelnen Komponenten variieren können. Grundlegend lassen sich die technischen Komponenten eines H₂-Hubs, wie in Abbildung 1 dargestellt, in essenzielle und optionale Bestandteile unterteilen.

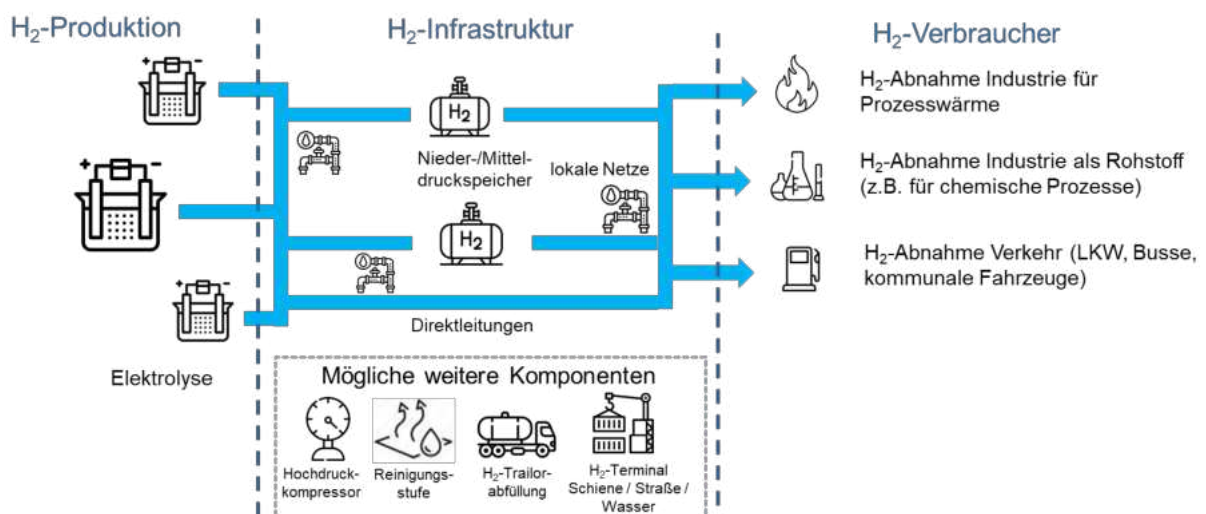


Abbildung 1: Übersicht über die Elemente eines H₂-Hubs

2.2 Bestandteile und Komponenten eines H₂-Hubs

H₂-Produktion

Die Wasserstoffproduktion bildet das Herzstück eines jeden H₂-Hubs. Im Fokus stehen verschiedene Technologien zur Wasserelektrolyse, die je nach Standortbedingungen und zur Verfügung stehenden Energiequellen besser oder weniger gut geeignet sind. Aktuell anwendungsreife Technologien sind die Alkalische Elektrolyse (AEL), Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEMEL) sowie die Festoxid (Solid Oxide)-Elektrolyse (SOEL). Die etablierte AEL zeichnet sich durch ihre Robustheit und vergleichsweise geringen Kosten aus. Sie ist insbesondere geeignet, wenn eine gleichmäßige Stromzufuhr gewährleistet ist. PEM-Elektrolyseure bieten eine höhere Flexibilität und eignen sich besonders für fluktuierende erneuerbare Energiequellen wie Wind- oder Solarenergie. Die SOEL nutzt hohe Temperaturen und bietet eine besonders hohe Effizienz, sofern sie auf eine externe Abwärmequelle zurückgreifen kann. Sie verfügt jedoch noch nicht über die selbe technologische Reife wie AEL und PEMEL und ist weniger verbreitet. Die Auswahl der Elektrolysetechnologie beeinflusst maßgeblich die Kostenstruktur, die Energieeffizienz und die Flexibilität eines H₂-Hubs.

Im Rahmen des Projekts wurden die technischen Entwicklungsperspektiven alternativer Technologien zur Wasserstoffproduktion betrachtet. Da der Schwerpunkt der Analyse auf den kurzfristig umsetzbaren Wasserstofferzeugungsoptionen AEL, PEMEL und SOEL liegt, werden die alternativen Technologien im Anhang dargestellt. Dort werden die folgenden Verfahren kurz beschrieben:

- Biomassevergasung
- Wasserstoff aus photolytischer Wasserspaltung
- Mikrobiologischer Wasserstoff
- Solarthermisch gewonnener Wasserstoff
- Geologisch gewonnener Wasserstoff

H₂-Speicherinfrastruktur

Die Speicherung von Wasserstoff ist neben dessen Erzeugung ein weiterer, essenzieller Bestandteil eines H₂-Hubs, da sie sowohl die Versorgungssicherheit gewährleistet und Produktions- oder Nachfrage-Schwankungen ausgleichen kann, als auch eine flexible Betriebsweise ermöglicht. Die Speichertechnologie beeinflusst damit sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die technische Flexibilität des H₂-Hubs. Wasserstoffspeicher können verschiedene Formen annehmen, z. B. Druckgaspeicher oder Flüssigwasserstofftanks.

H₂-Belieferungsinfrastruktur

Um Wasserstoff zu den Abnehmern zu transportieren, benötigt ein H₂-Hub eine gut ausgebaute Infrastruktur. Hierbei stehen mehrere Optionen zur Verfügung. Einerseits bieten direkte Leitungsverbindungen oder Verteilnetze eine effiziente Möglichkeit, den Wasserstoff kontinuierlich zu transportieren. Diese sind jedoch kostenintensiv und erfordern langfristige Planung. Für kleinere

H₂-Hubs oder Standorte ohne Möglichkeit eines Pipeline- bzw. Verteilnetzanschlusses eignen sich bspw. deutlich flexiblere Abfüllstationen für den Transport per LKW. Im Sinne von mobilen Speicherlösungen ermöglichen bspw. auch containerbasierte Systeme den flexiblen Transport von Wasserstoff, z. B. für abgelegene Abnehmer oder temporäre Projekte.

Optionale Komponenten

Neben den essenziellen Elementen können H₂-Hubs durch optionale Komponenten ergänzt werden, die ihre Funktionalität erweitern und an spezifische Anforderungen anpassen. Diese Elemente sind nicht zwingend erforderlich, können im Einzelfall jedoch signifikante Vorteile bieten, insbesondere, wenn sie an lokale Gegebenheiten und Abnehmerbedarfe angepasst sind.

Rückverstromungsanlagen ermöglichen die Rückumwandlung von Wasserstoff in Strom. Solche Anlagen können in Zeiten geringer Wasserstoffnachfrage eingesetzt werden, um überschüssigen Wasserstoff zu nutzen um Strom ins Netz einzuspeisen. Diese Funktion kann zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen und bietet zusätzliche Flexibilität im Betrieb.

Die Nutzung von Abwärme, die bei der Elektrolyse entsteht, bietet ebenfalls ein erhebliches Potenzial zur Effizienzsteigerung. *Wärmetauscher* können diese Abwärme für industrielle Prozesse, Fernwärmesysteme oder andere lokale Anwendungen erschließen. Dies erhöht nicht nur die Energieeffizienz des H₂-Hubs, sondern trägt auch zu dessen Wirtschaftlichkeit bei.

Die Elektrolyse erzeugt neben Wasserstoff auch *Sauerstoff* als Nebenprodukt. In vielen Fällen kann dieser Sauerstoff vor Ort genutzt werden, z. B. in der chemischen Industrie oder in der Medizin. Eine entsprechende Infrastruktur für die Sammlung, ggf. Reinigung, Speicherung und Weiterverwendung des Sauerstoffs kann den wirtschaftlichen Nutzen des H₂-Hubs zusätzlich steigern.

2.3 Standortgütekriterien für H₂-Hubs

Die Erfüllung bestimmter Kriterien begünstigt die erfolgreiche Umsetzung eines H₂-Hubs wesentlich. Erste Erfahrungen aus laufenden Projekten zeigen, dass bestimmte Standortfaktoren einen teilweise erheblichen Einfluss auf die Umsetzungsgeschwindigkeit, die Wirtschaftlichkeit, die Akzeptanz und damit letztlich auch den Erfolg von Wasserstoffprojekten haben (z.B. siehe EWI, 2024; FfE, 2024). Im Rahmen der Identifizierung möglicher Standortgütekriterien wurden in den oben angeführten Studien benannte Standortfaktoren ausgewertet, um eigene Einschätzungen und Analysen ergänzt und schließlich im Rahmen eines Workshops der Reihe Fachdialog Wasserstoffinfrastruktur, der in enger Zusammenarbeit mit der Plattform H₂BW organisiert und durchgeführt wurde, diskutiert und validiert. Die hierdurch mögliche Einbindung einschlägiger Expertinnen und Experten mit Erfahrungswerten aus der Praxis ermöglichte es zudem, die Untersuchungsgegenstände weiter zu detaillieren und zu konkretisieren, was sich auch in den im nachfolgenden Kapitel dargestellten Analyseergebnissen niederschlägt.

Neben den wichtigsten Standortkriterien Wasserstoffnachfrage sowie verfügbarer Strom aus erneuerbaren Quellen können weitere Faktoren die Wahl von konkreten Standorten bzw. Projekten begünstigen, möglicherweise aber auch erschweren. Die Wirtschaftlichkeit von H₂-Hubs könnte durch die potenzielle Abnahme von Abwärme aus dem Betrieb von Elektrolyseuren gesteigert werden. Auch der Verkauf des im Elektrolyseprozess anfallenden Nebenprodukts Sauerstoff könnte hierauf ggf. einzahlen. Infrastruktur, wie die Planungen zum Wasserstoffkernnetz, sowie auch Verkehrsinfrastruktur (Straße, Schiene, Binnenschifffahrt) kann die konkrete Wahl von Standorten zusätzlich begünstigen. Darüber hinaus ist bspw. die Verfügbarkeit von ausreichend Wasser, geeigneten Flächen und weiteren örtlichen Voraussetzungen zu beachten.

Abbildung 2 illustriert nachfolgend die diskutierten und in Kapitel 3 näher analysierten Standortfaktoren.

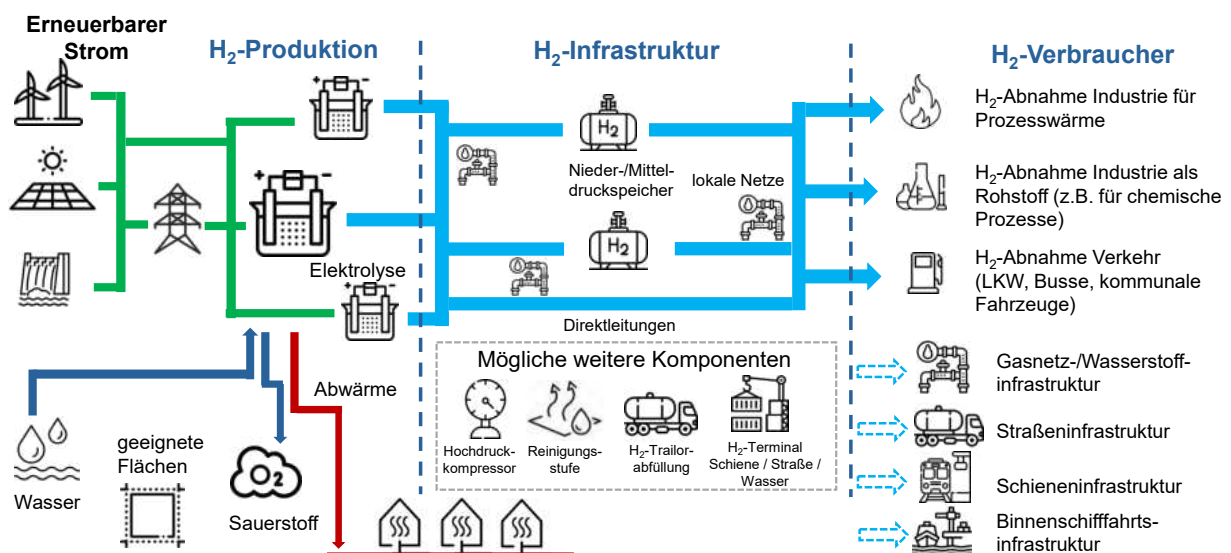


Abbildung 2: Überblick über relevante Standortfaktoren

Eigene Darstellung unter Verwendung von Icons von flaticon.com

3 Analyse der Standortgütefaktoren

Die folgende Analyse der Standortgütefaktoren soll im Ergebnis eine Hilfestellung für die Auswahl möglichst idealer Standorte für eine beschleunigte Realisierung von H₂-Hubs in Baden-Württemberg bieten. Hierfür werden die Ergebnisse der einzelnen Faktoren jeweils in ihrer geografischen Dimension als Karten-Layer einzeln dargestellt. Die einzelnen Layer der unterschiedlichen Faktoren werden so gestaltet, dass sie für das jeweils gewünschte Ergebnis jeweils zusammengeführt werden können. So kann das Ergebnis von Einzelfaktoren ebenso dargestellt werden, wie ausgewählte Faktoren oder alle Faktoren gemeinsam.

3.1 Erneuerbarer Strom

3.1.1 Hintergrund und Erläuterungen

Im Gegensatz zur Stromerzeugung in fossilen und nuklearen Kraftwerken ist die Erzeugung mittels erneuerbaren Energieträgern dezentraler verteilt. Um Übertragungsverluste zu minimieren bzw. Netzinfrastruktur einzusparen, bietet es sich an, die Wasserstoff-Hubs in der Nähe von wesentlichen Erzeugungszentren zu positionieren. Die folgende Analyse zeigt auf, wo besonders gute Potenzialstandorte für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg verortet sind.

Die Eingangsdaten für die Potenzialanalyse entstammen der offenen Datenbank „Energieatlas Baden-Württemberg“ (LUBW, 2018). Die Angaben zum PV-Dachflächen- und Freiflächenpotenzial wurden summiert, um den gesamten erreichbaren Ertrag aus Solarenergie pro Gemeinde zu bestimmen. Das Windpotenzial ist im Energieatlas aufgeteilt in „geeignete“ und „bedingt geeignete“ Flächen. Letztere sind laut Quelle mit einem „weichen Restriktionskriterium belegt“ (z.B. Verortung im Landschaftsschutzgebiet). Abbildung 3 zeigt das PV- und Windpotenzial je Gemeinde, zwecks Vergleichbarkeit, normiert auf den jeweiligen Verbrauch. Aus der Darstellung wird ersichtlich, dass insbesondere Großstädte bzw. Ballungsgebiete sich nur unzureichend oder fast gar nicht durch erneuerbare Energie selbst versorgen können. Im ländlichen Bereich sind hohe Stromüberschüsse zu erwarten (Faktor ≥ 10 im Vergleich zum Bedarf), mit denen die verbrauchsstarken Gebiete mitversorgt werden müssen. Da eine Beschränkung auf die „geeigneten“ Flächen beim Windpotenzial dieses, sowohl von der insgesamt verfügbaren Leistung als auch von der Verteilung der verfügbaren Flächen stark limitieren würde, wurden für die weiteren Analysen alle ermittelten Windpotenzialflächen berücksichtigt, unabhängig von der Eignung.

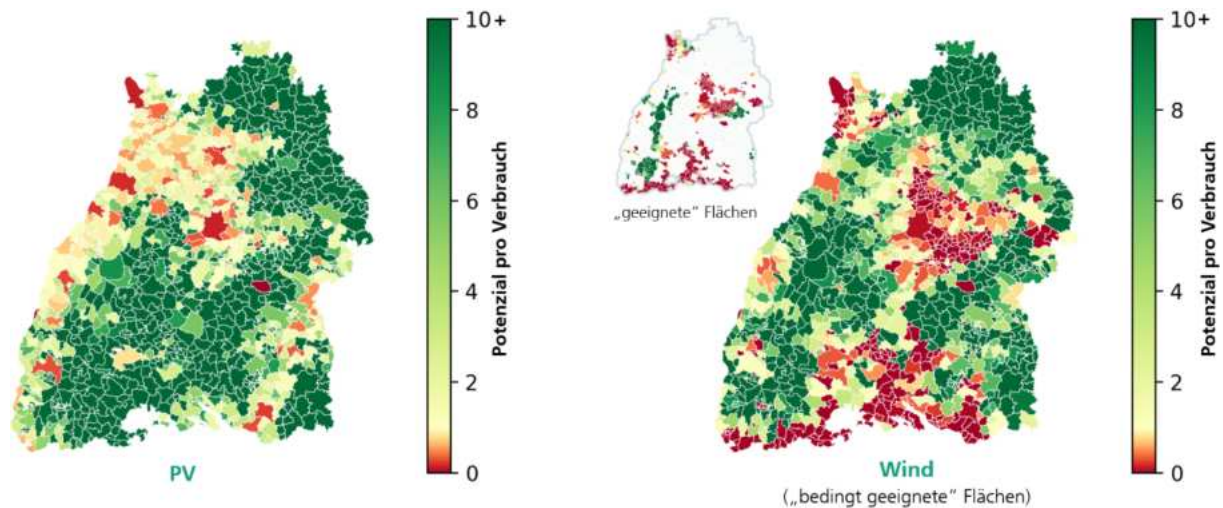


Abbildung 3: Erneuerbares Potenzial pro Gemeinde, normiert nach Verbrauch.

Darstellung nach Energieatlas Baden-Württemberg. Links: PV-Potenzial; Rechts: Wind-Potenzial, mit im Energieatlas als „geeignet“ und „bedingt geeignet“ klassifizierten Flächen. Die kleine Karte stellt nur die Potenziale aus „geeigneten“ Flächen dar. (Weiße Regionen weisen keine geeigneten Flächen aus.)

Es ist zu erwähnen, dass Regionen mit einer starken Häufung von Potenzialflächen nicht automatisch Standorte mit hoher Ausbeute darstellen. So befinden sich die besten Windstandorte in Bezug auf Windverfügbarkeit und damit Stromertrag, also implizit auch Wirtschaftlichkeit, in den Gebirgsregionen des Schwarzwalds. Gute PV-Standorte befinden sich entlang der Rheinebene, bzw. die Solarausbeute erhöht sich generell umso mehr, je weiter südlich sich der Standort befindet (ausgenommen Regionen mit höherem Wolken- und Nebelaufkommen wie bspw. die Bodensee-region) (Püschel et al., 2023). Für die übrigen Regionen Baden-Württembergs gestaltet sich eine Finanzierung erneuerbarer Energien aufgrund des geringeren Ertrags in der Regel etwas schwieriger. Dennoch sollten diese Standorte nicht von vornherein ausgeschlossen werden, da davon auszugehen ist, dass eine gleichmäßigere, also „gerechtere“ Verteilung sich positiv auf die Akzeptanz in der Bevölkerung auswirkt (Smith & Klick, 2007).

Zur Ermittlung des räumlich aufgelösten Elektrolysepotenzials basierend auf den identifizierten Potenzialen erneuerbaren Energien wurde ein lineares Optimierungsmodell verwendet. Um das oben erläuterte Spannungsverhältnis aus idealer Ausbeute und „gerechter Verteilung“ zu berücksichtigen, wurden verschiedene Szenarien simuliert, welche im Folgenden erläutert werden.

3.1.2 Methodik

Mithilfe des Energieatlas und Modellrechnungen wurden zunächst maximale und optimale Erzeugungsleistung, die mittlere Volllaststundenzahl sowie die maximal mögliche Wasserstoffproduktion aus lokal grün erzeugtem Wasserstoff für alle Gemeinden in BW ermittelt. Die dafür verwendete Modellierungsmethode wurde im Förderprojekt „StiL“ (Henni & Schäffer, 2022) entwickelt.

Simulationsmodell

Der Aufbau des Modells ist im Abschlussbericht von „StiL“ und in (Henni et al., 2023) erschöpfend erklärt. Die wesentliche Funktionsweise ist in Abbildung 4 dargestellt und soll im Folgenden zusammengefasst werden:

- Ermittlung des Strombedarfs: Mithilfe einschlägiger Studien wurde die nationale Stromnachfrage für die Sektoren *Gebäude*, *Industrie* und *Verkehr* abgeschätzt. Die Datenbasis wurde für H2OptimiSt auf einen aktuelleren Stand gebracht. Der Strombedarf basiert hier auf einer Studie des Fraunhofer ISE (Fluri et al., 2024).
- Räumliche Auflösung: Im Top-Down-Verfahren wurde der aus den Studien ermittelte nationale Strombedarf unter Berücksichtigung verschiedener Standortfaktoren (z.B. Einwohner, Industriearbeitsplätze, Anzahl zugelassener Fahrzeuge) bis auf die Gemeindeebene heruntergebrochen.
- Zeitliche Auflösung: Unter Zuhilfenahme generischer Lastprofile wurde für die drei Verbrauchssektoren der zeitliche Stromverlauf in stündlicher Auflösung für jede Gemeinde ermittelt. Dazu wurden die Gemeinden in verschiedene Cluster, basierend auf deren Verbrauchsstruktur unterteilt, für die jeweils unterschiedlich starke Gewichtungen für die Sektoren angenommen wurden.
- Modellierung Ausbau von erneuerbaren Erzeugern und Speichern: Mithilfe eines LP-Modells (Lineare Programmierung) wurde ermittelt, wieviel erneuerbare Erzeuger und wieviel und welche Speicher ausgebaut werden müssen, um einen konkreten erneuerbaren Anteil am Strommix zu erreichen. Dabei wurden drei Szenarien betrachtet.
 - *Umspannwerke*: Jede Gemeinde wird einem Umspannwerk im Verteilnetz zugeordnet. Jede Region wird als ein in sich geschlossenes Netz modelliert. Austausch zwischen den Regionen ist nicht zulässig. Dieses Szenario bildet einen dezentralen Planungsansatz ab, der zu einer gerechten Beteiligung aller Regionen an der Energiewende führen soll.
 - *Netzgruppen*: Jede Gemeinde wird auf der Grundlage der Verteilernetzinfrastruktur einem Verteilnetzgebiet („Netzgruppe“) zugewiesen: Netzgruppen sind Regionen, die keine Verbindungen zu anderen Regionen auf der Verteilnetzebene haben. In diesem Szenario wird jede Region als ein in sich geschlossenes Netz ohne Austausch zwischen den Regionen modelliert, um einen Mittelweg zwischen zentraler und dezentraler Planung zu veranschaulichen.

- *Integriertes Energiesystem*: Gemeinden werden wie im Netzgruppen-Szenario aggregiert, aber der Energieaustausch zwischen einzelnen Netzgruppen und zwischen Netzgruppen und benachbarten Ländern ist über das Übertragungsnetz erlaubt, begrenzt durch die jeweiligen Übertragungskapazitäten. Dieses Szenario soll eine physikalisch realistische, zentrale Systemplanung darstellen.

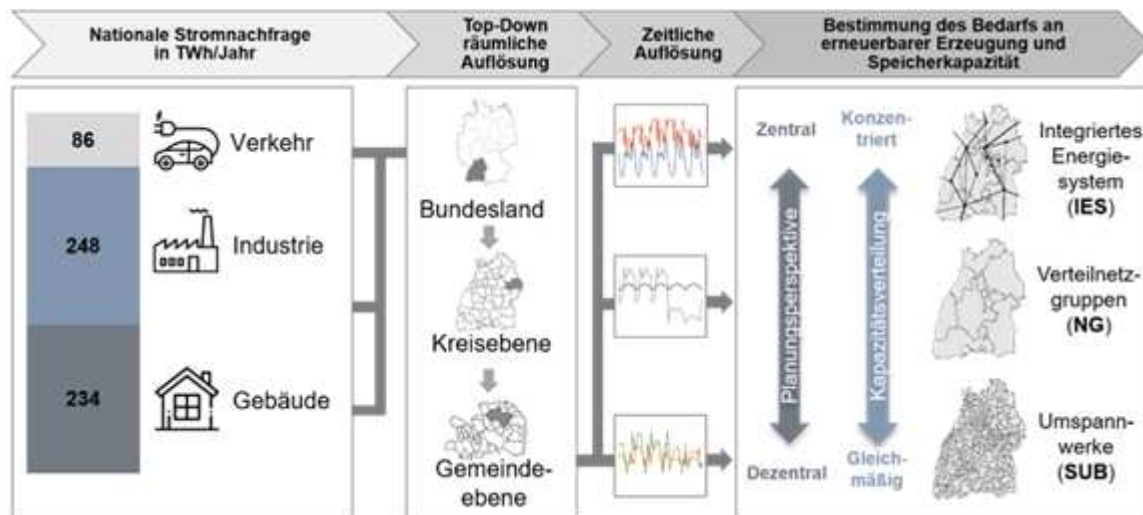


Abbildung 4: Vorgehen bei der Simulation des Erzeuger- und Batteriespeicherbedarfs

Darstellung nach Projekt „StiL“. Modifiziert nach (Henni & Schäffer, 2022).

Der mindestens zu erzielende erneuerbare Anteil, der dem Modell jeweils als Randbedingung vorgegeben wurde, orientiert sich an den Ausbauzielen für die jeweilige betrachtete Zeitscheibe:

- 2025: ≥ 50 % erneuerbarer Anteil am Strommix
- 2030: ≥ 80 %
- 2035: ≥ 95 %
- 2040: ≥ 99 %

Als „erneuerbare Erzeuger“ wurden sowohl Wind- und Solarenergie als auch Biogas betrachtet (wobei davon auszugehen ist, dass Strom aus Biogas keinen „Überschuss“ erzeugt, da hier die Primärenergie nicht kostenlos zur Verfügung steht). Mithilfe des im Energieatlas vorgegebenen maximalen erneuerbaren Potenzials und Jahreswetterdaten des (Deutscher Wetterdienst, 2020) wurden Erzeugungszeitreihen in stündlicher Auflösung für Solar- und Windkraftwerke simuliert. Als Stromspeicher wurden sowohl Lithiumbasierte Batterien (LiB) als auch Redox-Flow-Batterien (RFB) berücksichtigt. Letztere sollten insbesondere bei langen Speicherzeiten einen Kostenvorteil aufweisen. Abbildung 5 zeigt eine Übersicht über die so modellierten Systeme und die möglichen Stromflussrichtungen. Während der Stromverbrauch als gegeben vorausgesetzt ist, kann der Optimierer zu jedem Zeitschritt wählen, wieviel Strom von welchem Erzeuger in den modellierten Knoten (SUB, NG oder IES) hinein oder aus ihm herausfließt. Dementsprechend muss die jeweilige Erzeugungs-, bzw. Speicherkapazität pro Komponente innerhalb seiner vorgegebenen Grenzen dimensioniert werden. Die Dimensionierung erfolgt im Simulationsmodell unter Optimierung der jährlichen Kosten für das Gesamtsystem.

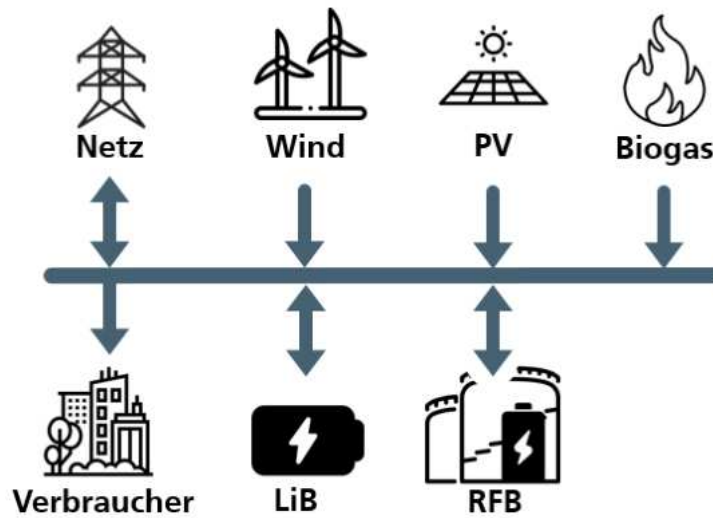


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Stromerzeuger und -verbraucher für die Optimierung
Die Pfeile stellen die Stromflussrichtungen dar.

Systemverträgliches Elektrolysepotenzial

In Anlehnung an die Methodik im Projekt „TransHyDE“ (Gätsch et al., 2024) wurde pro Zeitscheibe (2025, 2030, 2035, 2040) für jede Gemeinde ein „systemverträgliches Elektrolysepotenzial“ bestimmt. Dieses wurde definiert als die durchschnittliche Überschussleistung, die pro Gemeinde aus erneuerbaren Erzeugern anfällt, d.h. Leistung, welche andernfalls abgeregelt werden müsste, unter der Annahme, dass diese vollständig für Wasserstoffelektrolyse zur Verfügung steht. Von (Gätsch et al., 2024) wird argumentiert, dass dies netzverträglich bzw. sogar netzdienlich sein kann.

Um die überschüssige Erzeugung aus den erneuerbaren Erzeugern abzuschätzen, wurde der kostenoptimale Ausbau von Wind und PV ermittelt, indem das oben erläuterte Simulationsmodell für jede Gemeinde angewandt wurde, d.h. jede Gemeinde wurde als abgeschlossenes Netz betrachtet und deren erneuerbare Kapazität nach Kosten optimiert.

Formel (1) fasst die Berechnung der durchschnittlichen Überschussleistung $P_i^{(EXC)}$ für jede Gemeinde i zusammen, wobei $P_{i,t}^{(W)}$ und $P_{i,t}^{(S)}$ die nach der Optimierung maximal verfügbare erneuerbare Leistung pro Zeitschritt für Wind, PV und Biogas darstellt:

$$P_i^{(EXC)} = \frac{\sum_{t=0}^{8760} P_{i,t}^{(W)} + P_{i,t}^{(S)} - P_{i,t}^{(L)}}{8760} \quad (1)$$

Für jeden Zeitschritt wird der momentane Verbrauch ($P_{i,t}^{(L)}$) von der Summe aus der verfügbaren PV-Leistung und der Wind-Leistung abgezogen. Der Wert wird über das Jahr gemittelt.

Als Randbedingung wurde für jede Simulation ein erneuerbarer Anteil festgelegt, der mindestens zu erreichen, ist in Anlehnung an die Ausbauziele des Landes:

- 2025: 50 % Anteil erneuerbare Erzeugung am Strommix
- 2030: 80 % EE
- 2035: 95 % EE
- 2040: 99 % EE

(Zur Erläuterung: Für 2040 wurde ein erneuerbarer Anteil von 99 % gewählt, damit das Simulationsmodell Erneuerbare Energien und Speicher nicht überdimensioniert. Da das Modell nur mit PV, Wind, Biogas und Speichern rechnet, gibt es einen großen Sprung an Erneuerbaren Energien- und Speicher-Ausbau zwischen 99 % und 100 % EE-Anteil, da in diesem Fall auch die längsten erneuerbaren Lücken („Dunkelflauten“) überbrückt werden müssen. Es ist aber davon auszugehen, dass das letzte Prozent durch Stromimporte und grundlastfähige Quellen wie Wasserkraft und Wasserstoffkraftwerke gedeckt werden kann.)

Erweiterung Simulationsmodell: Optimierter Elektrolyseausbau

Die oben beschriebene Methodik zur Ermittlung des Elektrolysepotenzials berücksichtigt in erster Linie das erneuerbare Stromerzeugungspotenzial. Allerdings ist davon auszugehen, dass sich die Standortwahl für Elektrolyseure und erneuerbare Kraftwerke gegenseitig beeinflussen. Das im Projekt „StiL“ entwickelte Modell wurde daher um die Komponente des Wasserstoff-Hubs, inkl. Rückverstromungseinheit erweitert. Das Ziel des erweiterten Modells ist die ganzheitliche Kostenoptimierung eines integrierten Energiesystems bestehend aus erneuerbaren Erzeugern, Stromspeichern und Wasserstoff-Hub.

Abbildung 6 zeigt das Fließbild des erweiterten Simulationsmodells analog zum ursprünglichen Modell in Abbildung 5. Zusätzlich findet jetzt eine Wasserstoffbilanzierung in jedem Knoten statt (rote Linien). Elektrolyseeinheit und öffentliches Wasserstoffnetz können Wasserstoff in den Knoten einspeisen. Ein Speicher kann Wasserstoff ein- und ausspeichern und mittels Gasturbine kann der Wasserstoff verstromt werden.

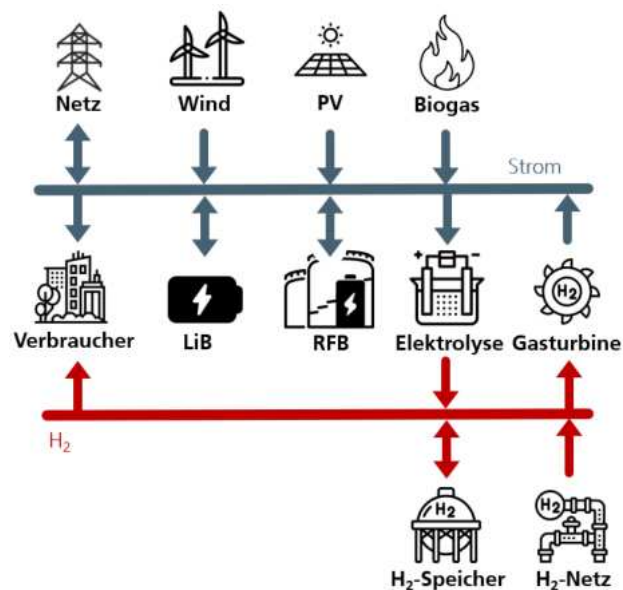


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Stromerzeuger und -verbraucher für die Optimierung nach dem erweiterten Modell

Die dunkelblauen Linien stellen das Stromnetz des simulierten Knotens dar, die roten das Wasserstoffnetz. Die Pfeile zeigen die erlaubten Strom- bzw. Wasserstoffflussrichtungen.

Dementsprechend wurden die Zielfunktion, welche vom Optimierer minimiert wird, und die Nebenbedingungen des Optimierungsmodells angepasst. **Zwecks Übersichtlichkeit werden im Folgenden nur die Erweiterungen und Anpassungen zum Speichermodell aus „StiL“ beschrieben. Für die Gleichungen, welche vom ursprünglichen Modell abgeändert wurden, wird im Text jeweils darauf verwiesen.** Der Rest des Simulationsmodells funktioniert wie in der Publikation zum Projekt (Henni et al., 2023) beschrieben.

Die Zielfunktion in Gleichung (2) beschreibt die Periodenkosten eines Knotens, bzw. des Gesamtsystems (IES-Szenario), wobei α „Ausbaufaktoren“ sind, d.h. die Ausnutzung des jeweiligen Potenzials zwischen 0 und 1. \hat{c} sind Maximalkosten, bzw. Kosten bei Maximalausbau, ermittelt aus dem maximalen Potenzial. Solar- (S) und Windleistung (W) werden pro Gemeinde (Anzahl Gemeinden: m) ermittelt, Biogasleistung (G), Redox-Flow-Batterie-Leistung (RP) und –Speicherkapazität (RE), Lithium-Batterie-Speicherkapazität (LE), Elektrolyseleistung (EI), Wasserstoffspeicherkapazität (HS) und Gasturbinenleistung (GT) werden pro Knoten optimiert (Anzahl Knoten: n_{in}). Darüber hinaus werden Brennstoffkosten für Biogas und Wasserstoff für jeden Zeitschritt aufsummiert, sowie der Strom der aus dem Netz bezogen wird $P^{(D)}$ (Gesamtanzahl Knoten, inkl. „externe Knoten“: n).

$$\begin{aligned}
\min C &= \sum_j^m (\alpha_j^{(S)} \hat{c}_{PV,j} + \alpha_j^{(W)} \hat{c}_{WT,j}) \\
&\square + \sum_i^{n_{in}} (\alpha_i^{(G)} \hat{c}_{BG,i} + \alpha_i^{(RP)} \hat{c}_{RFB,P,i} + \alpha_i^{(RE)} \hat{c}_{RFB,E,i} + \alpha_i^{(LE)} \hat{c}_{LiB,i} \\
&\square \quad + \alpha_i^{(El)} \hat{c}_{El,i} + \alpha_i^{(HS)} \hat{c}_{HE,i} + \alpha_i^{(GT)} \hat{c}_{GT,i}) \\
&\square + \sum_i^{n_{in}} \sum_t c_{fuel} P_{i,t}^{(G)} \Delta t + \sum_i^{n_{in}} \sum_t c_{H2} P_{i,t}^{(H2)} \Delta t \\
&\square + \sum_{i=n_{in}}^n \sum_t c_t^{(1)} (-P_{i,t}^{(D)}) \Delta t
\end{aligned} \tag{2}$$

(Erweiterung Gleichung 13 aus (Henni et al., 2023))

Die Nebenbedingungen (3) und (4) stellen sicher, dass die Elektrolyse- und Gasturbinenleistung $P_{i,t}^{(El)}$ und $P_{i,t}^{(GT)}$ zu jedem Zeitschritt den vom Optimierer ermittelte Ausbau nicht überschreitet. Die maximale Elektrolysekapazität $\hat{P}_i^{(El)}$, sowie die Maximalkapazität für die Rückverstromungseinheiten $\hat{P}_i^{(GT)}$ je Knoten i entsprechen dem zuvor ermittelten systemdienlichen Elektrolysepotenzial .

$$P_{i,t}^{(El)} \leq \alpha_i^{(El)} \hat{P}_i^{(El)} \tag{3}$$

$$|P_{i,t}^{(GT)}| \leq \alpha_i^{(GT)} \hat{P}_i^{(GT)} \tag{4}$$

Die Nebenbedingung in Gleichung (5) beschreibt die Bilanzgleichung des Wasserstoffspeichers. Dabei stellt $E_{i,t}^{(HS)}$ den Speicherstand des Knotens i zum Zeitpunkt t dar. k_{HS} ist ein Selbstentladungsfaktor, η_{El} der Elektrolysewirkungsgrad, $P_{i,t}^{(H)}$ den entnommenen Wasserstoff (als Leistung), η_H der Entnahmewirkungsgrad, und η_{GT} der Gasturbinenwirkungsgrad.

$$E_{i,t}^{(HS)} = (1 - k_{HS})E_{i,t-1}^{(HS)} + \eta_{El} P_{i,t}^{(El)} \Delta t + \frac{1}{\eta_H} P_{i,t}^{(H)} \Delta t - \frac{1}{\eta_{GT} \eta_H} P_{i,t}^{(GT)} \Delta t \tag{5}$$

Gleichungen (6) und (7) beschreiben Nebenbedingungen für den Wasserstoffspeicher: Der Speicherstand darf 0 nicht unter- und den ausgebauten maximalen Speicherstand $\alpha_i^{(HS)} \hat{E}_i^{(HS)}$ nicht überschreiten. Der Speicherstand zum Zeitschritt $t=0$ ist 0.

$$0 \leq E_{i,t}^{(HS)} \leq \alpha_i^{(HS)} \hat{E}_i^{(HS)} \tag{6}$$

$$E_{i,t=0}^{(HS)} = 0 \tag{7}$$

Die maximal erlaubte Speicherkapazität des Wasserstoffspeichers $\hat{E}_i^{(HS)}$ entspricht der Wasserstoffmenge, welche in Knoten i in 1,6 Wochen bei Vollaustattung des Elektrolyseurs erzeugt werden kann.

Gleichung (8) beschreibt die Wasserstoff-Bilanzgleichung für jeden Knoten i . Die vom Netz entnommene Menge $P_{i,t}^{(H2)}$ muss zu jedem Zeitschritt dem Verbrauch $P_{i,t}^{(HL)}$ plus der aus dem Speicher entnommenen Wasserstoffmenge $P_{i,t}^{(H)}$ entsprechen.

$$P_{i,t}^{(H2)} = P_{i,t}^{(HL)} + P_{i,t}^{(H)} \quad (8)$$

Die letzte Nebenbedingung wird in Gleichung (9) beschrieben. Die Strombilanz geht zu jedem Zeitschritt t auf, solange die vom Netz bezogene Leistung $P_{i,t}^{(D)}$ der Last $P_{i,t}^{(L)}$ abzüglich der Erzeugerleistungen aus Solar- (S), Windkraft- (W), Biogasanlagen und Gasturbinen (GT) plus der Batterielade- und Elektrolyseleistung entspricht.

$$P_{i,t}^{(D)} = P_{i,t}^{(L)} - \left(P_{i,t}^{(S)} + P_{i,t}^{(W)} + P_{i,t}^{(G)} - P_{i,t}^{(B)} \right) + P_i^{(El)} - P_i^{(GT)} \quad (9)$$

(Erweiterung Gleichung 23 aus (Henni et al., 2023))

3.1.3 Ergebnisüberblick

Auswertung erneuerbares Stromerzeugungspotenzial Energieatlas

Um die theoretischen Maximalüberschüsse zu ermitteln, wurden die erneuerbaren Stromerzeugungspotenziale aus dem Energieatlas zunächst rein bilanziell ausgewertet. Dazu wurde angenommen, dass jede Gemeinde in Baden-Württemberg ihr Potenzial, wie in der Simulation verwendet, voll ausschöpft (d.h., Dachflächen-PV zu 40 %, Freiflächen-PV zu 60 % ausgenutzt, „geeignete“ und „bedingt geeignete“ Windflächen berücksichtigt).

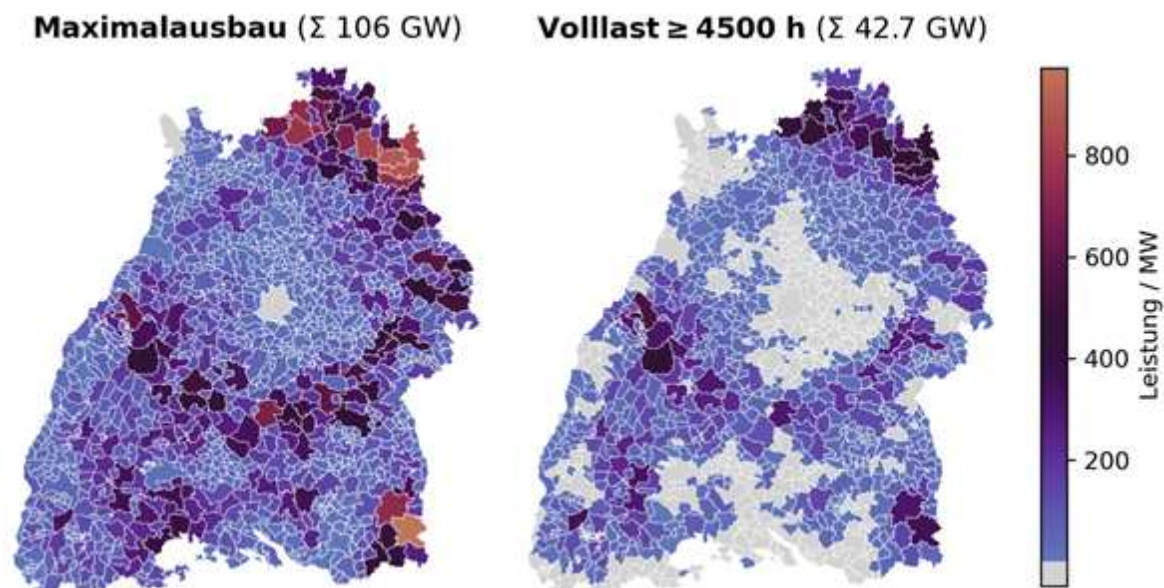


Abbildung 7: Maximale Überschussleistung pro Gemeinde

Links: Durchschnittlich verfügbare Elektrolyseleistung pro Gemeinde bei maximalem Ausbau des erneuerbaren Potenzials, Rechts: Elektrolyseleistung, welche an wenigstens 4.500 h pro Jahr zur Verfügung steht, pro Gemeinde

Abbildung 7 (links) zeigt die maximale Überschussleistung, d.h. erneuerbare Erzeugung abzgl. Last (Hochrechnung für 2040), pro Gemeinde. Die höchsten Leistungen würden rund um die Ballungsräume erzielt. Die Leistungen sinken aber je näher an den dicht besiedelten, industriestarken Regionen mit den höchsten Potenzialen im Nordosten und Südosten. Rein rechnerisch würde sich so eine theoretische maximale Elektrolyseleistung von 106 GW ergeben. Bei einem Elektrolysewirkungsgrad von 72 % würde das in diesem Szenario einer Erzeugung von 466 TWh jährlich entsprechen. Die rechte Karte zeigt nur noch die Leistung, die zu wenigstens 4.500 h im Jahr zur Verfügung stehen würde. Damit wären immer noch über 42 GW Gesamtleistung möglich. Es ist zu betonen, dass beides eine rein theoretische Betrachtung darstellt und lediglich nützlich ist, um die Verteilung der Potenziale im Raum zu visualisieren. Im nächsten Abschnitt werden Elektrolysepotenziale präsentiert, die näher an der Machbarkeit und zudem systemverträglich sein sollten.

Systemverträgliches Elektrolysepotenzial

Mittels Optimierung des erneuerbaren Systems ohne Elektrolyseure wurde die durchschnittliche erneuerbare Überschussleistung bestimmt, welche als „systemverträgliche Elektrolysepotenzial“ definiert wurde. Abbildung 8 visualisiert diese Leistung pro Gemeinde für die Zeitscheiben 2030, 2035 und 2040.

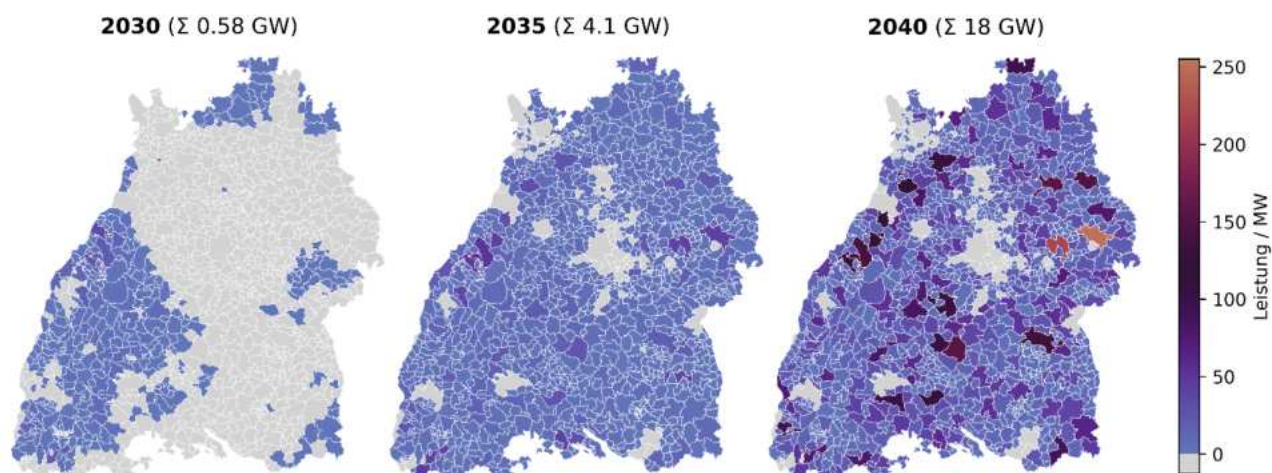


Abbildung 8: Verteilung des „systemverträglichen Elektrolysepotenzials“ in Baden-Württemberg als verfügbare Elektrolyseleistung pro Gemeinde für die Zeitscheiben 2030, 2035, 2040.

Für 2030 identifiziert die Simulation vorrangig Regionen im Südwesten von Baden-Württemberg zur Produktion von überschüssigem Strom aus Erneuerbaren Energien. Dies kann damit begründet werden, dass die Windstromausbeute in den Höhenlagen des Schwarzwaldes besonders hoch ist. Gleichzeitig ist der Strombedarf in dieser Region im Vergleich gering. In einigen Gemeinden bewertet das Modell den Bau einer Windkraftanlage dank der guten Wetterbedingungen dann aber dennoch als wirtschaftlich, wodurch – aufgrund der hohen Leistung der Windkraftanlage – ein hoher Überschuss wirksam wird. Im Allgemeinen fällt das zu erwartende Elektrolysepotenzial bis 2030 mit 0,58 GW aber gering aus. Die Wasserstoffmenge, die damit erzeugt werden könnte, beläuft sich auf ca. 5,1 TWh, was deutlich unter dem Bedarf von 13 TWh liegt, der dann erwartet wird. Dies liegt am geringen erneuerbaren Anteil von 80 %, der als Randbedingung vorgegeben wurde und der ohne größeren Aufwand – auch mit nur wenig Speicherausbau – erreicht werden kann. Mit dem Potenzial, das für 2035 und 2040 ermittelt wurde, ließe sich der Bedarf rein rechnerisch zu 100 % decken, wenn 2035 auch nur knapp mit 35,9 von 35,3 TWh. Mit dem für 2040 ermittelten Potenzial von 18 GW ließen sich theoretisch 158 TWh Wasserstoff erzeugen (bei 41 TWh Bedarf). Durch den höheren EE-Anteil verteilt sich das Potenzial für die 2035 und 2040-Jahresscheiben auch stärker in der Fläche. Die Ballungszentren bleiben aber auch dann weiterhin ausgespart. Insbesondere 2040 wandert das Potenzial verstärkt nach Nordosten von Baden-Württemberg, wo auch laut Energieatlas die meisten Flächen für Wind und PV zur Verfügung stehen.

Das ermittelte systemverträgliche Elektrolysepotenzial ist als Nebenbedingung in Form der Obergrenze des Elektrolyseausbaus in die Simulation für den optimierten Elektrolyseausbau mit eingeflossen.

Optimierter Elektrolyseausbau

Das gesamte Energiesystem bestehend aus erneuerbaren Erzeugern, Wasserstoff-Hub und Rückverstromungseinheit wurde als integriertes System optimiert. Im Folgenden sind die Ergebnisse für das Umspannwerkszenario und für das integrierte Szenario („Netzgruppenebene“)

dargestellt. (Die Ergebnisse für das Netzgruppenszenario, also dem Mittelweg zwischen Umspannwerk- und integriertem Szenario werden in diesem Abschnitt nicht separat aufgeführt, da sie sich – zumindest was das Endergebnis, die ausgebaute Elektrolyseleistung angeht – nicht wesentlich vom integrierten Szenario unterscheidet. Sämtliche Ergebnisse sind jedoch im Anhang der Studie zusammengefasst.)

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass für die Jahresscheiben 2035 und 2040 zwar das entsprechende systemverträgliche Elektrolysepotenzial als Obergrenze für die Elektrolyseleistung angesetzt wurde. Für das Jahr 2030 wurde allerdings ebenfalls das ermittelte Potenzial für 2035 (95 % EE) angenommen, da ansonsten der optimierte Elektrolyseausbau so stark eingeschränkt wäre, dass nur wenige Aussagen über dessen Verteilung getroffen werden können.

Abbildung 9 zeigt den Ausbau und die Verteilung der Elektrolysekapazität auf Umspannwerkebene. Entsprechend dem zuvor ermittelten systemverträglichen Potenzial wird Elektrolyseleistung zunächst im Südwesten von Baden-Württemberg ausgebaut. Die Gesamtleistung beläuft sich für 2030 auf 2,5 GW, was einem Eigenversorgungsgrad von 87 % entspricht. (Für das eigentliche 2030er Potenzial bei 80 % EE würde eine Eigenversorgung von 17 % erreicht werden.) Mit dem steigenden Bedarf in den darauf folgenden Jahresscheiben nimmt der Ausbau entsprechend zu, zunächst auf 3,1 GW (2035) und schließlich auf 5,6 GW (2040). Die Eigenversorgung mit Wasserstoff beläuft sich dann auf 48 bzw. 53 %.

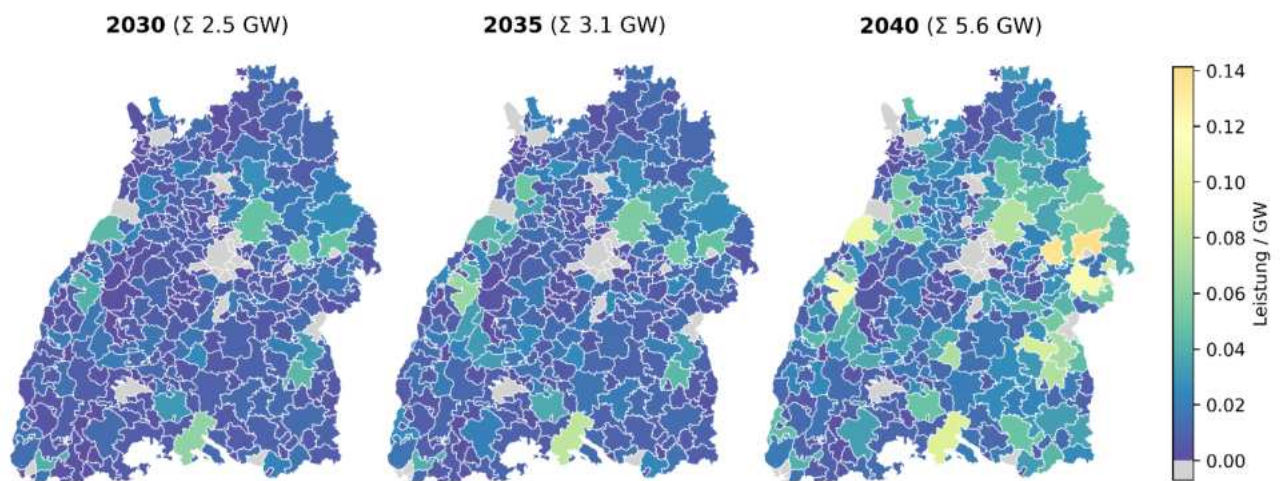


Abbildung 9: Verteilung des optimierten Elektrolyseausbaus in Baden-Württemberg aufgelöst auf „Umspannwerkebene“ für die Zeitscheiben 2030, 2035, 2040.

Für das integrierte Szenario fällt auf, dass die Elektrolyseleistung generell höher ausfällt im Vergleich zum Umspannwerksszenario, was damit erklärt werden kann, dass im integrierten Energiesystem Strom zwischen Netzknoten ausgetauscht werden kann, und somit Überschüsse besser genutzt werden können. Vor allem 2040 ist im integrierten Szenario ein deutlich höherer Elektrolyseausbau zu erwarten.

Bei der Verteilung zeichnet sich bei beiden Szenarien ein ähnliches Bild ab. Bevorzugt werden vor allem Regionen im Südwesten und Osten von Baden-Württemberg, wo auch im vorherigen Schritt das höchste Potenzial verortet wurde. Insbesondere der Ballungsraum um Stuttgart muss von den umliegenden Regionen mit Wasserstoff mitversorgt werden.

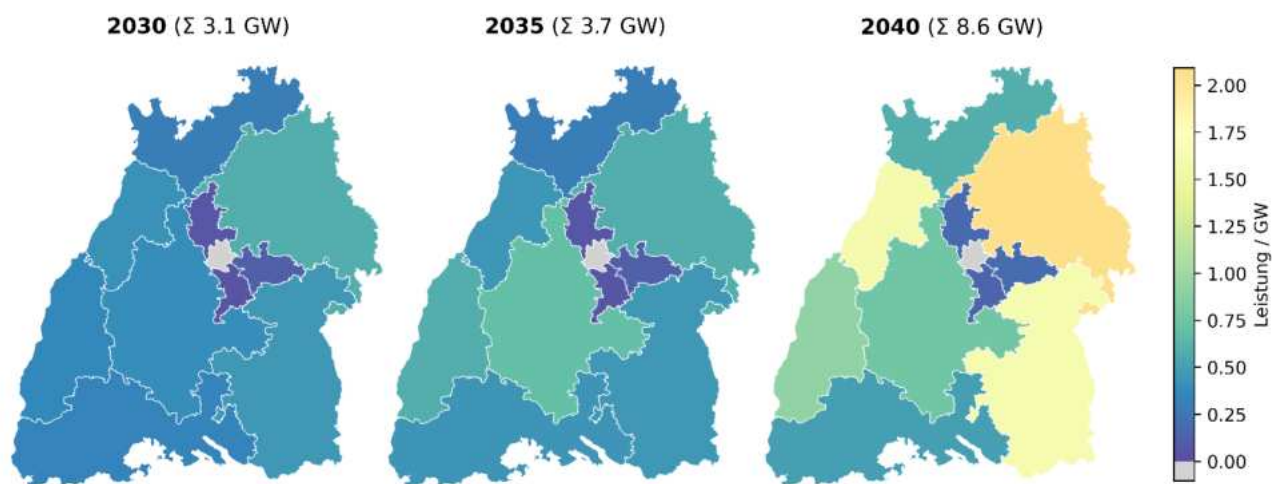


Abbildung 10: Verteilung des optimierten Elektrolyseausbaus in Baden-Württemberg aufgelöst auf „Netzgruppenebene“ (integriertes Szenario) für die Zeitscheiben 2030, 2035, 2040.

Nicht dargestellt sind die erzielbaren Leistungen für die Rückverstromungseinheiten bzw. Gasturbinen. Diese wurden in allen Szenarien vom Optimierer auf null gesetzt. Eine Rückverstromung von Wasserstoff scheint also nicht rentabel, bzw. zumindest weniger wirtschaftlich zu sein als Batteriespeicher für die Strompufferung zu nutzen.

Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigen den PV- und Windausbau für beide Szenarien. (Anmerkung: Hier ist nicht die Kapazität in GW angezeigt, sondern, zwecks Übersichtlichkeit, der Ausbaufaktor, also welcher Anteil in Prozent vom angenommenen Potenzial vom Optimierer für die jeweilige Gemeinde ausgebaut wird.) Es fällt auf, dass das Modell bereits ab 2030 mit hohen erneuerbaren Kapazitäten rechnet, die den aktuellen Ausbau (2024) weit übersteigen. Andernfalls kann das Modell nicht genügend erneuerbaren Überschuss zur Verfügung stellen, um ausreichend grünen Wasserstoff zu produzieren.

Vergleich man den Ausbau der Windkraftanlagen, zeichnet sich ein ähnliches Bild wie bei den Elektrolyseanlagen: Bei beiden Szenarien steigt der Ausbau kontinuierlich an. Beim integrierten Szenario werden Windenergieanlagen jedoch favorisiert (2040: 40 gegenüber 27 GW beim Umspannwerkszenario). Dies kann damit erklärt werden, dass dann bevorzugt Windräder an die Standorte gebaut werden, wo eine hohe Ausbeute erwartet wird (Schwarzwaldregion). Im Umspannwerkszenario, wo die Knoten Überschussstrom nicht aufteilen können, rechnen sich Windkraftwerke weniger, sind dafür gleichmäßiger verteilt. Stattdessen wird hier PV bevorzugt (61 GW gegenüber 51 GW beim integrierten Szenario in 2040), was damit erklärt werden kann, dass die Ausbeute aus PV-Produktion und damit die Rentabilität innerhalb von Baden-Württemberg nicht so stark schwankt. (In den windstarken Regionen wird auch hier eher Windkraft bevorzugt.)

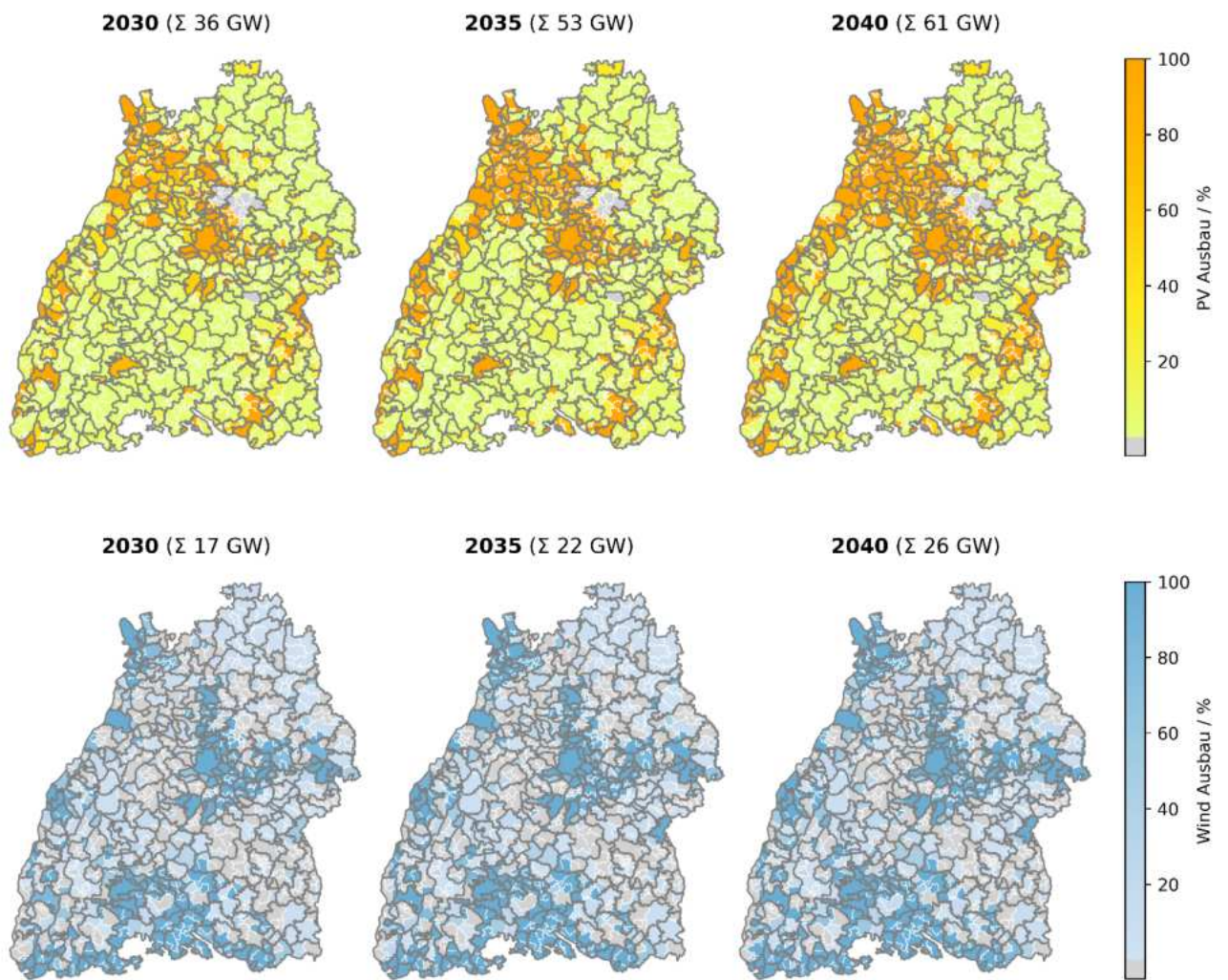


Abbildung 11: Verteilung des optimierten PV- und Windanlagenbaus in Baden-Württemberg im Umspannwerkszenario

Darstellung PV-Ausbau in gelb, obere Reihe und Windanlagenbau in blau, untere Reihe. Darstellung aufgelöst auf Gemeindeebene (Umspannwerkszenario) für die Zeitscheiben 2030, 2035, 2040, als Ausbau in Prozent vom Gesamtpotenzial (laut Energieatlas).

Elektrolyseausbau, sowie die Erzeugungskapazität der erneuerbaren Energien sind in den Balkendiagrammen in Abbildung 13 nochmal zusammengefasst.

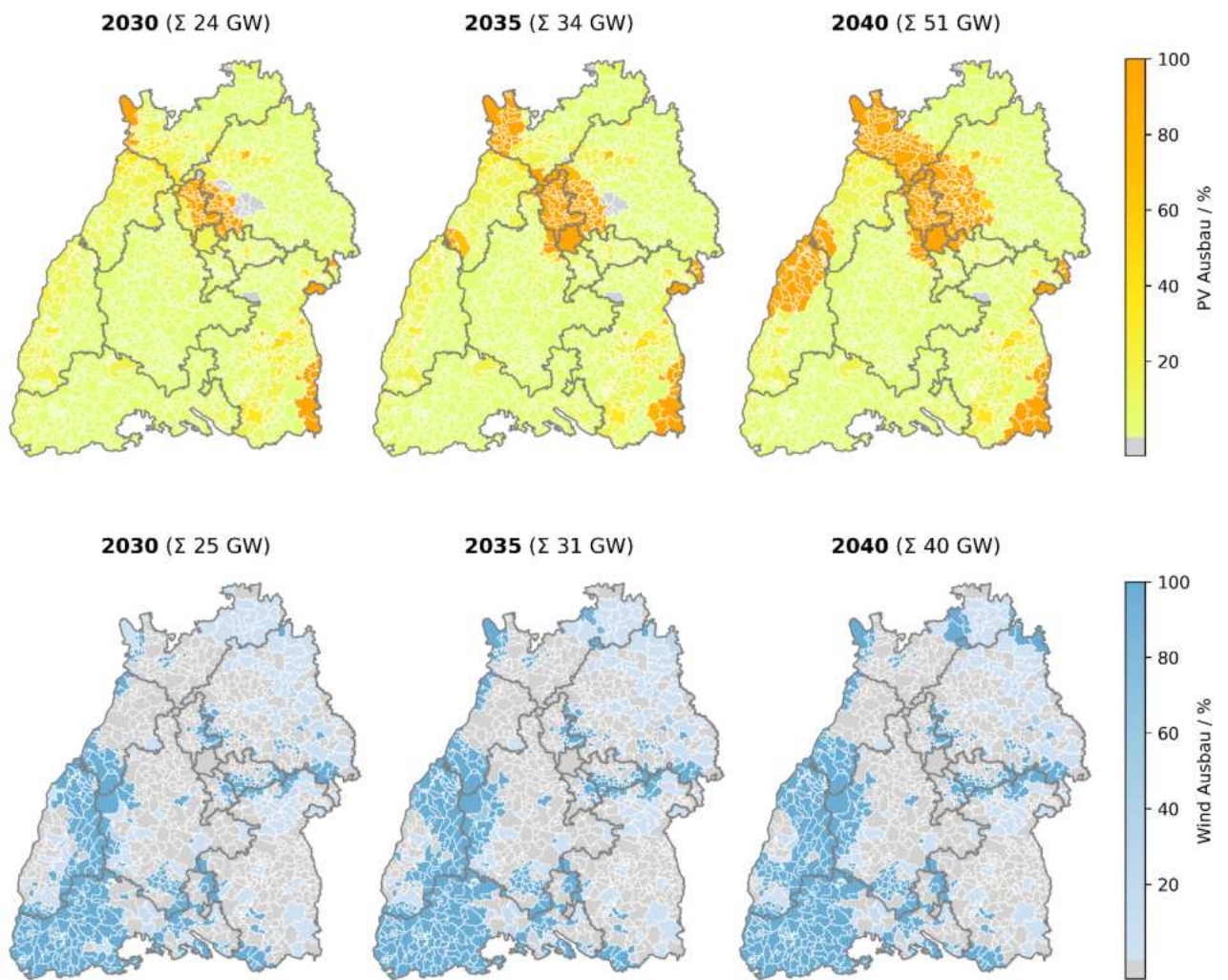


Abbildung 12: Verteilung des optimierten PV- und Windanlagenbaus in Baden-Württemberg im integrierten Szenario

Darstellung PV-Ausbau in gelb, obere Reihe und Windanlagenbaus in blau, untere Reihe. Darstellung aufgelöst auf Gemeindeebene (integriertes Szenario) für die Zeitscheiben 2030, 2035, 2040, als Ausbau in Prozent vom Gesamtpotenzial (laut Energieatlas).

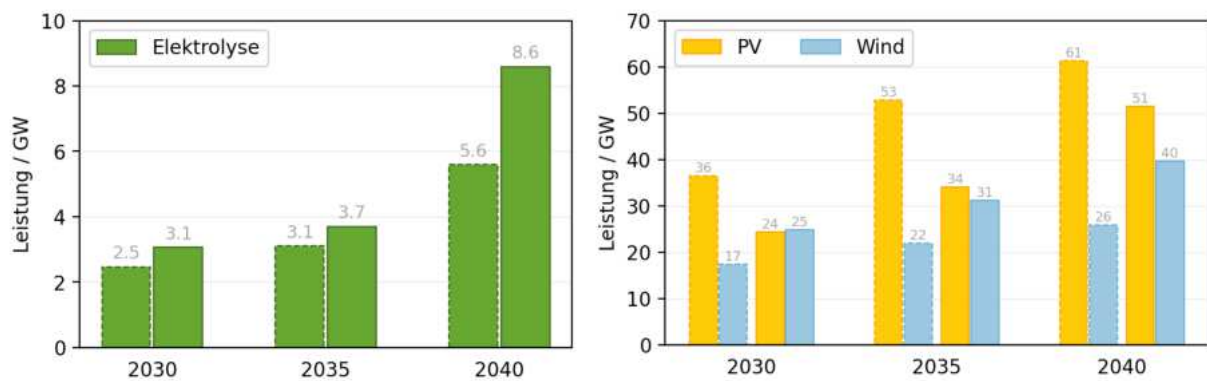


Abbildung 13: Überblick über den Elektrolyseausbau und die EE-Erzeugungskapazität

Links: Elektrolyseleistung (grün), rechts: PV- (gelb) und Windleistung (blau) für die Szenarien Umspannwerke (gestrichelt umrahmte Balken) und integriertes Szenario (durchgehend)

In Abbildung 14 ist schließlich der Wasserstoff-Eigenversorgungsgrad dargestellt, der laut den Simulationen erreicht werden kann. Dabei unterscheiden sich die Szenarien jeweils nicht wesentlich. Auffällig ist, dass 2030 theoretisch eine sehr hohe Eigenversorgung erreicht werden kann, was am relativ niedrigen Bedarf und dem hohen angenommenen Elektrolysepotenzial liegt. Der Eigenversorgungsgrad nimmt dann ab, um dann 2040 einen Wert zwischen 53 und 68 % zu erreichen. Die Ergebnisse bzw. deren Interpretation werden im folgenden Abschnitt weiter diskutiert.

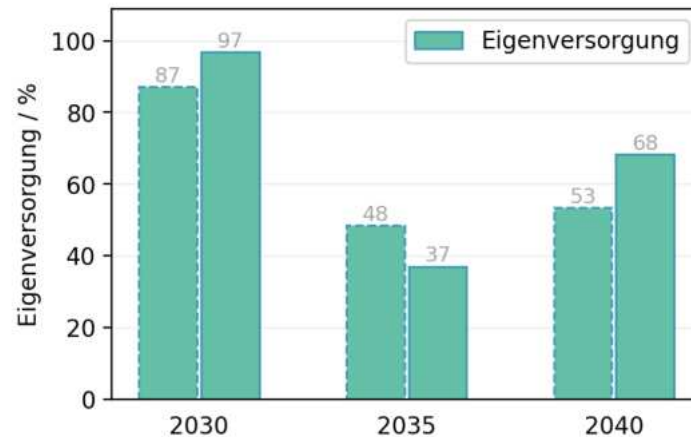


Abbildung 14: Erreichbarer Eigenversorgungsgrad mit Wasserstoff für die Szenarien

Darstellung Umspannwerkszenario (gestrichelt umrahmte Balken) und integriertes Szenario (durchgehend umrahmte Balken) für die Zeitscheiben 2030, 2035, 2040.

Diskussion

Durch den Vergleich der beiden Szenarien, die auf der einen Seite Baden-Württemberg in kleinteilige, eigenständige Umspannwerkregionen und auf der anderen Seite in großflächigere Netzregionen einteilen, konnte eine Spanne von zu erwartender Elektrolyseleistung abgeschätzt werden. Vor allem aber konnten dadurch die zu bauenden Elektrolyseure räumlich verortet werden. Während die Verteilung in beiden Szenarien in eine ähnliche Richtung geht, ist es für das weitere Vorgehen sinnvoll, die Karten für das Umspannwerk- und das integrierte Szenario zu überschneiden, um einen Mittelweg zwischen optimierter und gerechter Verteilung von erneuerbaren Kraftwerken und Wasserstoff-Hubs abzubilden.

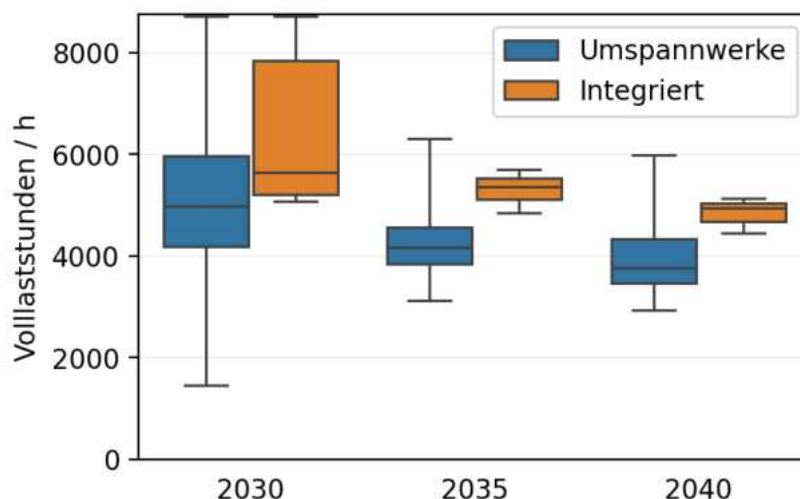


Abbildung 15: Visualisierung der Verteilung der Volllaststunden für die Elektrolyseure in den Szenarien

Darstellung Umspannwerkszenario in blau und integriertes Szenario in orange. Die Hälfte der Werte liegt innerhalb der Kästen, die mittlere Linie zeigt den Median, die Antennen die ganze Spannweite der Verteilung.

Abbildung 15 zeigt die Verteilung der mittleren Volllaststunden, die in den Szenarien in den Knoten in einem Jahr erreicht werden. Insgesamt liegen die erreichbaren Volllaststunden auf Umspannwerkeebene etwas niedriger im Vergleich zur Netzgruppenebene, was verständlich ist, wenn man bedenkt, dass hier die Knoten ihren Strom nur aus einem kleinen Kreis von Gemeinden beziehen kann, während beim integrierten Szenario ein gewisser Teil des erneuerbaren Stroms auch zwischen den Knoten geteilt wird und so besser genutzt werden kann. Im Median liegen die Volllaststunden zwischen ca. 3.800 und 5.700 Stunden, was auch die Plausibilität der Ergebnisse stützt. So berichten, bspw. (Bühler et al., 2023), dass bei Onshore-Anwendungen für Elektrolyseure ca. 4.500 Volllaststunden erwartet werden.

Wie oben erläutert ergab die integrierte Simulation, dass eine Wasserstoffverstromung mittels Gasturbine in keinem der betrachteten Szenarien wirtschaftlich ist. Es ist trotzdem davon auszugehen, dass wasserstofffähige Gasturbinen einen entscheidenden Beitrag zur Energiewende beitragen werden, z.B. zur Frequenzstabilisierung aber auch zur Grundlastversorgung. Dazu muss jedoch ein erheblicher Anteil des Wasserstoffs importiert werden. Die Analysen haben gezeigt, dass eine Eigenversorgung zwischen ca. 50 und 70 % in Baden-Württemberg wirtschaftlich sein kann.

Um den Einfluss verschiedener Parameter auf Elektrolyse- und Gasturbinenleistung zu untersuchen und das Optimierungsmodell auf Plausibilität und Robustheit zu prüfen, wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Als Basis-Szenario wurde das integrierte Szenario für das Jahr 2040 gewählt. (Elektrolyse-Kapazität: 8,6 GW, Gasturbinen-Kapazität: 0 GW.) Ausgehend davon wurden verschiedene Parameter variiert. Abbildung 16 zeigt eine Übersicht der Ergebnisse.

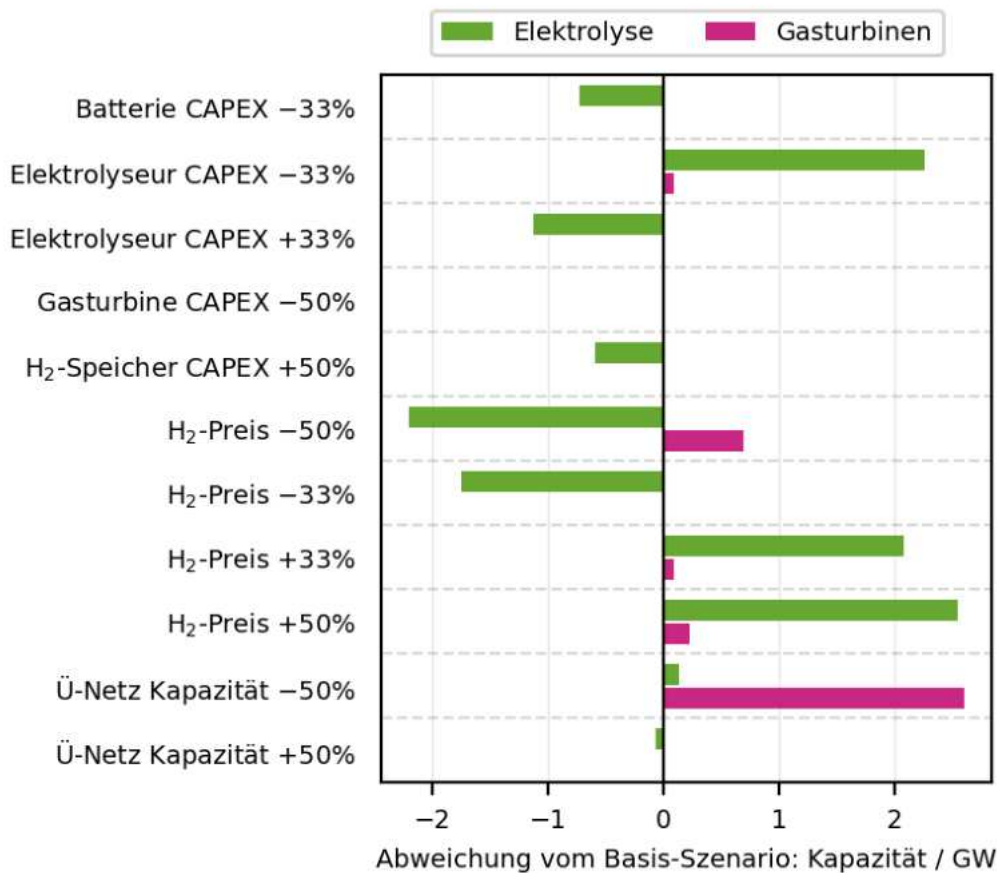


Abbildung 16: Darstellung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Grüne Balken: Abweichung des Elektrolyseausbaus (grün) bzw. Gasturbinenleistung (magentafarben) bei Variation verschiedener Parameter im Vergleich zum Basis-Szenario (Integriertes Szenario, 2040).

Werden die Anschaffungskosten für die Batteriespeicher reduziert, so verringert sich auch die Elektrolysekapazität leicht, da dann Batterien zur Erhöhung der Flexibilität im System stärker bevorzugt werden. Der umgekehrte Effekt tritt ein, wenn die Elektrolyse im Vergleich günstiger wird. Eine Reduktion von 33 % des im Moment angenommenen Preises erhöht dabei die Kapazität um über 2 GW, bzw. mehr als 26 %. In diesem Fall würde sich auch ein geringer Ausbau von Rückverstromungskapazität rechnen. Eine Verteuerung der Elektrolyse um 33 % wirkt sich im Vergleich weniger stark aus, während eine Halbierung der Gasturbinenkosten, keinerlei Einfluss auf das Endergebnis hat. Einer der größten Unsicherheiten ist der Wasserstoffpreis. Wie zu erwarten, werden Wasserstoff-Hubs unattraktiver, wenn ein niedrigerer Wasserstoffpreis angenommen wird, da dann das Gas bevorzugt aus dem Netz bezogen wird. Tatsächlich werden in diesem Fall Gasturbinen vom Optimierer verstärkt ausgebaut, was vermutlich darauf zurückzuführen ist, dass es dann wirtschaftlich wird, Wasserstoff direkt aus dem Netz zu verstromen (was vom Modell nicht verboten wird). Eine Erhöhung des Wasserstoffpreises führt zu einem verstärkten Ausbau von Wasserstoff-Hubs. Auch hier werden Gasturbinen attraktiver, was wiederum auf das höhere Angebot von Wasserstoff im System zurückgeführt werden kann. Während das integrierte System das Übertragungsnetz mit abzubilden versucht, kann dieses vom Modell nur vereinfacht (und aggregiert) abgebildet werden. Eine Variation der Übertragungsnetzkapazität zeigt den

Einfluss auf Elektrolyse- und Gasturbinenkapazität. Während von einer Halbierung des Übertragungsnetzes vor allem Gasturbinen konzentrieren, hat eine Erhöhung der Kapazität zu praktisch keine Auswirkungen. Wird vom ersten Fall ausgegangen, dass die Netze einen stärker limitierenden Faktor darstellen, wird deutlich mehr Flexibilität im System benötigt, was einen Ausbau von Rückverstromungskapazität zur Folge hat. Es ist jedoch anzumerken, dass auch in diesem Fall Batteriespeicher bevorzugt werden, die deutlich stärker ausgebaut werden (Faktor > 4, nicht abgebildet). Insgesamt ist anzumerken, dass auch eine vergleichsweise starke Veränderung der Eingangsparameter nur einen moderaten Einfluss auf die absoluten Werte der Elektrolyse- und Gasturbinenkapazität gezeigt hat, was im Allgemeinen für die Stabilität bzw. Robustheit des Optimierungsmodells spricht.

3.2 Potenzielle Wasserstoffabnahme

3.2.1 Hintergrund und Erläuterungen

Die Nähe zu Direktabnehmern stellt neben der Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom eines der wesentlichen Kriterien bei der Standortwahl für Wasserstoffhubs dar. Dieser Aspekt wurde auch in den begleitenden Workshops mit Experten und Praxisakteuren an verschiedenen Stellen unterstrichen. Ein zentrales Argument für die Nähe zu Direktabnehmern ist die Reduktion von Transportwegen. Insbesondere in der Anfangsphase des Ausbaus der Leitungsinfrastruktur ist dieser Faktor von hoher Bedeutung. Kürzere Transportwege reduzieren nicht nur die Kosten, sondern auch den organisatorischen und technischen Aufwand. Dies schafft einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil, vor allem in Regionen, in denen die Wasserstoffinfrastruktur noch im Aufbau ist. Für Abnehmer, die Wasserstoff mit erhöhten Reinheitsanforderungen benötigen, ist die Nähe zu einem Elektrolyseur besonders relevant. Das bestehende Regelwerk für das deutsche Wasserstoffnetz gibt diesbezüglich aktuell eine Mindestreinheit von 98 % vor. Während ein solcher Qualitätsstandard für eine energetische Nutzung grundsätzlich ausreichend ist (dena, 2024), wird für eine stoffliche Nutzung – beispielsweise in der chemischen Industrie – Wasserstoff in deutlich höherer Reinheit benötigt. Eine direkte Abnahme von hochreinem Elektrolysewasserstoff kann hier den zusätzlichen Aufreinigungsaufwand verringern und somit Kosten sowie technische Herausforderungen senken.

3.2.2 Einordnung der Datengrundlage im Vergleich zur NEP-Bedarfserhebung

Die Wasserstoffbedarfserhebung des Jahres 2023 (Schmidt et al., 2023) hat gezeigt, dass für Baden-Württemberg bereits frühzeitig hohe Wasserstoffbedarfe zu erwarten sind, welche sich über unterschiedlichste Branchen und Bereiche erstrecken. Im Rahmen der Entwicklung des Szenariorahmens für den ersten Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff (NEP) wurde im ersten Quartal 2024 eine gemeinsame, bundesweite Marktabfrage Strom und Wasserstoff der Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber durchgeführt. Darüber hinaus wurde der über die in der Marktabfrage erhobenen Bedarfe hinausgehende Kapazitätsbedarf der Verteilnetzbetreiber (VNB) erhoben. Die Ergebnisse der Erhebung des NEP haben die hohe Nachfrage aus der Bedarfserhebung 2023 hierbei nochmals bestätigt.

Die folgende Abbildung 17 stellt die in der Erhebung 2023 und der NEP-Abfrage ermittelte Entwicklung der H₂-Bedarfe gegenüber. Der Bedarf gemäß NEP liegt bis zum Jahr 2028 deutlich unter den Werten der Erhebung 2023, übersteigt diese von 2029 bis 2035 dann aber deutlich. Dies spricht dafür, dass die Erhebung 2023 keine Überschätzung des tatsächlichen Hochlaufs des Wasserstoffbedarfs darstellt, obwohl die Abfrage hinsichtlich Wasserstoffpreis und -verfügbarkeit unter sehr optimistischen Annahmen erfolgt war.

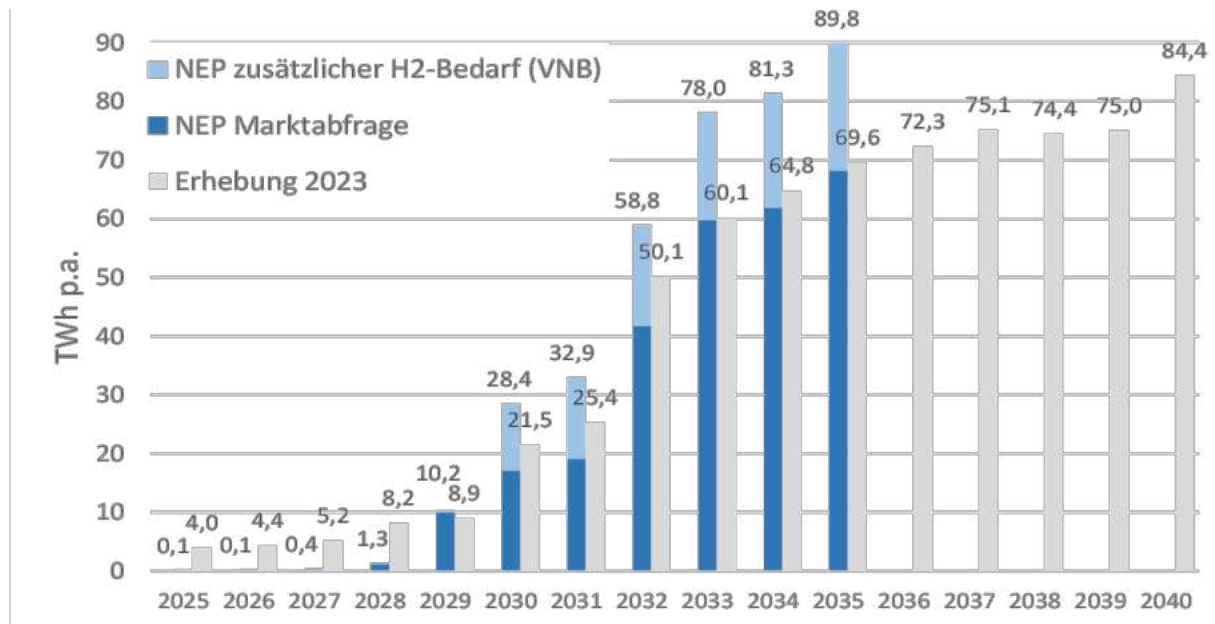


Abbildung 17: Vergleichender Überblick über die Entwicklung der Wasserstoffbedarfe in Baden-Württemberg nach Bedarfserhebung 2023 sowie NEP-Marktabfrage 2024

Die im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025 veröffentlichte räumliche Verteilung des Wasserstoffbedarfs für das Jahr 2035 (vgl. Abbildung 18) zeigt ein mit den Ergebnissen der Erhebung des Jahres 2023 vergleichbares Muster. Ein exakter Abgleich ist an dieser Stelle allerdings nicht möglich, da die detaillierten Daten der NEP-Erhebung aus Datenschutzgründen nicht für eine weitere Auswertung zur Verfügung standen.

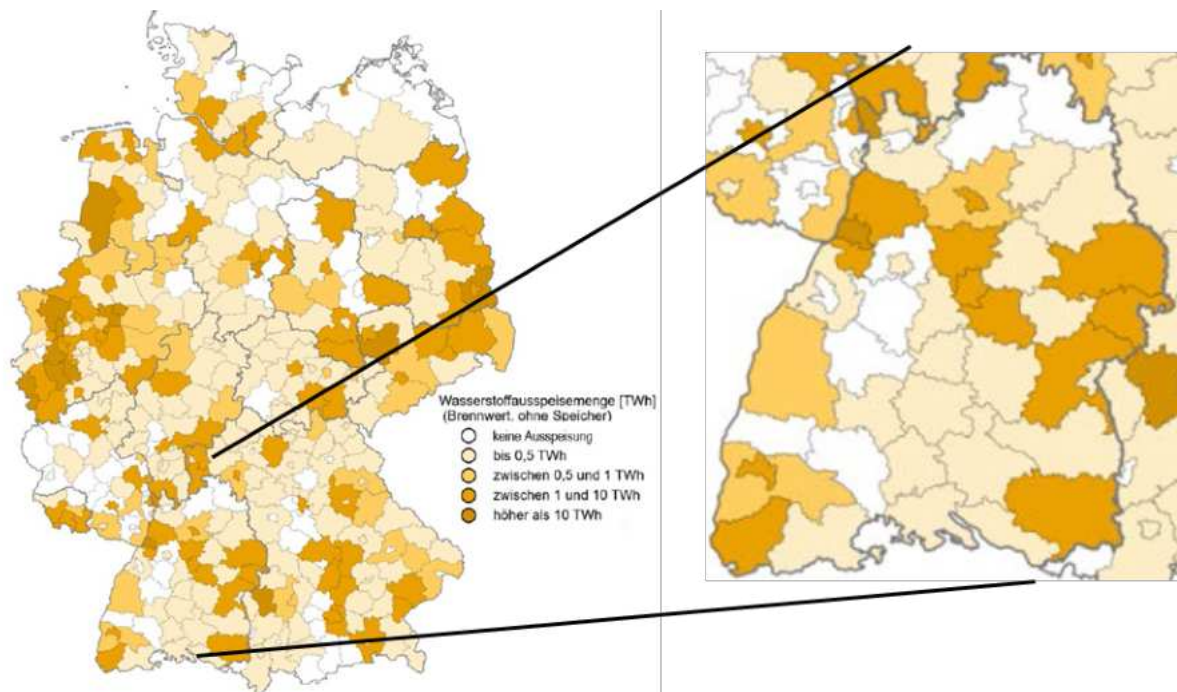


Abbildung 18: Darstellung der regionalen Verteilung der Auspeisemengen im Jahr 2035

Darstellung der Koordinierungsstelle Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff, basierend auf der Marktabfrage Wasserstoff und Strom (KO NEP, 2024)

3.2.3 Identifizierung von industriellen Bedarfszentren

Im Rahmen der Untersuchung der regionalen Abnahmepotenziale wurde der Fokus auf die Identifizierung von möglichen, industriellen Bedarfszentren gelegt. Mit der Bedarfserhebung aus dem Jahr 2023 lag eine Datenbasis vor, die eine zumindest grundlegende Abschätzung für diesen Bereich ermöglichte.

Für die Analyse wurden die in der Wasserstoffbedarfserhebung 2023 gemeldeten industriellen Wasserstoffbedarfe geografisch verortet. Zusätzlich wurde eine vereinfachte Schätzung der potenziellen Bedarfe für die restliche Industrie vorgenommen. Dazu wurden Unternehmen in Baden-Württemberg und deren Betriebsstätten mithilfe der IHK-Firmendatenbank (IHK, 2024) sowie weiteren Quellen (u.a. IHK, 2019) identifiziert und lokalisiert. Der Schwerpunkt lag hierbei auf großen und mittelständischen Unternehmen. Großbetriebe mit mehr als 500 Mitarbeitern wurden zusätzlich manuell überprüft, um eine genauere Mitarbeiterzahl und deren Verteilung auf die Standorte in Baden-Württemberg festzustellen.¹ Für die übrigen Unternehmen wurde eine durchschnittliche Mitarbeiterzahl der jeweiligen Größenklasse herangezogen. Anhand der Mitarbeiterzahlen und des jeweiligen Wirtschaftszweigs aus der IHK-Datenbank wurden die

¹ Entsprechende Informationen wurden falls verfügbar den jeweiligen Unternehmenswebsites sowie dem Unternehmensregister entnommen und ansonsten aus auf anderen verfügbaren Quellen abgeleitet, wobei jeweils die aktuellsten verfügbaren Informationen angesetzt wurden.

potenziellen Wasserstoffbedarfe abgeschätzt. Grundlage hierfür war der Medianwert des mitarbeiterspezifischen Wasserstoffbedarfs des jeweiligen Wirtschaftszweigs, basierend auf der Bedarfserhebung 2023.²

Für die Interpretation der Ergebnisse sind verschiedene Aspekte zu berücksichtigen. Obwohl über das gewählte Vorgehen knapp 4.200 Unternehmen und etwa 90 % der Unternehmen mit mehr als 250 Mitarbeitern identifiziert und verortet werden konnten, sind die nachfolgenden Darstellungen nur als ein erster Ansatz für die Identifizierung potenzieller Bedarfszentren anzusehen. Die Darstellungen sind hingegen aus mehreren Gründen nicht für die Identifizierung von Regionen ohne Bedarf geeignet. Zum einen konnte nicht die vollständige Grundgesamtheit der Industrieunternehmen identifiziert werden. Zum anderen konnten die Bereiche Verkehr sowie andere nicht-industrielle Sektoren aufgrund nicht hinreichend nutzbarer und regional verortbarer Informationen zunächst nicht berücksichtigt werden. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die tatsächlich Bedarfspotenziale deutlich höher liegen³ und sich zusätzliche Bedarfszentren in bisher nicht als solche erkennbaren Regionen befinden können.

3.2.4 Ergebnisüberblick

Abbildung 19 gibt nachfolgend einen Überblick über das im Umkreis von 10 km erreichbare H₂-Nachfragepotenzial in der Industrie für das Jahr 2030. Es wird ersichtlich, dass sich bereits 2030 über ganz Baden-Württemberg verteilt Regionen mit im unmittelbaren Umkreis befindlichen, hohen Nachfragepotenzialen finden. Bereits 2030 kumulieren sich demnach insbesondere in den städtischen Ballungsräumen Stuttgart, Karlsruhe, Mannheim und Ulm die Bedarfspotenziale zu größeren Bedarfszentren auf. Zudem zeigen sich insbesondere in den grenznahen Regionen im Süden, Osten und Westen frühzeitig größere, punktuelle Bedarfe. Aber auch abseits dieser Hauptbedarfszonen, oftmals auch direkt an diese angrenzend, finden sich größere Areale mit industriellen Bedarfspotenzialen über 20 GWh.

² Der mitarbeiterspezifische Wasserstoffbedarf wurde, sofern ausreichend Daten vorlagen, zusätzlich nach Größenklassen differenziert. Außerdem erfolgte eine spezifische Differenzierung für Unterbereiche bestimmter Wirtschaftszweige, etwa bei der Papier- und der Zementherstellung.

³ Dies wird auch dadurch unterstrichen, dass die im Rahmen der Bedarfserhebung 2023 von den Verteilnetzbetreibern gemeldeten Bedarfe mitunter deutlich über den für die Industrie abgeschätzten Bedarfe lagen (Schmidt et al., 2023).

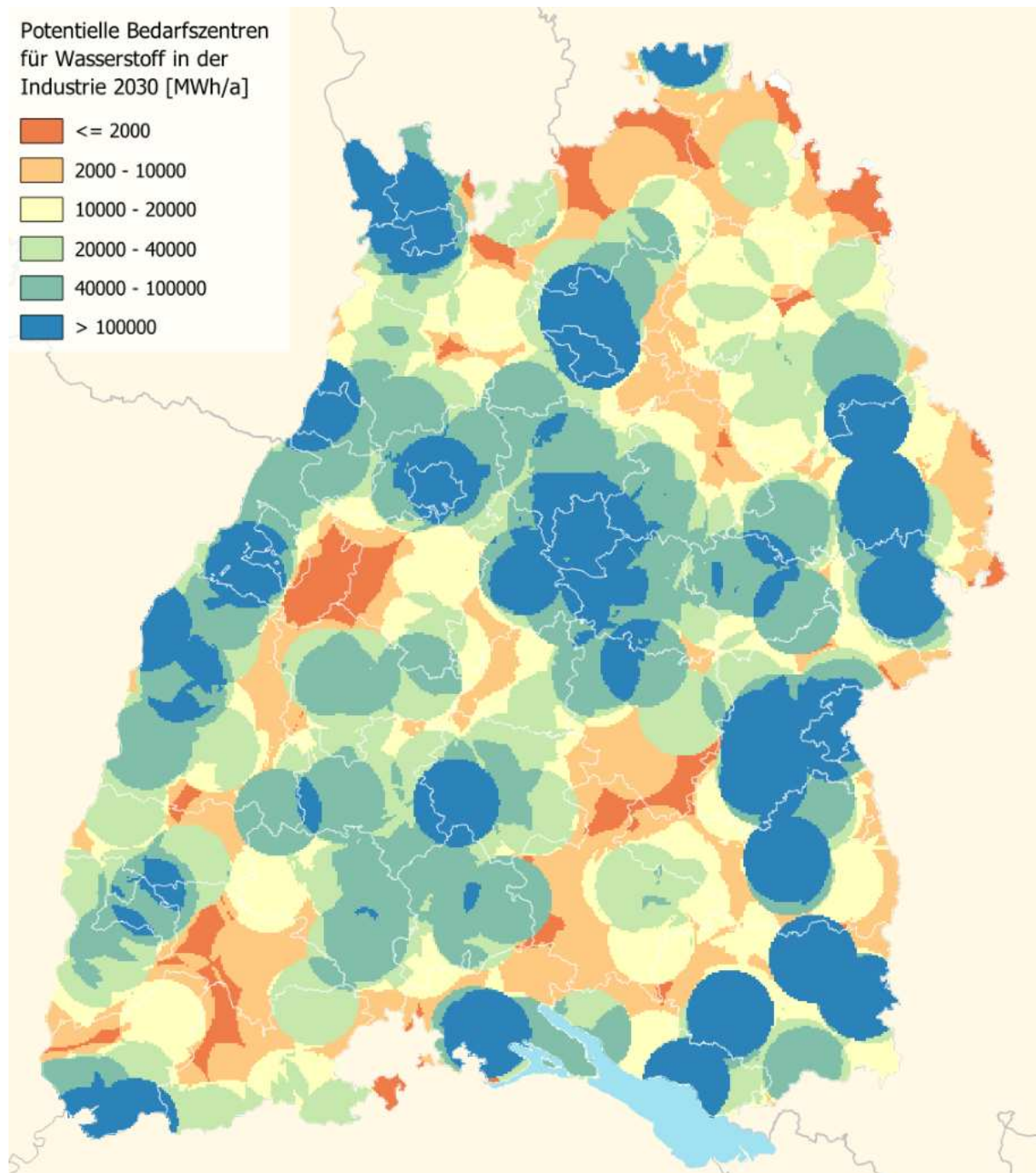


Abbildung 19: Im Umkreis von 10 km erreichbares H₂-Nachfragepotenzial in der Industrie 2030

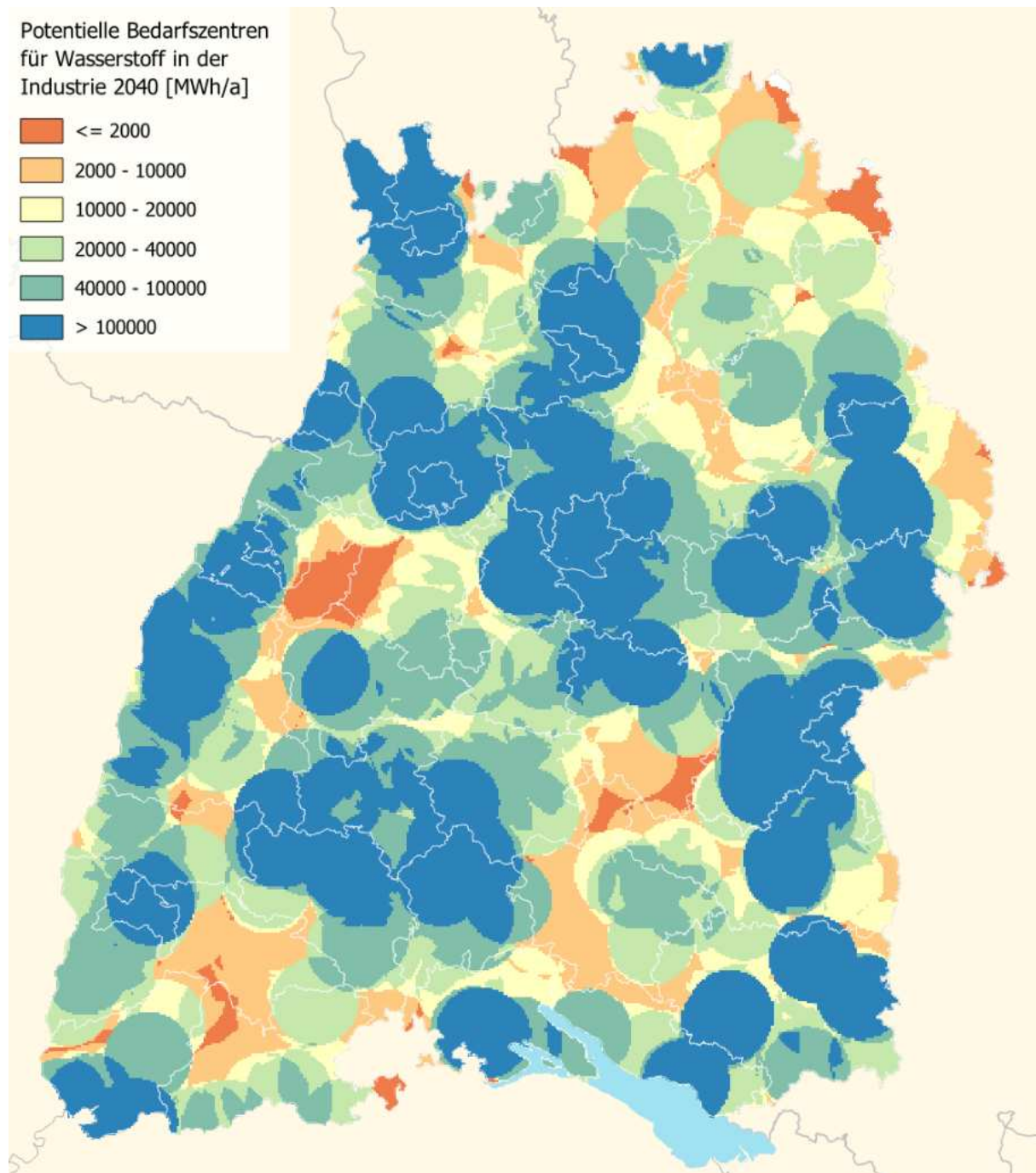


Abbildung 20: Im Umkreis von 10 km erreichbares H₂-Nachfragepotenzial in der Industrie 2040

Bis 2040 zeigt sich, wie in Abbildung 20 dargestellt, eine Vergrößerung und Verstärkung der bereits 2030 herausgebildeten Bedarfszentren. Insbesondere entlang des Rheins, in der Region Stuttgart sowie den Regionen in und um Schwarzwald-Baar-Heuberg lassen sich nun deutlich größere Bedarfscluster finden. Regionen, die 2030 hingegen sehr niedrige Bedarfspotenziale aufwiesen, zeigen auch bis 2040 nur in wenigen Fällen deutliche Bedarfssteigerungen.

3.3 H₂-Netzinfrastuktur

3.3.1 Hintergrund und Erläuterungen

Die Distanz zur Wasserstoffnetzinfrastuktur kann als ein weiteres wichtiges Standortkriterium angesehen werden. Im Hinblick auf den Aufbau einer Wasserstofftransportinfrastruktur sind hier sukzessive Ausbaumaßnahmen geplant, die sowohl den Bau neuer Leitungen als auch die Umstellungen bestehender Erdgasleitungen beinhalten. Die Einschätzung einer geeigneten Distanz zur H₂-Netzinfrastuktur kann je nach Elektrolysegröße, aber auch anderen individuellen Randbedingungen, variieren. Insbesondere für größere Elektrolyseure (größer 20 MW) kann eine Nähe zum (zukünftigen) Wasserstoff-Kernnetz förderlich sein, da der Wasserstoff vom Hub zusätzlich zur regionalen Nachfragedeckung noch zur Bedienung der überregionalen Nachfrage eingespeist werden kann (EWI, 2024). Für kleinere Elektrolyseure können hingegen Standorte abseits des Wasserstoffkernnetzes vorteilhaft sein, da hinsichtlich der geringeren produzierten Wasserstoffmengen eine Einspeisung nur bedingt sinnvoll ist und gleichzeitig eine Versorgungskonkurrenz vermieden werden kann. Entsprechende Anlagen sind somit in besonderem Maße geeignet, die potenzielle Nachfrage von insbesondere mittelfristig nicht über das Kernnetz versorgte Regionen zu bedienen. Somit kann einer Entstehung von stranded assets durch den Ausbau des Wasserstoffkernnetzes entgegengewirkt werden.

3.3.2 Ergebnisüberblick

Die Abbildungen Abbildung 21, Abbildung 22 und Abbildung 23 geben nachfolgend einen Überblick über die geplante Entwicklung des zentralen Wasserstoffnetzes basierend auf aktuellen, im Rahmen des Projektes georeferenzierten Daten zum deutschen Kernnetz (FNB Gas, 2024), zum European Hydrogen Backbone (H2InfraMap, 2024) sowie den Planungen der terranets BW (terranets BW, 2024). Verteilnetzinformationen konnten aufgrund einer fehlenden, belastbaren Datenbasis nicht in die Analyse einbezogen werden.

Abbildung 21 zeigt nachfolgend das nach aktueller Planung zu Beginn des Jahres 2030 bestehende Kernnetz sowie angrenzende Verläufe der Nachbarländer und die sich daraus ergebende Distanz zum Wasserstoffnetz für die Regionen Baden-Württembergs. Es ist erkennbar, dass der frühzeitige Netzausbau vor allem im Süd- und Nordwesten geplant ist. Der Ausbau im Südwesten ist einerseits geprägt durch die Neu- und Umbaumaßnahmen im grenzüberschreitenden Projekt RHYn Interco mit einer planerischen geplanten Inbetriebnahme Ende 2029 sowie andererseits dem Leitungsprojekt H2@Hochrhein der badenova, welches eine Versorgungsmöglichkeit der energieintensiven Industrie am Hochrhein bis 2030 ermöglichen soll (badenova, 2024b). Der Ausbau im Nordwesten ist im Wesentlichen geprägt durch Neubaumaßnahmen im

Projekt Flow2H2ercules und eine Anbindung an die umgestellte, hessische MIDAL-Süd bis Ende 2029.⁴

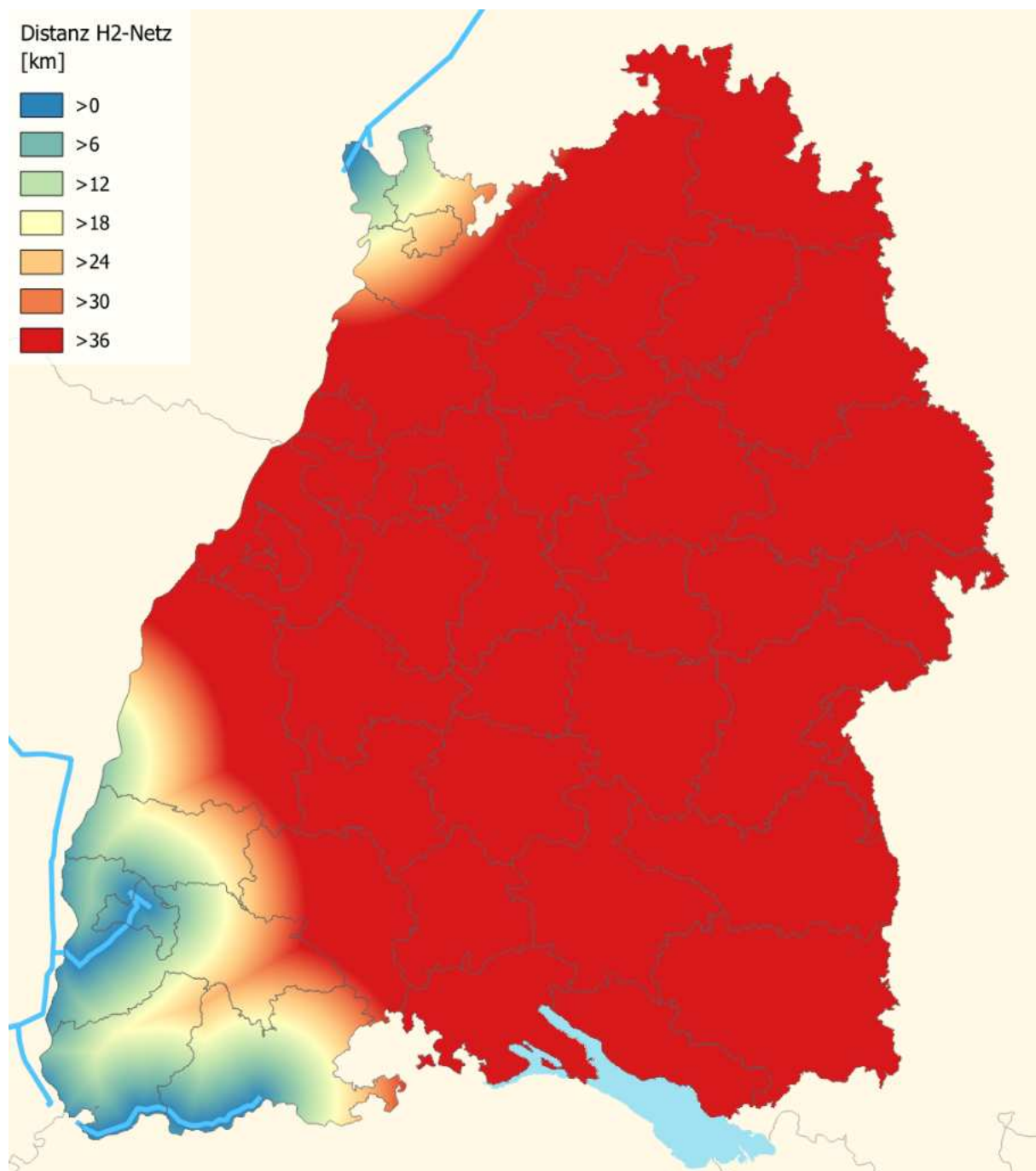


Abbildung 21: Darstellung der Entfernung zum Wasserstoffkernnetz im Jahr 2030

⁴ Die zusätzliche geplante Inbetriebnahme der umgestellten ersten Abschnitte der SEL sowie der Neubaustrasse Flow2H2ercules Ludwigshafen-Karlsruhe ist für Dezember 2030 anvisiert. Da diese Infrastruktur entsprechend dieser Planung jedoch im Jahr 2030 größtenteils noch nicht zur Verfügung stehen wird, wurden die entsprechenden Ausbauschritte erst in der Darstellung für das Jahr 2035 berücksichtigt.

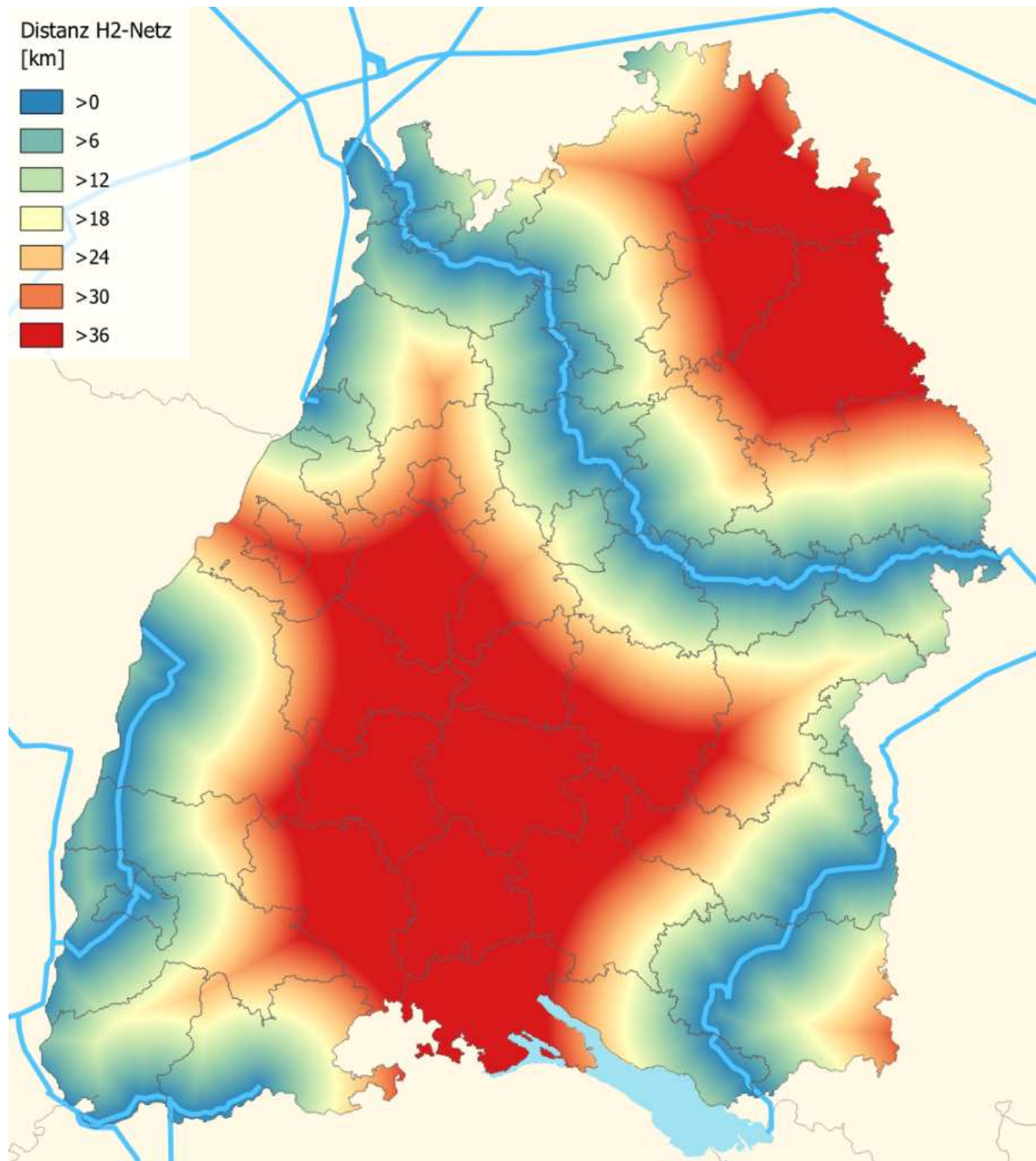


Abbildung 22: Darstellung der Entfernung zum Wasserstoffkernnetz im Jahr 2035

Abbildung 22 zeigt aufbauend auf den geplanten Inbetriebnahmen bis 2030 den bis 2035 geplanten Netzausbau (H2InfraMap 2024; FNB Gas 2024). Der Ausbau wird einerseits bestimmt durch Umstellungen und Neubauten im Kontext der SEL-Trasse, wobei die Inbetriebnahme von Teilabschnitten zwischen Ende 2030 (Umbau) und Ende 2032 (Neubau) anvisiert werden. Im Südosten ist bis Ende 2032 die Umstellung der Trasse zwischen Hittistetten und Lindau geplant. In den im Norden angrenzenden Bundesländern verläuft die bis Ende 2032 umgebaute H2ercules. Weiterhin wird bis Ende 2030 die geplante Inbetriebnahme der Neubautrassen Flow2H2ercules Ludwigshafen-Karlsruhe anvisiert. Bis 2035 soll in einer zweiten Etappe eine Erweiterung der

RHYN Interco durch Umstellung der Trasse zwischen Freiburg und Offenburg mit zusätzlichem Neubau eines 15km langen Abschnitts nach Kehl erfolgen (badenova, 2024a).

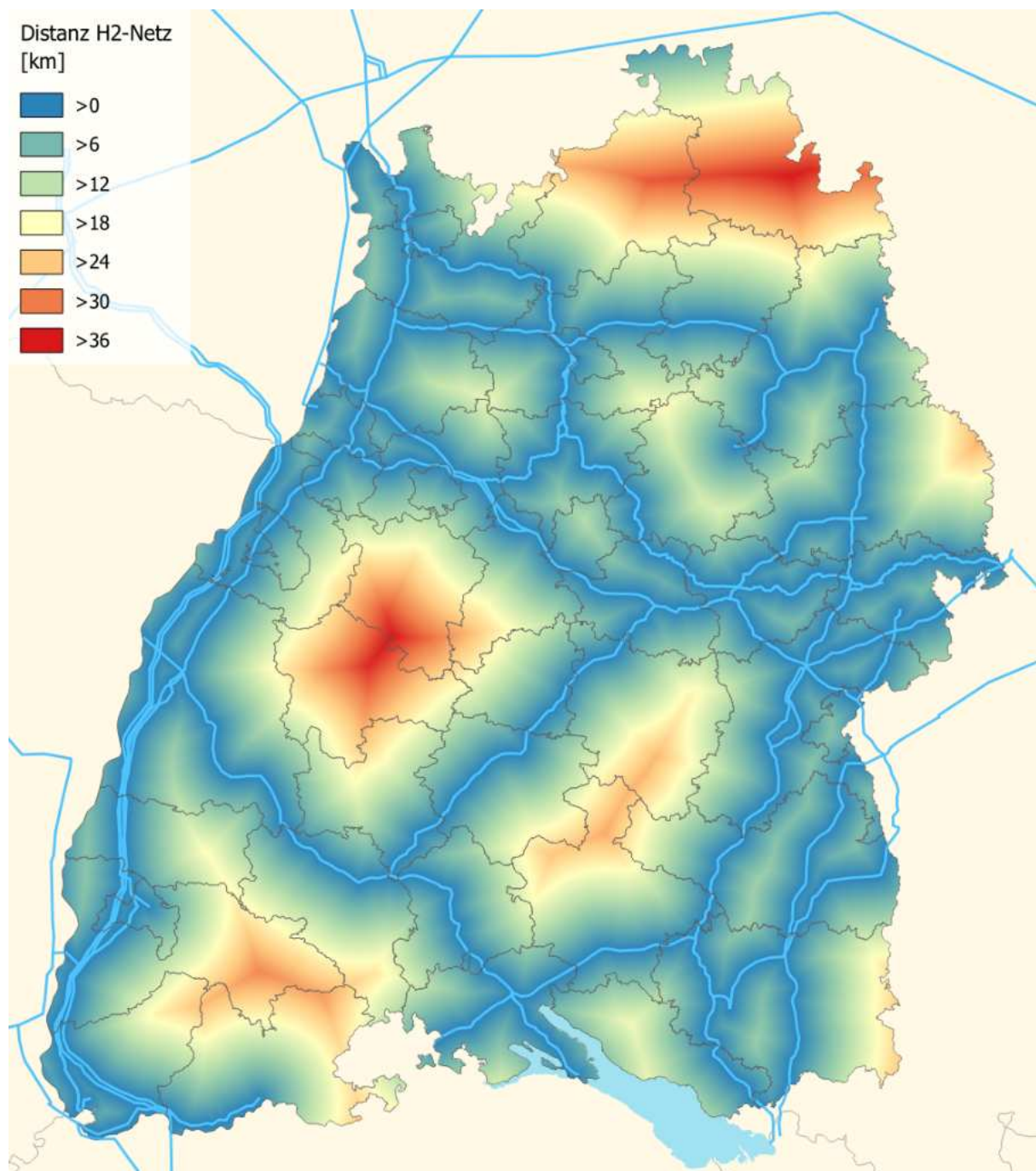


Abbildung 23: Darstellung der Entfernung zum Wasserstoffkernnetz im Jahr 2040

Abbildung 23 zeigt schließlich das nach aktuellen Planungen im Jahr 2040 bestehende Wasserstoffkernnetz. Da die offiziell von der Bundesnetzagentur genehmigte Kernnetzplanung derzeit nur für Vorhaben bis zum Jahr 2032 besteht, wurde für die Betrachtung auf längerfristige Umstellungsplanungen auf anderen Quellen zurückgegriffen. Entsprechend berücksichtigt wurde hierbei insbesondere die Umstellungsplanung der (terranets bw, 2024), welche bis 2040 ein 3.000 km langes Wasserstoffnetz unter Nutzung von knapp 95 % der bestehenden Gasleitungen

vorsieht (terranets bw, 2023). Ebenfalls berücksichtigt wurde das Alpine HyWay Projekt, welches bis 2040 entlang der TENP Infrastruktur einen Wasserstofftransportkorridor zwischen Italien, der Schweiz und Deutschland bilden soll.

Basierend auf den aktuellen Planungen besteht bis 2040 ein dichtes Versorgungsnetz, an welchem kein Punkt in Baden-Württemberg weiter als 36 Kilometer von einer Leitungsinfrastruktur entfernt ist. Die größten Distanzen sind hierbei im Norden und Westen Baden-Württembergs zu erkennen, wobei hier anzunehmen ist, dass entsprechend entfernte Regionen zumindest längerfristig durch das hier nicht berücksichtigte Verteilnetz erreicht und versorgt werden können.

3.4 Umspannwerke

3.4.1 Hintergrund und Erläuterungen

Umspannwerke sind Anlagen, die elektrische Energie zwischen unterschiedlichen Spannungsebenen transformieren und damit Stromleitungen unterschiedlicher Spannungsebenen miteinander verbinden. Sie stellen Knotenpunkte für die Energieverteilung in den Stromnetzen dar und sind unverzichtbarer Bestandteil des Netzes. In Umspannwerken wird Strom mithilfe von Transformatoren von der Höchstspannung (220 oder 380 kV) auf niedrigere Spannungsebenen, wie Hochspannung (110 kV), Mittelspannung (10 bis 30 kV) und Niederspannung (400 V) transformiert. Durch die Kombination verschiedener Spannungsebenen kann der Strom auch über größere Entfernungen effizient zu den Verbrauchern transportiert und anschließend genutzt werden. (TransnetBW, 2023) Darüber hinaus sind Umspannwerke auch wichtig für die Stabilisierung des Stromnetzes. Diese können Blindleistung bereitstellen oder aufnehmen, um Spannungsschwankungen auszugleichen und die Netzstabilität zu gewährleisten.

In der Regel werden Umspannwerke von Stromnetzbetreibern betrieben, die für den Bau, den Betrieb und die Instandhaltung der Stromnetze verantwortlich sind. Je nach Spannungsebene des Umspannwerks können unterschiedliche Netzbetreiber zuständig sein. TransnetBW ist der Übertragungsnetzbetreiber für Baden-Württemberg und betreibt größtenteils die Umspannwerke, die das Übertragungsnetz (Höchstspannung, 220/380 kV) mit dem Verteilnetz (Hochspannung, 110 kV) verbinden (TransnetBW 2023). Zu den Verteilnetzen gehören das überregionale Netz mit 110 kV, das regionale Netz mit 20 kV und das Ortsnetz mit 400 V. Größter Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg ist Netze BW, weitere sind u. a. AlbWerk, badenovaNETZE, ED Netze, FairNetz, Netze ODR, Stuttgart Netze, Syna, Überlandwerke Mittelbaden sowie weitere Stadtwerke und kommunale Betreiber (LUBW 2024).

Im Zuge der Energiewende spielen Umspannwerke eine wichtige Rolle, da diese die Integration von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien ermöglichen (TransnetBW, 2023). Die Nähe zu Umspannwerken kann ein wichtiger Faktor bei der Standortwahl für Elektrolyseanlagen sein, insbesondere im Kontext der netz- und systemdienlichen Nutzung von Energieüberschüssen aus erneuerbaren Energien. Die Platzierung von Elektrolyseanlagen in der Nähe von Umspannwerken kann den direkten Zugriff auf überschüssige Energie ermöglichen, die sonst unter Umständen nicht genutzt werden könnte (RLI, 2022). Darüber hinaus kann zudem die Flexibilität von

Elektrolyseanlagen genutzt werden um schnell auf Schwankungen im Stromnetz zu reagieren (EWI, 2024). Schließlich führt die Nähe zu Umspannwerken in der Regel auch zu geringeren Anschlusskosten, was die Wirtschaftlichkeit verbessert. Insgesamt erleichtert die Nähe zu Umspannwerken die Integration von H₂-Hubs in das Stromnetz (Brümmer et al. 2021).

3.4.2 Ergebnisüberblick

In Baden-Württemberg gibt es derzeit über 500 Umspannwerke im Spannungsbereich 110 bis 380 kV. Davon sind knapp 60 Umspannwerke zwischen der Höchstspannungsebene (HöS) und der Hochspannungsebene (Ho) sowie rund 450 Umspannwerke zwischen der Hochspannungsebene und der Mittelspannungsebene (Mi). Zudem gibt es eine Vielzahl weiterer Umspannwerke für die lokale Spannungsreduktion für die Verteilung an Haushalte und kleinere Betrieben die von der Mittelspannungsebene auf die Niederspannungsebene transformieren.

Abbildung 24 stellt die Höchstspannung/Hochspannung-Umspannwerke und die Hochspannung/Mittelspannung-Umspannwerke sowie verbundene Höchst- und Hochspannungsleitungen in Baden-Württemberg und angrenzenden Bundesländern dar. Die Darstellung basiert auf Daten des VDE (2024) sowie Netzdaten zum 110kV-Netz der Netze BW (2024). Standorte und Trassenverläufe weiterer Betreiber wurden basierend auf Flosm (2024) abgeschätzt. Es zeigt sich, dass Baden-Württemberg auf Hoch- und Höchstspannungsebene über ein außerordentlich dichtes Netz an Umspannwerken verfügt und diesbezüglich eine maximale Distanz von etwa 16 Kilometern aufweist.

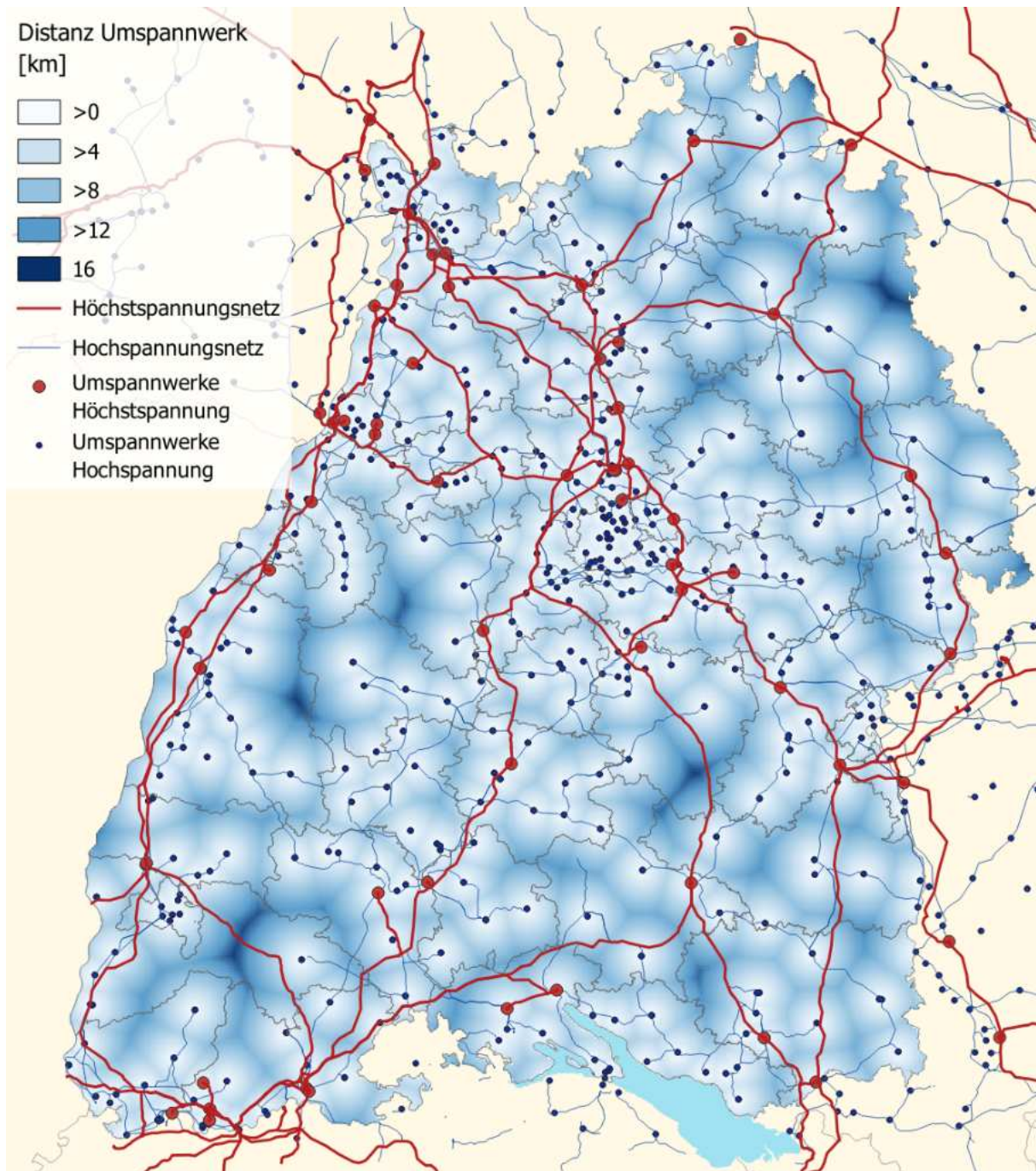


Abbildung 24: Höchst- und Hochspannungsnetz in Baden-Württemberg⁵

3.5 Verkehrsinfrastruktur

3.5.1 Hintergrund und Erläuterungen

Ein weiterer zentraler Standortfaktor für einen potenziellen H₂-Hub ist die bereits vorhandene Verkehrsinfrastruktur. Diese ist ausschlaggebend für die Optionen zur Belieferung der Abnehmer

⁵ Eigene Darstellung nach Daten von (VDE 2024; Netze BW 2024; Flosm 2024)

mit dem produzierten Wasserstoff. Grundsätzlich kann ein Wasserstofftransport neben einer Rohrleitung auch per Lkw, per Schienenverkehr oder per Binnenschiff erfolgen. Für den Umschlag sind jeweils entsprechende Abfüllanlagen bzw. Umschlagterminals erforderlich. Da sich der Neubau entsprechender Anlagen zeit- und kostenintensiv darstellt, beschleunigt die Möglichkeit der Nutzung bereits vorhandener Anlagen die Realisierung und steigert die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens. Darüber hinaus erhöht die Verfügbarkeit redundanter Belieferungswege die Versorgungssicherheit für Wasserstoffabnehmer im Fall des Ausfalls von Erzeugungsanlagen.

Eine Belieferung über das Straßennetz per Lkw dürfte in den meisten Konstellationen möglich sein, allerdings bestimmt der Ausbaugrad, der Zustand sowie die schon bestehende Auslastung der Straßeninfrastruktur, wie viele Lkw zusätzlich verkraftbar sind und wie groß die zum Einsatz kommenden Fahrzeuge sein können. Dieser Aspekt ist im Hinblick auf die Akzeptanz von Standorten für H₂-Hubs vor Ort zu berücksichtigen. Denkbar ist auch eine Belieferung über Schienenfahrzeuge. Hierfür ist entweder ein nahegelegener Schienenanschluss beim Wasserstoffhub oder -abnehmer oder ein entsprechendes Umschlagterminal sowie entsprechend große Umschlagmengen erforderlich. Dies gilt ebenso für eine Wasserstofflieferkette unter Einbeziehung des Verkehrsträgers Binnenschiff. Bei kürzeren Entfernungen zum Abnehmer und entsprechend großen Abnahmemengen kommt ggf. auch die Umwidmung oder Errichtung einer Pipeline in Frage.

Die Wasserstofftransportkosten hängen stark von der Transportentfernung ab. Sofern sich die Wasserstoffabnehmer in größerer Entfernung des Hubs befinden, stellt die Anbindung an bzw. die Entfernung zu Hauptverkehrsstraßen, Schienenwegen sowie Umschlagterminals ein Kriterium für die Standortwahl dar.

3.5.2 Ergebnisüberblick

Abbildung 25 und Abbildung 26 geben einen Überblick über die Ausprägung der Verkehrsinfrastruktur in Baden-Württemberg. Abbildung 25 fokussiert hierbei, basierend auf OSM-Daten (Geofabrik, 2024), auf die bestehende Fernstraßeninfrastruktur (Autobahnen und Bundesstraßen) und hebt die Distanz zu dieser farblich hervor. Um die Distanzen realistisch abzubilden wurden hierbei Verläufe angrenzender Bundesländer miteinbezogen. Insgesamt zeigt sich für Baden-Württemberg ein äußerst dichtes Fernstraßennetz, was sich darin widerspiegelt, dass kein Punkt in Baden-Württemberg weiter als 16 km (Luftlinie) von einer Bundesstraße oder Autobahn entfernt ist.

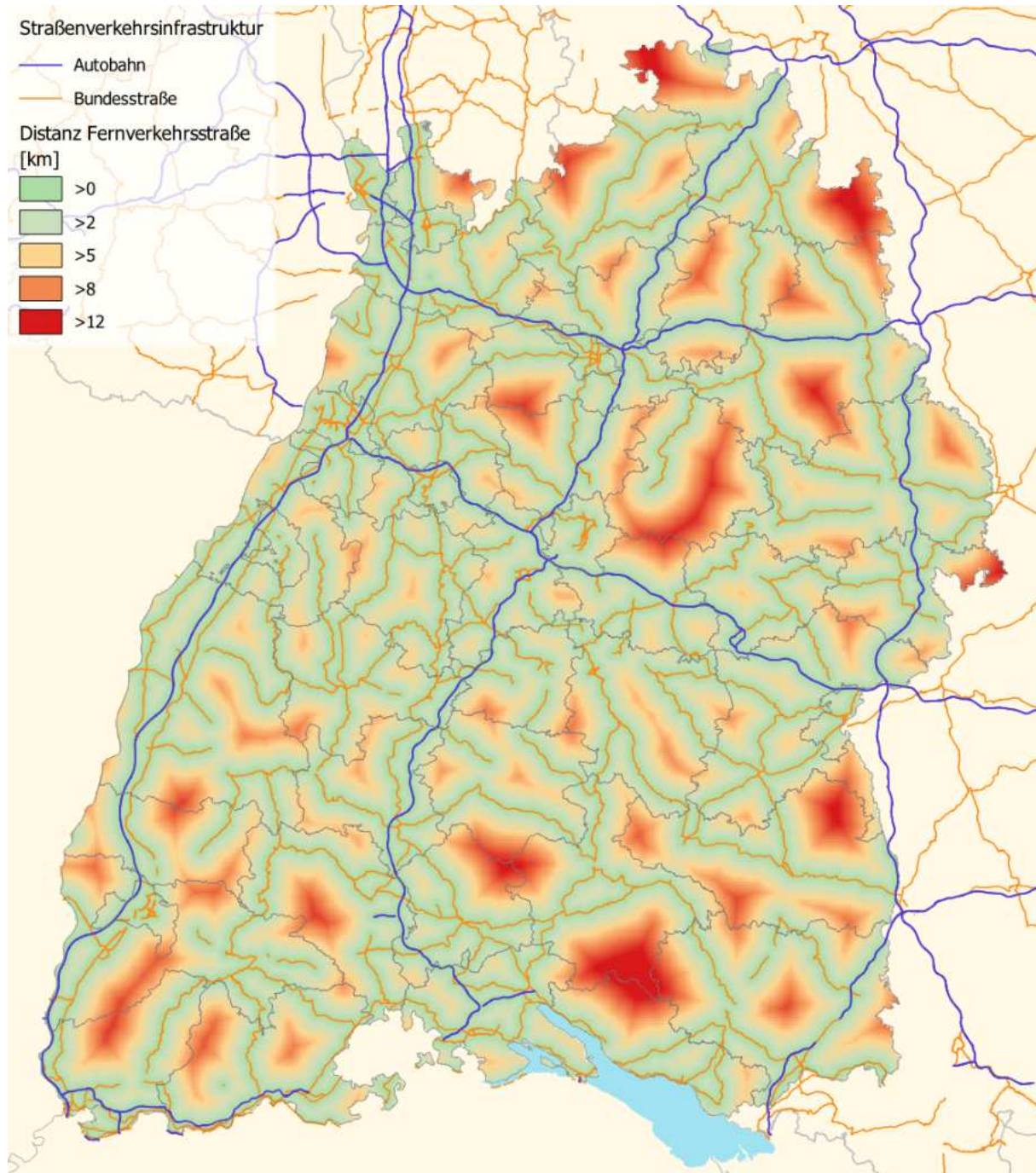


Abbildung 25: Übersicht über vorhandene Verkehrsinfrastruktur

Abbildung 26 fokussiert auf eine Darstellung von Verkehrsterminals und dem Schienen- und Wasserstraßennetz in und um Baden-Württemberg. Da die Erreichbarkeit der damit verbundenen Verkehrsträger stärker vom Standort bestehender Verladeeinrichtungen als von der reinen Netzausprägung abhängig ist, werden zur Darstellung der Erreichbarkeit die Distanzen von Verkehrsterminals, basierend auf SGKV (2024), herangezogen. Verkehrsterminals konzentrieren sich vor allem auf die östlichen und südwestlichen Grenzregionen sowie entlang der zentralen Nord-Süd-Achse Baden-Württembergs. Eine besonders hohe Dichte an Standorten ist entlang des Rheins zu beobachten, wobei sich ein großer Teil der bestehenden Terminalstruktur auf

angrenzendem französischen und schweizerischen Gebiet befindet. Insbesondere im südlichen Schwarzwald sowie dem Nordosten Baden-Württembergs konnten keine Terminalstandorte identifiziert werden.

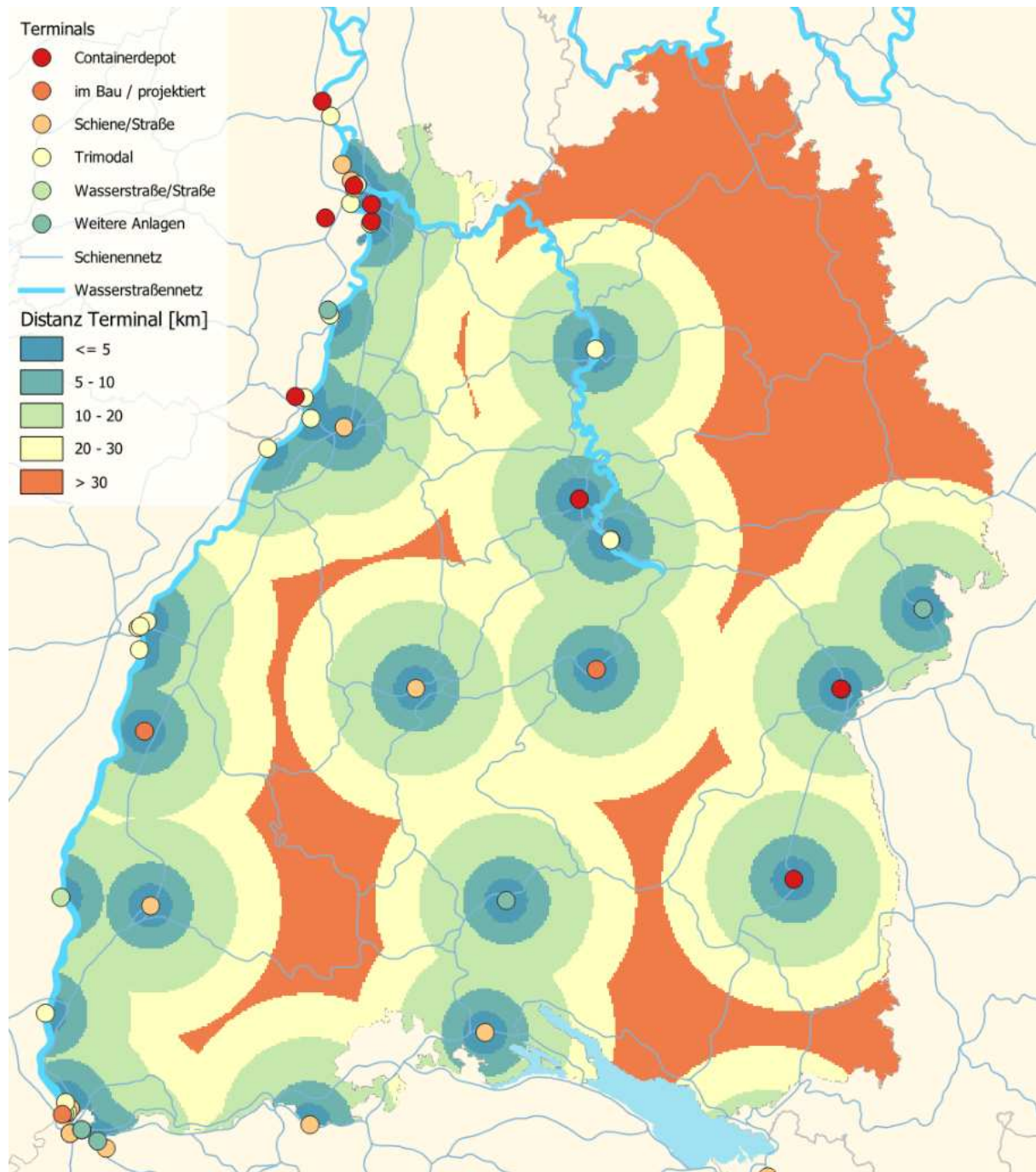


Abbildung 26: Übersicht über Verkehrsterminals in und um Baden-Württemberg und deren Erreichbarkeit

3.6 Potenzielle Sauerstoffabnahme

3.6.1 Hintergrund und Erläuterungen

Die Nutzung von Nebenprodukten wie Sauerstoff und Abwärme spielt im Hinblick auf die Gesamteffizienz und Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten eine nicht zu unterschätzende Rolle. Pro Tonne erzeugtem Wasserstoff werden etwa 8 Tonnen Sauerstoff freigesetzt. Bezogen auf eine Elektrolyseanlage mit einer elektrischen Anschlussleistung von 1 MW beläuft sich die Sauerstoffproduktion auf etwa 150 Kilogramm pro Stunde (GET H2, 2024a). Nach einer entsprechenden Aufbereitung erreicht der Sauerstoff eine Reinheit von über 99,9 % (Nickel, 2023). Trotz dieser hohen Qualität wird der erzeugte Sauerstoff aus Elektrolyseanlagen in der Regel bislang nicht weiterverwendet, was ein ungenutztes Potenzial darstellt.

Derzeit wird Sauerstoff hauptsächlich durch Gastrennverfahren wie das Linde-Verfahren gewonnen. Der Transport des Gases erfolgt in der Regel entweder tiefgekühlt in vakuumisolierten Tanks, in Hochdrucktanks, über Rohrleitungssysteme oder in Druckluftflaschen. In Bereichen, in denen Sauerstoff bereits verwendet wird, existieren oftmals etablierte Infrastrukturen, Lieferwege oder Produktionsanlagen wie Luftzerlegungsanlagen. Befindet sich eine Elektrolyseanlage in unmittelbarer Nähe eines potenziellen Sauerstoffabnehmers könnte eine Integration in bestehende Infrastrukturen in Betracht gezogen werden (GET H2, 2024a).

Sauerstoff kann in der Industrie vielseitig genutzt werden, unter anderem bei der Stahlherstellung, in der chemischen Industrie, in Raffinerien sowie in Klärwerken zur Unterstützung biologischer Reinigungsprozesse. Darüber hinaus kann Sauerstoff zur Erhöhung von Verbrennungstemperaturen Anwendung finden, beispielsweise in der Metallurgie, der Glas- und Keramikindustrie sowie der Zement- und Kalkindustrie. In der Oxy-Fuel-Verbrennung ermöglicht der Einsatz von Sauerstoff im Vergleich zu Luft eine höhere Effizienz, da der Brennstoffverbrauch reduziert wird und weniger Schadgase entstehen, was gleichzeitig zur Emissionsminderung beiträgt. Medizinischer Sauerstoff wird insbesondere in der Akutversorgung verwendet, etwa bei Sauerstofftherapien sowie zur Behandlung von Atemwegs- und Lungenerkrankungen.

Besondere Bedeutung kommt in Baden-Württemberg zukünftig den Kläranlagen sowie Oxy-Fuel-Anlagen zu, da diese Prozesse potenziell hohe Sauerstoffbedarfe aufweisen und eine bedeutende Rolle in der regionalen Struktur einnehmen. Die räumliche Nähe solcher Anlagen zu Elektrolyseanlagen bietet dabei erhebliche Synergiepotenziale, da der dort anfallende Sauerstoff als Nebenprodukt effizient genutzt werden könnte. Diese Integration könnte nicht nur die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseprojekte steigern, sondern auch einen Beitrag zur nachhaltigen bzw. effizienten Ressourcennutzung leisten.

3.6.2 Methodik und Datengrundlage

Zur Bestimmung des Sauerstoffbedarfs und der potenziellen Abnahmemengen wurden relevante Literaturquellen für verschiedene Branchen und Einsatzbereiche ausgewertet. Dabei wurde der durchschnittliche Sauerstoffbedarf entweder auf Grundlage der produzierten Endprodukte (und des daraus abgeleiteten Sauerstoffbedarfs) oder anhand der direkten Sauerstoffnutzung in den

jeweiligen spezifischen Anwendungsbereichen berechnet. Tabelle 1 zeigt die Anwendungsbereiche von Sauerstoff mit dem mittleren potenziellen Sauerstoffbedarf. Die Darstellung fokussiert hierbei auf die Bereiche, für die eine ausreichende Datenbasis für eine regionale Bedarfsverortung besteht. Insbesondere Bedarfspotenziale in der chemischen Industrie und der Pharmazie sind stark vom jeweiligen Produktportfolio abhängig und können somit einerseits nicht pauschal sowie andererseits in Ermangelung konkreter Produktionsdaten auch nicht spezifisch angesetzt werden. Insbesondere bei großen Produktionsstandorten ist jedoch davon auszugehen, dass die Sauerstoffversorgung im Rahmen vorhandener Infrastrukturen und Prozesse bereits weitestgehend gewährleistet ist. Zur Verortung der Bedarfe erfolgte eine ausführliche Recherche und teilautomatisierte Abfrage und Aufbereitung von relevanten Standorten im jeweiligen Betrachtungsbereich für Baden-Württemberg und die angrenzenden Regionen.

Tabelle 1: Sauerstoffbedarf in potenziellen Einsatzbereichen von Elektrolysauerstoff

Übersicht basierend auf (BML, 2024; Löffler, 2022; Gitzhofer, 2007; Kato et al., 2005; Gómez-Chaparro et al., 2018; Cordeiro da Silva, 2021; Koring, 2013)

Branche	Einsatzbereich	Mittl. Sauerstoffbedarf	Einheit
Abwasserreinigung	Kläranlagen	0,0219	t O ₂ pro EW
Stahlindustrie	Elektrostahlwerk	0,0515	t O ₂ pro t Stahl
Stahlindustrie	Hochofenstahlwerk	0,1457	t O ₂ pro t Stahl
Glasindustrie	Oxyfuel	0,4559	t O ₂ pro t Glas
Medizin	Krankenhaus	0,468	t O ₂ pro Bett
Zementindustrie	Klinkerherstellung	0,3	t O ₂ pro t Klinker
Papierherstellung	Zellstoffbleichen	0,045	t O ₂ pro t Papier

3.6.3 Ergebnisüberblick

Abbildung 27 und Abbildung 28 zeigen den potenziellen Sauerstoffbedarf für Baden-Württemberg in Tonnen in den Jahren 2030 und 2040. Für das Jahr 2030 wurden potenzielle Bedarfe aus der Abwasserreinigung, Medizin und Papierherstellung angesetzt, da hier bereits heute eine Sauerstoffnutzung erfolgt bzw. bis 2030 realistisch ist. Für das Jahr 2040 wurden zusätzlich Bedarfspotenziale in der Stahl-, Glas- und Zementindustrie angesetzt.

Die landesweite Verteilung von Kläranlagen sowie Krankenhäusern spiegelt sich auch in der Darstellung der Bedarfsverteilung für das Jahr 2030 wieder. So kann man erkennen, dass zumindest geringere Bedarfe breit über das Land verteilt sind. Da sowohl die Kapazitäten von Kläranlagen als auch Krankenhäusern in der Regel mit der Bevölkerungsdichte korreliert zeigen sich insbesondere urbane Gebiete hier größerflächige Bedarfszentren. Einzelne punktuelle Bedarfsschwerpunkte finden sich jedoch auch an Standorten von Papierherstellern.

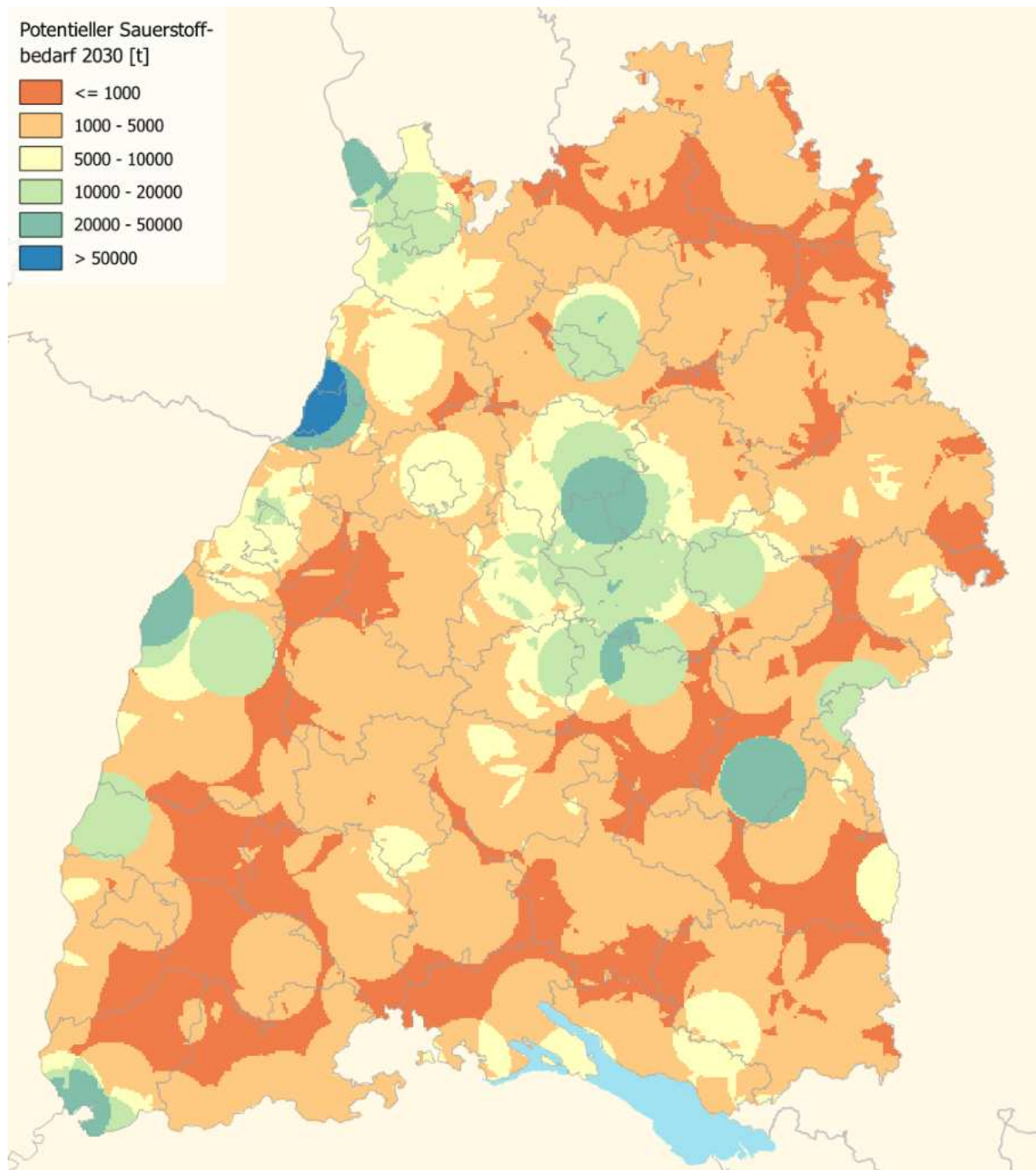


Abbildung 27: Übersicht über potenzielle Sauerstoffnachfrage im Umkreis von 10km in 2030

Die Bedarfe für das Jahr 2040 sind insbesondere geprägt durch zusätzliche punktuelle Schwerpunkte an Standorten der Zementindustrie, die zukünftig potenziell Oxy-Fuel-Anlagen installieren könnten, um Emissionen zu reduzieren und Prozesse nachhaltiger zu gestalten. Diese Technologie ist besonders sauerstoffintensiv und könnte in diesen Bereichen den Bedarf weiter steigern. Entsprechende Regionen, wie auch Standorte der Glas- und Stahlindustrie, weisen hier in der Regel Bedarfspotenziale über 50 kt pro Jahr auf.

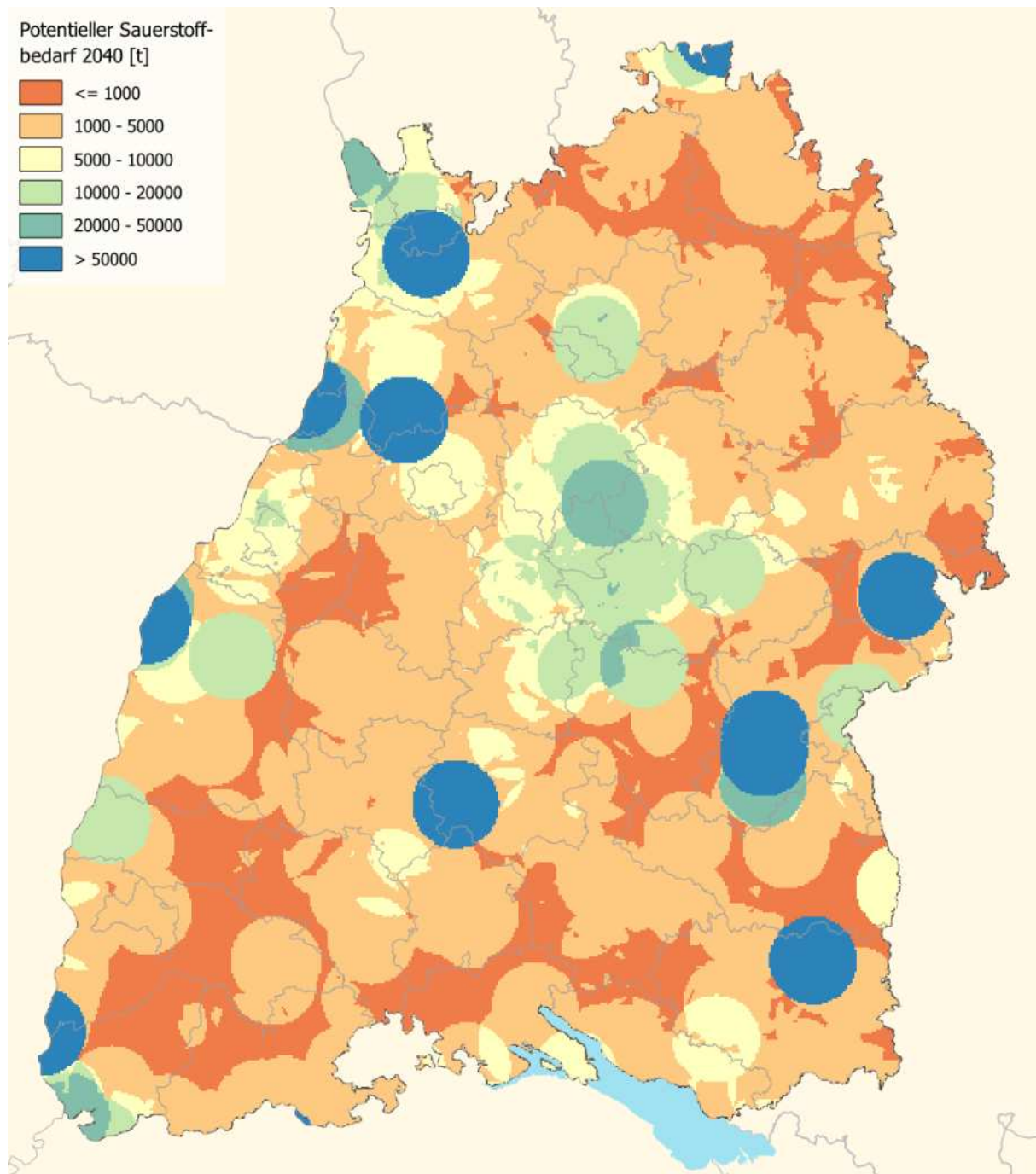


Abbildung 28: Übersicht über potenzielle Sauerstoffnachfrage im Umkreis von 10 km in 2040

3.7 Potenzielle Abwärmennachfrage

3.7.1 Hintergrund und Erläuterungen

Beim Betrieb von Elektrolyseuren entsteht neben dem eigentlichen Hauptprodukt Wasserstoff stets auch Abwärme. Je nach Betriebsweise und Wirkungsgrad der Elektrolyseanlage ergibt sich die anfallende Abwärme. AEL- oder auch PEM-Elektrolyseure wandeln etwa 60 bis 75 % des eingesetzten Stroms in Wasserstoff um. Die restliche Energie fällt überwiegend als Abwärme an, auf einem Temperaturniveau von 60 bis 80 °C. Insgesamt sind somit etwa 25 bis 40 % der

eingesetzten elektrischen Energie als Abwärme nutzbar (vgl. ASUE, 2022; GET H,2 2024b; RLI, 2022). In einem Szenario mit 3.000 Volllaststunden jährlich ergibt sich somit eine Abwärme von 750 bis 1.200 kWh pro installiertem kW elektrischer Elektrolyseleistung. Die anfallenden Abwärmemengen sind somit durchaus nennenswert und können im Sinne einer verstärkten Sektorkopplung, die einen wichtigen (Effizienz-) Baustein für die Energiewende darstellt, bspw. in industriellen Prozessen oder auch in (kommunalen) Wärmenetzen genutzt werden. Zugleich entsteht durch die Nutzung der Abwärme eine zusätzliche Einnahmequelle für Anlagenbetreiber, was die Wirtschaftlichkeit von Projekten bzw. H₂-Hubs weiter verbessern kann. Konkrete Preise für die Aufbereitung und Nutzung von Abwärme für Wärmenetze sind stets abhängig von den örtlichen Rahmenbedingungen. Als Beispielgrößen können folgende Angaben grob zugrunde gelegt werden: So können in der Regel die Kosten für die Bereitstellung und Nutzbarmachung der Abwärme angesetzt werden, welche zwischen 10 und 50 Euro je MWh betragen können (AGFW, 2020). Preise für die Bereitstellung von Abwärme aus Biogasanlagen liegen zwischen einer kostenlosen Bereitstellung bis hin zu 90 Euro je MWh (Herbes et al., 2018).

Auf der anderen Seite stehen Kommunen über die Verpflichtungen aus dem Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg (KlimaG BW) und dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) vor der Herausforderung, kommunale Wärmepläne zu erstellen, die aufzeigen sollen, wie der zukünftige Wärmebedarf klimaneutral abgedeckt werden kann. In vielen bereits bestehenden Wärmeplänen in Baden-Württemberg werden Wärmenetze als zentrale Erfüllungsoption identifiziert und potenzielle Nahwärmegebiete aufgezeigt (ifeu, 2024). So stellen in den bis Juni 2024 erfassten kommunalen Wärmeplänen Wärmenetze mit 45 % im Jahr 2040 die wesentliche Quelle für die Wärmebereitstellung dar. Der umfassende Einsatz von Wärmenetzen findet sich sowohl in Wärmeplänen von ländlich geprägten Kommunen bis hin zu Großstädten. Abwärme spielt in der Versorgung der Netze dabei eine wichtige Rolle. Bis 2030 sollen in Baden-Württemberg nach Auswertung der kommunalen Wärmepläne nach ifeu 2024 2,1 TWh aus (industrieller) Abwärme zusätzlich genutzt werden.

Die Einbindung der Abwärme aus Elektrolyseprojekten erweitert die zur Verfügung stehenden Wärmequellen für solche Netze und könnte die Umsetzung entsprechend gekoppelter Projekte erleichtern. Für eine zuverlässige Versorgung von Wärmenetzen durch Elektrolyseure ist jedoch eine ausreichende Anzahl an Betriebsstunden erforderlich. Da der Betrieb von Elektrolyseuren häufig flexibel erfolgt, beispielsweise in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und ggf. unter Berücksichtigung eines systemdienlichen Betriebs der Elektrolyseure, ist eine Ergänzung um Wärmespeicher zu berücksichtigen. Diese ermöglichen es, Wärme während der Betriebsphasen der Elektrolyseure zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt bedarfsgerecht ins Wärmenetz einzuspeisen. Solche Lösungen tragen dazu bei, eine kontinuierliche Versorgung sicherzustellen und Schwankungen im Betrieb auszugleichen. Eine Herausforderung bei der Abwärmenutzung stellen insbesondere die Sommermonate dar, in denen das Wärmenetz aufgrund des geringeren Wärmebedarfs weniger Abwärme nutzen kann. Im Zuge des fortschreitenden Klimawandels könnten jedoch Kälteanwendungen über Wärmetauscher für die anfallende Abwärme eine geeignete Lösung sein.

Die Abwärmenutzung aus Elektrolyseuren bietet jedoch nicht nur ökonomische Vorteile für den Anlagen- und Wärmenetzbetreiber. Zusätzlich kann auch die Akzeptanz in der Bürgerschaft von Wasserstoffprojekten erhöht werden, da den Bürgerinnen und Bürgern der Nutzen solcher Projekte direkt vor Ort greifbarer aufgezeigt werden kann, wenn die entstehende Abwärme für die lokale Wärmeversorgung genutzt wird und somit (zusätzliche) regionale Wertschöpfung vor Ort entsteht.

Bei der Wahl von konkreten Standorten für Elektrolyseprojekte bzw. H₂-Hubs bietet es sich daher an, die Nähe von (potenziellen) Wärmenetzen zu berücksichtigen. So könnte zum einen die Projektumsetzung vor Ort durch eine verbesserte Akzeptanz erleichtert werden, zum anderen könnten zusätzliche Einnahmequellen durch die Nutzung der Elektrolyseabwärme in (lokalen) Wärmenetzen erschlossen werden. Zudem stellen Wärmenetze gleichzeitig potenzielle Abnehmer von Wasserstoff dar, indem die Verbrennung von Wasserstoff bspw. über BHKW ein wichtiger Baustein bei der Versorgung der Wärmenetze werden kann. Es bietet sich daher an, dass Projektplaner für die konkrete Standortsuche die verfügbaren Daten zu potenziellen Wärmenetzen nutzen bzw. den Kontakt zu den entsprechenden Kommunen suchen.

3.7.2 Methodik und Datengrundlage

Zur Abbildung der potenziellen Abwärmenachfrage wurde für Baden-Württemberg der im näheren Umkreis potenziell abdeckbare Wärmebedarf in Wärmenetzen abgeschätzt. Als Umkreis wurden hierbei 10 km gewählt, da größere Distanzen insbesondere vor dem Hintergrund ohnehin eher niedriger Abwärmepertemperaturen bei den gängigsten Elektrolysearten AEL und PEMEL (GET H₂, 2024a) die Wirtschaftlichkeit stärker negativ beeinflussen können.

Für eine vereinfachte Abschätzung wurde der mittlere absolute Wärmebedarf aus dem Wärmebedarfsatlas (LUBW, 2024; Datenstand 2017) für die Gemarkungen in Baden-Württemberg herangezogen und mit dem aus dem Zensus 2022 ermittelten Anteil an mit Fernwärme versorgten Gebäuden der übergeordneten Gemeinde verrechnet.⁶ Für Gemarkungen, die nach Angabe des Wärmebedarfsatlas derzeit über kein Wärmenetz verfügen wurden entsprechend keine Bedarfe angesetzt. Die hieraus resultierende Grundstruktur der Bedarfspotenziale wurde anschließend, basierend auf den jeweils vorliegenden kommunalen Wärmeplänen, um Informationen zum geplanten Ausbau von Wärmenetzen in den 104 Stadtkreisen und großen Kreisstädten ergänzt, um auch die zukünftige Entwicklung des Wärmenetzausbaus abbilden zu können. Hierfür wurden Informationen aus der Datenbank zur kommunalen Wärmeplanung des (BUND, 2024) herangezogen und durch eigene Recherchen ergänzt.⁷ Teilweise lagen zum Zeitpunkt der Studiererstellung noch keine veröffentlichten Wärmepläne vor; in anderen Fällen waren teilweise die auf das Wärmenetz entfallenden Bedarfe nicht konkret oder auch nicht für alle Betrachtungsjahre

⁶ Da sich die Angaben aus dem Wärmeatlas ausschließlich auf Wohngebäude bezieht, können die tatsächlichen Bedarfspotenziale mitunter auch höher ausfallen.

⁷ Die Wärmepläne enthalten in der Regel auch die Bereiche Industrie und GHD, wodurch für die entsprechenden Regionen in der Regel deutlich höhere Bedarfe aufweisen.

ausgewiesen. In diesen Fällen wurden, wie für die restlichen Regionen, die abgeschätzten Bedarfe basierend auf dem Wärmebedarfsatlas angesetzt.

Um die potenziellen Abwärmebedarfe im Umkreis von 10 km berechnen zu können, wurden anschließend die ermittelten Bedarfe für die Gemarkungen gleichmäßig über die jeweilige Gemarkungsfläche verteilt, um anschließend pixelweise die Umkreisbedarfe berechnen zu können.

3.7.3 Ergebnisse

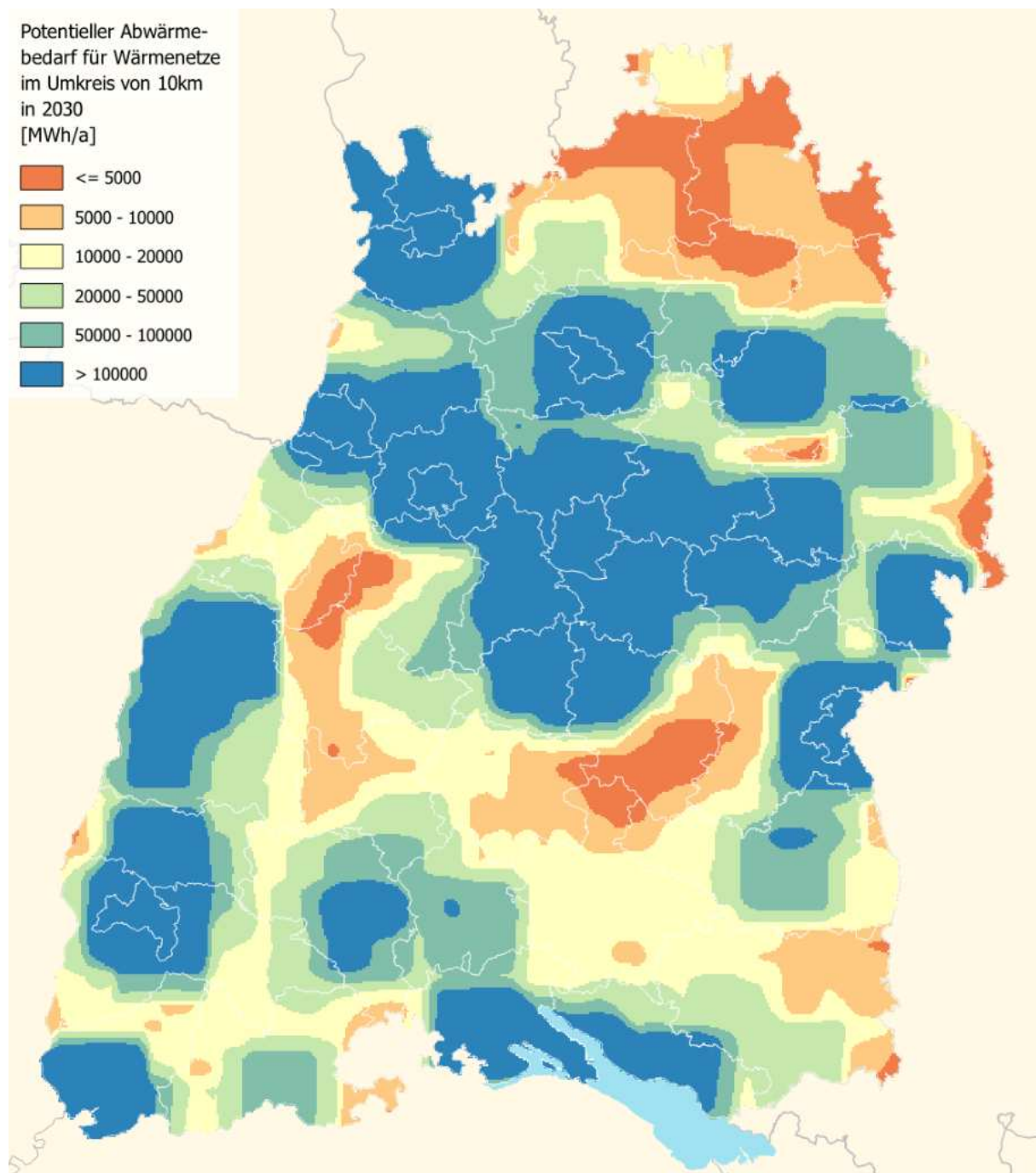


Abbildung 29: Potenzieller Abwärmebedarf für Wärmenetze im Umkreis von 10km in 2030 [MWh/a]

Abbildung 29 zeigt den abgeschätzten, potenziellen Wärmebedarf für Wärmenetze im Umkreis von 10 km für das Jahr 2030. Wie zu erwarten, zeigen sich Bedarfsschwerpunkte insbesondere um die urbanen Zentren Baden-Württembergs, jedoch treten auch einzelne Stadtkreise und große Kreisstädte mit mitunter sehr ambitionierten Planungen zum Wärmenetzausbau hervor. Bis zum Jahr 2040 zeigt sich eine weitere erkennbare Steigerung der potenziellen Bedarfe und eine Ausweitung der Regionen mit Großbedarfen. Insbesondere im Zentrum Baden-Württembergs und entlang des Rheins zeigen sich deutliche Ausweitungen von Gebieten mit hohen Potenzialen.

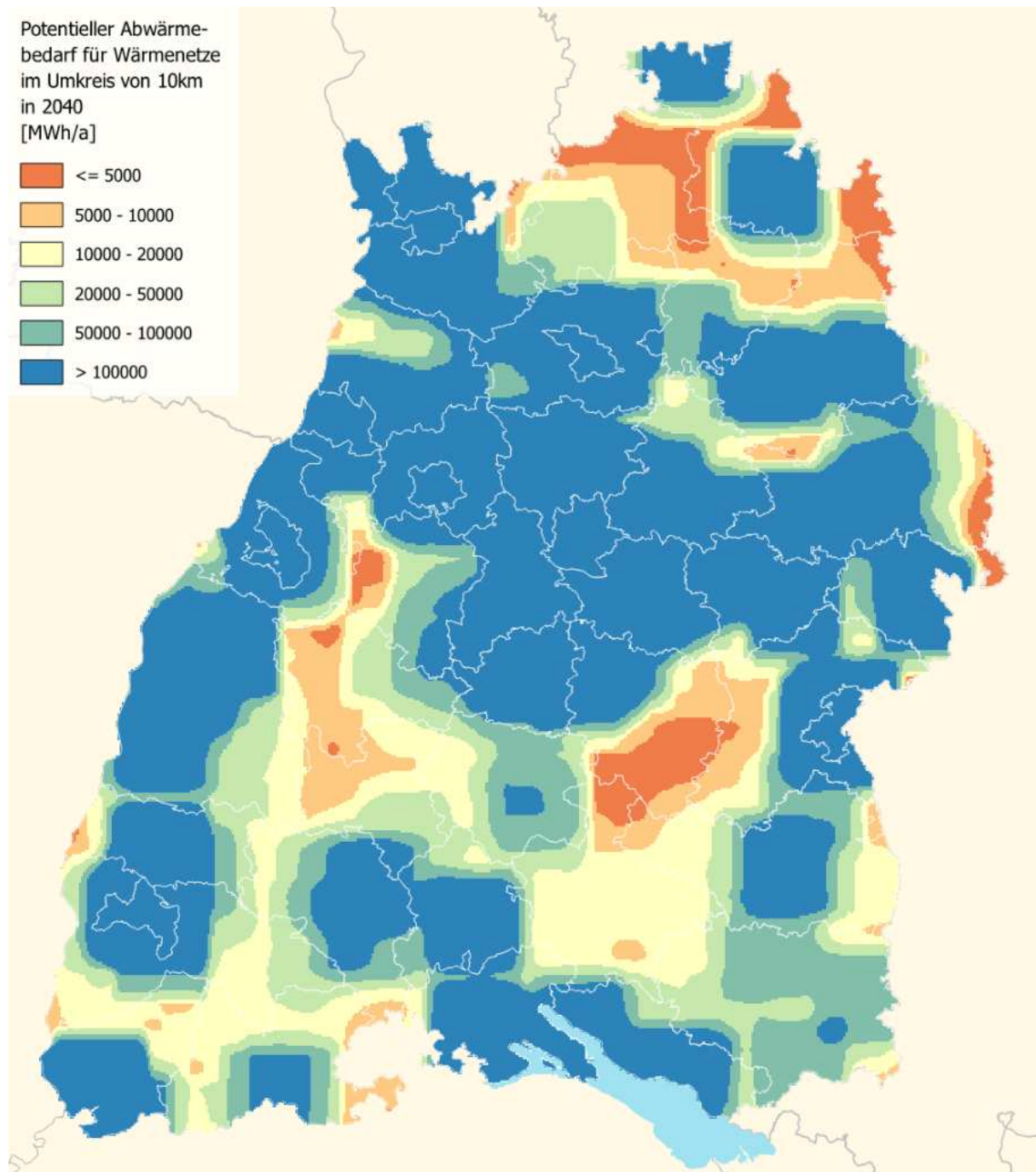


Abbildung 30: Potenzieller Abwärmebedarf für Wärmenetze im Umkreis von 10km in 2040 [MWh/a]

3.8 Wasserverfügbarkeit

Für die Produktion von Wasserstoff via Elektrolyse, die auf dem Prinzip der Wasserspaltung basiert, wird neben elektrischem Strom zwingend aufgereinigtes Wasser benötigt. Die Verfügbarkeit von Wasser ist somit ein zentrales Standortkriterium für Elektrolyseure.

Entscheidend sind dabei die Menge und die Qualität des für verschiedene Nutzungen und Ökosysteme zur Verfügung stehenden Wassers. In Baden-Württemberg galt Wasser bisher nicht als knappe Ressource. Allerdings zeigt der fortschreitende Klimawandel, dass die Verfügbarkeit von Wasser in Zukunft stärkeren Schwankungen unterlegen sein wird, insbesondere durch häufigere und längere Trockenperioden, rückläufige Grundwasserneubildung und veränderte Niederschlagsmuster bis hin zu vermehrten Starkregenereignissen mit den damit verbundenen Überschwemmungsrisiken (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW 2022). Auch im Papier „Strategie zum Umgang mit Wassermangel in Baden-Württemberg“ wird darauf hingewiesen, dass der zukünftige Wasserbedarf in Baden-Württemberg voraussichtlich steigen wird, während gleichzeitig die Wasserverfügbarkeit bedingt durch den Klimawandel abnimmt. So ist zukünftig von einem steigenden Bedarf in der Landwirtschaft (zunehmender Bedarf an Bewässerung und Forstschutzberegnung) oder auch in Kommunen und Privathaushalten (zunehmender Wasserbedarf für Bewässerung von Grünflächen und die Nutzung privater Schwimmbecken) zu rechnen. Dies kann zu Konflikten zwischen verschiedenen Wassernutzungen führen (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW 2022).

Neue Technologien in der Energiewirtschaft wie die Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion schaffen zusätzliche Wassernachfrage. Daher wird die Elektrolyse im Papier „Strategie zum Umgang mit Wassermangel in Baden-Württemberg“ als Zukunftstechnologie an der Schnittstelle Energie- und Wasserwirtschaft genannt. Und es wird darauf hingewiesen, dass ein vorausschauendes und integriertes Wassermanagement notwendig ist, sodass die Wasserversorgung in Baden-Württemberg auch zukünftig sicher ist (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW 2022). In einem „Masterplan Wasserversorgung“ wird die Entwicklung der Wasserressourcen bis 2050 prognostiziert und soll lokalen Verantwortlichen konkrete Empfehlungen geben, wie sie Wassermangel in Zukunft vorbeugen können (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW 2024). Ergebnisse, die auch für die Wasserstoffwirtschaft in Baden-Württemberg von Relevanz sind, sollen Ende 2025 veröffentlicht werden.

Für den Wasserbedarf von Elektrolyseanlagen ist es entscheidend, zwischen Wasserverbrauch und Wassergebrauch zu unterscheiden. Während beim Wasserverbrauch Wasser dem lokalen Wasserkreislauf dauerhaft entzogen wird, erfolgt beim Wassergebrauch eine kontrollierte Rückführung in den lokalen Kreislauf. Die benötigten Wassermengen variieren dabei maßgeblich in Abhängigkeit von Faktoren wie der Art der Kühlung, der Wasserqualität und dem spezifischen Elektrolyseverfahren. (GET H2 2024b) gibt ein Beispiel basierend auf einer Elektrolyseanlage mit nassen Umlaufkühlsystem bei 100 MW, 20 MW und 10 MW elektrischer Anschlussleistung.

Tabelle 2: Wasserbedarf für Elektrolyseanlage in Verbindung mit einem nassen Umlaufkühlsystem
Darstellung basierend auf GET H2 (2024b)

Leistung Elektrolyse	Prozesswasser		Kühlwasser	
	Reinstwasser ⁸	Betriebswasser Wasser- aufbereitung	Verdunstung	Abwasser Kühlwasser- kreislauf
100 MW _{el}	19 m ³ /h	5 m ³ /h	51 m ³ /h	25 m ³ /h
20 MW _{el}	3,8 m ³ /h	1 m ³ /h	10,2 m ³ /h	5 m ³ /h
10 MW _{el}	1,9 m ³ /h	0,5 m ³ /h	5,1 m ³ /h	2,5 m ³ /h

Der Wasserbedarf einer 20 MW Elektrolyseanlage, die mit einem Nass-Umlaufkühlsystem betrieben wird, beträgt unter der Annahme von 4.000 Volllaststunden etwa 80.000 m³. Bei einer 100 MW Elektrolyseanlage mit vergleichbarem Kühlsystem und unter denselben Betriebsbedingungen steigt der Wasserbedarf auf rund 400.000 m³. Bei einer installierten Elektrolyseleistung von 1 GW würde ein Wasserbedarf von etwa 1.000 m³/h entstehen, was einer Gesamtnachfrage von rund 4 Mio. m³ Wasser bei 4.000 Volllaststunden entspricht. Zum Vergleich: Im Jahr 2022 lag der Trinkwasserbedarf der privaten Haushalte und der Wirtschaft in Baden-Württemberg 2022 bei knapp 600 Mio. m³. Insgesamt entnahmen die Wasserversorgungsunternehmen des Landes im selben Jahr etwa 700 Mio. m³ Wasser. Nach Angaben des Statistischen Landesamts Baden-Württemberg wurden mehr als 70 % des Trinkwassers aus Grund- und Quellwasser (einschließlich Uferfiltrat und angereichertes Grundwasser) gedeckt. Rund 30 % des Trinkwassers stammten aus dem Bodensee, der Donau und der Talsperre Kleine Kinzig (Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2024). Im Vergleich dazu würde der Wasserbedarf von Elektrolyseanlagen mit einer Gesamtkapazität von bspw. 1 GW bei maximal 1 % des aktuellen Trinkwasserbedarfs bzw. der Wassergewinnung liegen.

Die Bereitstellung des Wassers für Elektrolyseure kann über unterschiedliche Wege erfolgen. Je nach Standort und Größe der Elektrolyse können Oberflächen- oder Regenwasser genutzt werden. In den meisten Fällen wird jedoch voraussichtlich ein relevanter Anteil über Trinkwasser bereitgestellt werden müssen, da nicht überall eine separate Wasserinfrastruktur aufgebaut oder genutzt werden kann. Kleine bzw. dezentrale Elektrolyseanlagen wären aus Kostengründen für den Markthochlauf voraussichtlich auf Trinkwasser angewiesen. Aber auch mittlere und größere Anlagen könnten anteilig Trinkwasser beziehen, um eine diversifizierte Wasserversorgung sicherzustellen.

Zudem müssen infrastrukturelle Aspekte vor Ort berücksichtigt werden, da die Kapazitäten der Wasserleitungen in ausgewählten Regionen Baden-Württembergs bereits heute an ihre Grenzen stoßen. Leider erlaubt die aktuelle Datenlage keine Kartendarstellung mit entsprechenden Informationen zur Wasserverfügbarkeit in einzelnen Regionen oder an einzelnen Standorten. Um

⁸ Reinstwasser muss eine geringe elektrische Leitfähigkeit haben, alle Schmutzbestandteile müssen herausgefiltert und schädliche Ionen entfernt sein (Brinner 2013).

eine nachhaltige Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft zu gewährleisten, ohne die Trinkwasserversorgung der Bevölkerung und weitere Wasserversorgungsaufgaben zu gefährden, ist zukünftig eine enge Zusammenarbeit zwischen der Wasserstoff-, Energie- und Wasserwirtschaft erforderlich. Hierzu sollten zeitnah entsprechende Austauschformate entwickelt werden. Spätestens in der Fortschreibung des für den Herbst 2025 erwarteten „Masterplan Wasserwirtschaft“ sind dann die zukünftigen Wasserbedarfe für Elektrolyseure in Baden-Württemberg mitzudenken. Eine aus Sicht der Wasserverfügbarkeit optimierte Standortfindung sollte durch die mit dem Masterplan Wasserwirtschaft in Aussicht gestellte Datengrundlage wesentlich vereinfacht werden.

3.9 Fläche

3.9.1 Hintergrund und Erläuterungen

Flächen und Flächenverfügbarkeit sind ein weiteres wichtiges Standortkriterium bei der Standortwahl für Elektrolyseanlagen. Die Ermittlung der Land- bzw. Flächenverfügbarkeit kann dabei auf vier Hauptkategorien basieren, welche dazu dienen, die Flächennutzung und deren Potenziale systematisch zu erfassen (Ryberg et al., 2017; Krämer, 2018; Heuser, 2021).

Erstens spielen physische Geländeaussprägungen wie Wälder, Gewässer und andere prägende Merkmale eine zentrale Rolle, da sie wesentliche Teile der Landnutzung bestimmen und potenzielle Nutzungskonflikte bergen. Zweitens werden Siedlungsflächen und Infrastruktur analysiert, einschließlich der Ausdehnung von Städten, Verkehrsnetzen und landwirtschaftlichen Flächen. Diese Aspekte sind insbesondere in einem dicht besiedelten und landwirtschaftlich genutzten Raum wie Baden-Württemberg von Interesse. Drittens ist die Geländehöhe und -neigung relevant, da insbesondere steilere Geländeformen häufig schwer zugänglich und wenn, dann nur mit höherem wirtschaftlichen Aufwand nutzbar gemacht werden können. Viertens spielen geschützte Landflächen wie Naturreservate, Nationalparks oder geschützte Habitate eine Rolle, da sie rechtlich vor anderen Nutzungen geschützt sind. Solche Flächen sind in Baden-Württemberg von besonderer Bedeutung, da ein beträchtlicher Anteil der Landesfläche unter Schutz steht.

Da viele der genannten Kriterien einerseits eine individuelle und vorhabensspezifische Abwägung erfordern und andererseits im Hinblick auf die hier gewählte Betrachtungsebene zu spezifisch sind, wurden in der hier erfolgten Analyse nicht alle dieser Kriterien berücksichtigt. Stattdessen wurde für die Flächenanalyse auf die mittlere Geländeneigung in Baden-Württemberg als allgemeines flächenbeschreibendes Charakteristikum fokussiert. Die mittlere Geländeneigung ist für die Standortbewertung von Elektrolyseanlagen ein relevantes Kriterium, da sie Lagestabilität der Böden und die Eignung für den Bau beeinflusst (Digital Geography, 2024). Elektrolyseanlagen erfordern stabile, flache Flächen für die Errichtung der Anlagen und der zugehörigen Infrastruktur. In Gebieten mit stärkerer Geländeneigung steigen die Kosten und der technische Aufwand für Erdarbeiten und Fundamentierungen erheblich.

3.9.2 Ergebnisüberblick

Die mittlere Geländeneigung in Baden-Württemberg wird, basierend auf Daten von (Nunn & Puga, 2012), in Abbildung 31 dargestellt. Besonders stark in rot eingefärbt sind die Mittelgebirgslagen entlang des Schwarzwaldes und der angrenzenden Höhenzüge, welche die mit Abstand höchsten Geländeneigungen aufweisen. Diese Regionen sind durch markante Reliefenergien geprägt, die erhebliche Höhenunterschiede und steilere Hänge umfassen. Trotz dieser Herausforderungen gibt es auch dort flachere Bereiche, die für den Bau von Elektrolyseanlagen und zugehörige Infrastruktur prinzipiell geeignet sind.

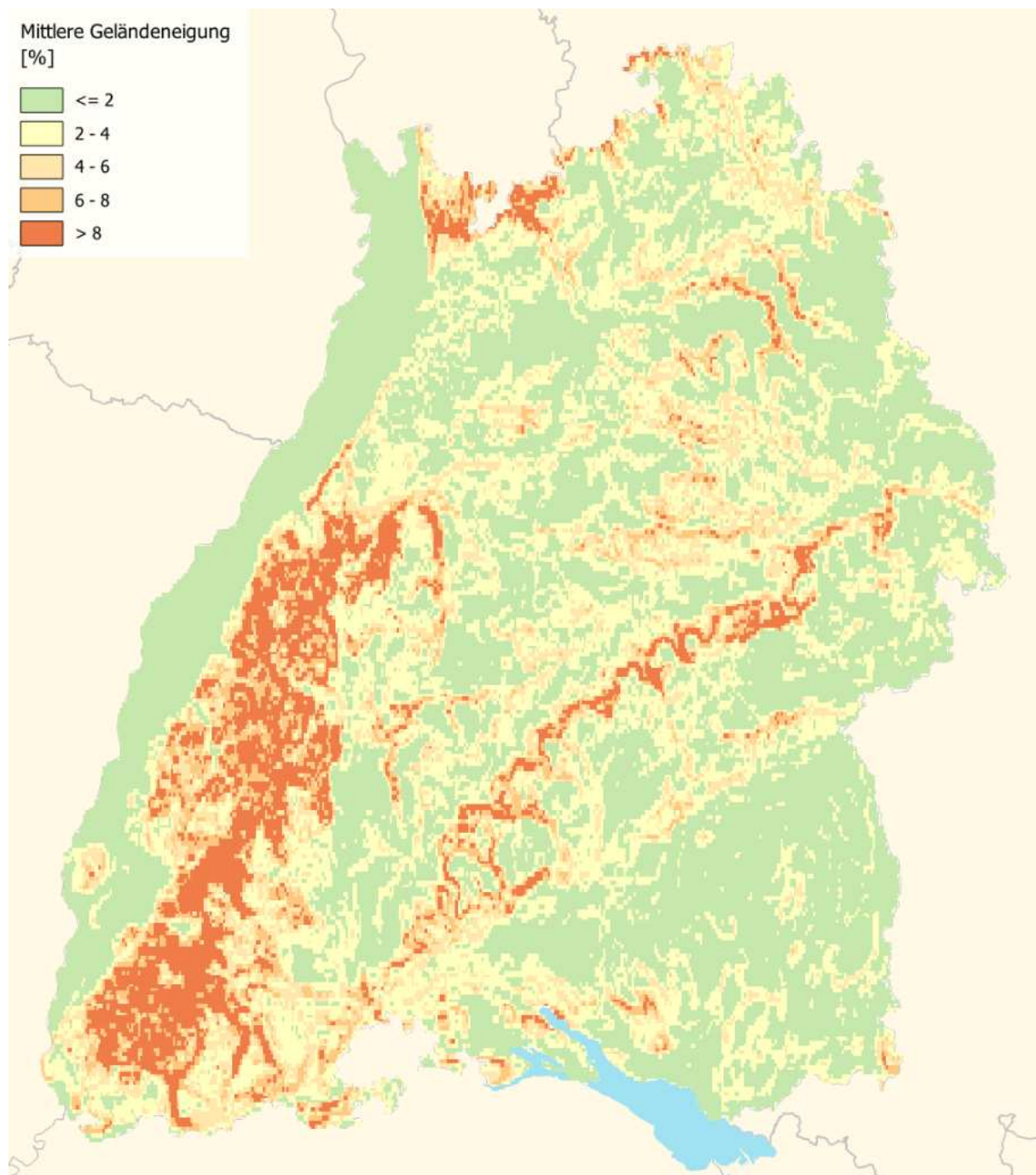


Abbildung 31: Darstellung der mittleren Geländeneigung in Baden-Württemberg

Neben der Geländeneigung, die für die Standortwahl von Elektrolyseanlagen eine Rolle spielt, können wie in Abschnitt 3.9.1 beschrieben auch weitere Flächenkategorien ausgeschlossen werden (vgl. Abbildung 32). Dazu zählen physische Geländeausprägungen wie Waldflächen und Gewässer, die aufgrund ihrer ökologischen Bedeutung oft nicht verfügbar sind. Ebenso scheidet Siedlungsflächen und Infrastruktur, darunter Straßen und Schienennetze sowie urbane und landwirtschaftlich genutzte Flächen aus, da sie bereits stark genutzt sind und nur wenig Spielraum für zusätzliche Anlagen bieten. Zuletzt stehen geschützte Landflächen wie Naturreservate, Nationalparks, Biosphärengebiete und Waldschutzgebiete sowie andere rechtlich geschützte Habitate aufgrund ihres besonderen Schutzstatus in der Regel nicht für den Bau von Elektrolyseanlagen zur Verfügung (vgl. Abbildung 33).

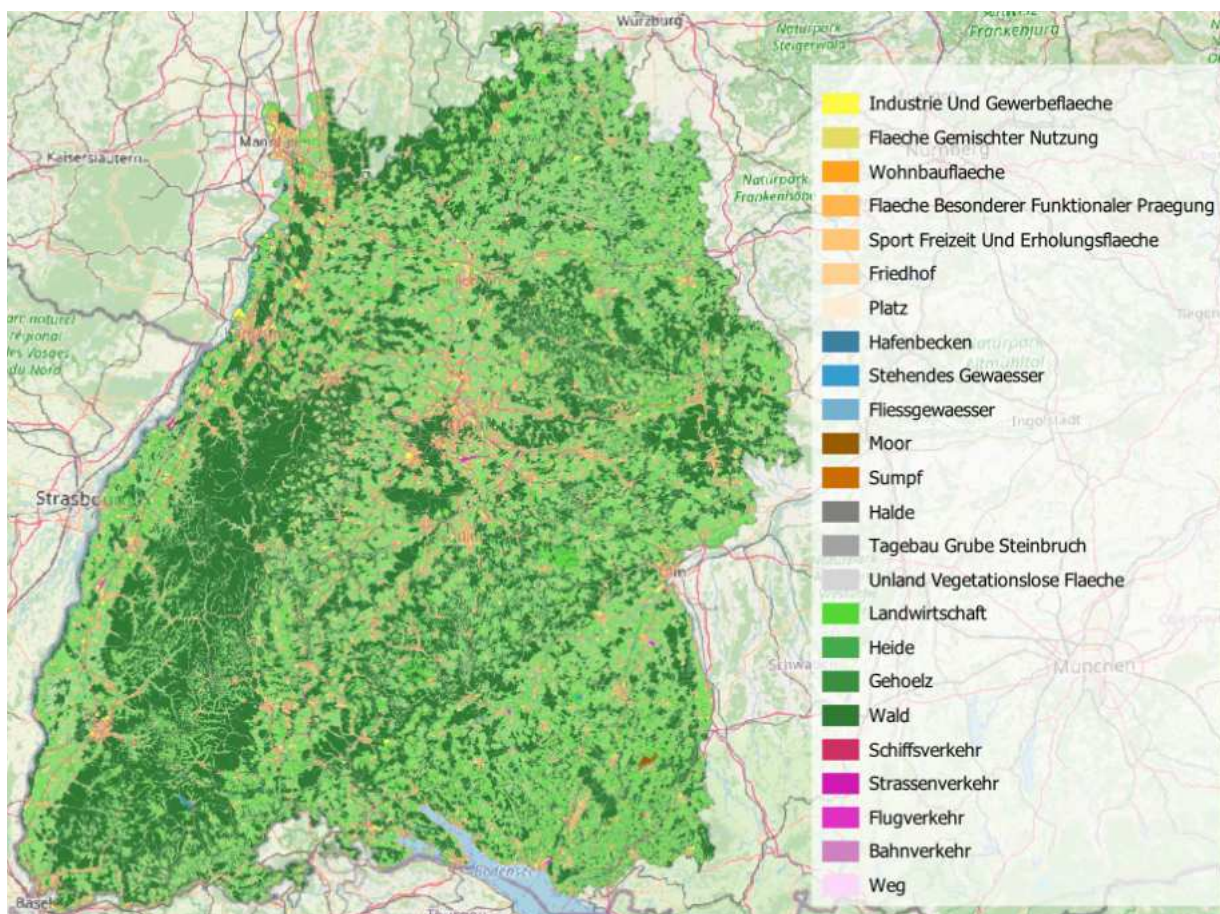


Abbildung 32: Überblick über die Flächennutzung in Baden-Württemberg

Eigene Darstellung, basierend auf einer Aufbereitung von Daten aus dem Liegenschaftskataster Baden-Württemberg (LGL, 2024)

Der Flächenbedarf von Elektrolyseanlagen hängt stark von der Anlagengröße und der eingesetzten Elektrolysetechnologie ab. Moderne Anlagen wie der Silyzer 300 (PEM-Elektrolyseur von Siemens Energy) können die zur Verfügung stehende Fläche bereits sehr effizient nutzen. Eine Elektrolyseanlage mit einer elektrischen Anschlussleistung von 17,5 MW benötigt ca. 4.800 m², was einem spezifischen Flächenbedarf von ca. 275 m² pro MW entspricht. Bei kleineren, dezentraleren Anlage ist der Flächenbedarf pro MW in der Regel deutlich höher. Dies liegt daran, dass bei niedrigeren Leistungen Skaleneffekte weniger zum Tragen kommen. Bei sehr großen Projekten bzw.

Elektrolyseanlagen mit einer Leistung von ca. 100 MW kann der spezifische Flächenbedarf dagegen auf ca. 150 m² pro MW elektrischer Anschlussleistung reduziert werden.

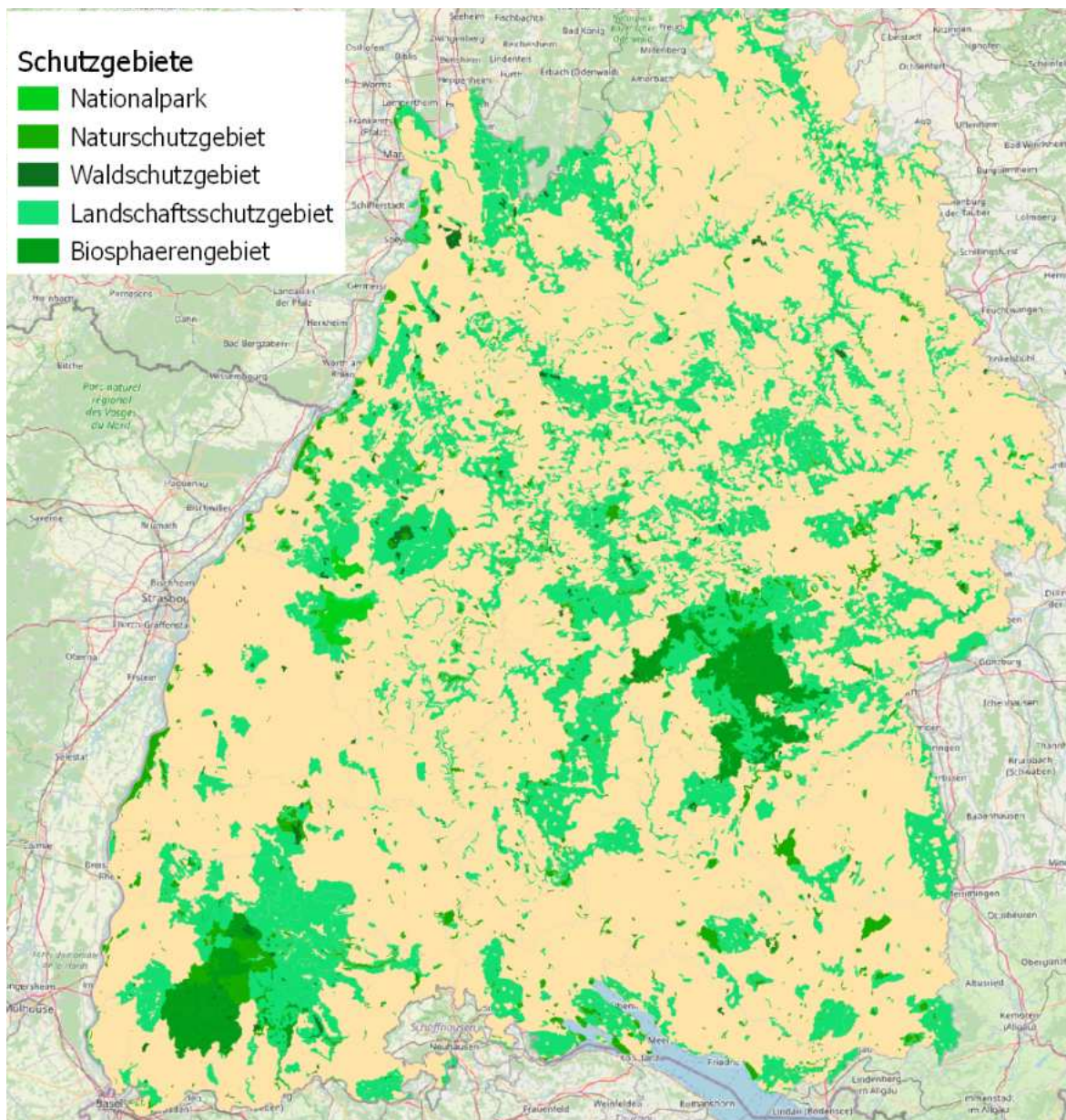


Abbildung 33: Übersicht über Schutzgebiete in Baden-Württemberg

Darstellung basierend auf Daten der LUBW (2024)

4 Netz- und Systemdienlichkeit

Elektrolyseure stellen generell neue und zusätzliche Komponenten in einem bestehenden Energieversorgungssystem dar, die mit den bereits vorhandenen Systemelementen in Interaktion treten, wodurch potenziell die im System bestehende dynamische Balance positiv oder negativ beeinflusst werden kann. Im Kern geht es daher im Themenkomplex Netz- und Systemdienlichkeit darum, Elektrolyseure optimal in das bestehende Energiesystem zu integrieren und dabei auch die Anforderungen des zukünftigen Energiesystems bereits mitzudenken (EWI, 2024). Dadurch sollen die Vorteile von grünem Wasserstoff bestmöglich genutzt werden, ohne das Stromsystem negativ zu beeinflussen. Dabei sind die unterschiedlichen Ebenen des Energiesystems zu berücksichtigen und es ist jeweils im Detail zu analysieren, auf welcher Ebene ein Elektrolyseur Einfluss nimmt, ob die Stabilität des Systems auf dieser Ebene gestärkt oder geschwächt wird und ob potenziell Gegenmaßnahmen erforderlich sind, um das Systemgleichgewicht wiederherzustellen.

Sofern der Elektrolyseur nicht ausschließlich über eine Direktleitung mit einer erneuerbaren Stromerzeugungseinheit (z.B. Photovoltaik-, Windenergie- oder Wasserkraftanlage) verbunden ist, sondern über einen Anschluss an das öffentliche Stromnetz verfügt, ist er zunächst einfach ein zusätzlicher Verbraucher im Stromsystem, vergleichbar beispielsweise mit (Schnell-) Ladeinfrastrukturen für die Elektromobilität, Großwärmepumpen für die industrielle Prozesswärmeversorgung oder der Neuansiedlung von Industriebetrieben mit entsprechenden Strombedarfen.

Alle Anlagen, die an das öffentliche Stromnetz angeschlossen werden sollen, müssen zunächst netzverträglich agieren, d.h. sie dürfen keine Störungen verursachen und den Betrieb des Netzes nicht gefährden. Die derzeit geltenden Anforderungen sind in den Technischen Anschlussregeln (TAR) für alle vier Spannungsebenen – Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannung – definiert (§19 EnWG, 2005; VDE FNN, 2022) und an die Charakteristika der jeweiligen Netzebene angepasst. Hierbei geht es darum, die Einhaltung elektrischer Eigenschaften und das richtlinienkonforme Verhalten eines geeigneten Netzkopplungspunkts festzustellen und die Erfüllung der technischen Anschlussbedingungen zu prüfen.

Für Elektrolyseure im Stromnetz auf Hoch- und Höchstspannungsebene müssen zudem die in den „Technische(n) Anforderungen für den Anschluss von Elektrolyseanlagen“ (50hertz, Amprion, Tennet, & Transnet BW, 2024) definierten Netzanschlusskriterien erfüllt werden. Für die unteren Spannungsebenen ist zu erwarten, dass die gleichen Vorgaben übernommen werden, um auszuschließen, dass der Anschluss von Elektrolyseuren negative Auswirkungen auf die generelle Funktionalität des Stromnetzes haben kann. So wird auf technischer Ebene bereits vor dem Anschluss des Elektrolyseurs sichergestellt, dass dieser die Funktionalität des Stromnetzes nicht gefährdet. Netzverträglichkeit ist demnach die Grundvoraussetzung für den Anschluss einer (Elektrolyse-)Anlage an die Stromnetze. Jedoch bestimmen nicht allein die technischen Spezifikationen des Elektrolyseurs seine Auswirkungen auf das Stromsystem und insbesondere auf das Stromnetz, sondern gerade auch seine Einsatzweise.

Das technische System „Stromnetz“ wird durch die Netzbetreiber (Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber) im Sinne der Versorgungssicherheit stabil gehalten. Für eine sichere

Stromversorgung müssen Frequenz, Spannung und Leistungsbelastung ständig innerhalb bestimmter Grenzwerte gehalten werden. Hierfür bedarf es permanenter Korrekturen, die durch den kontinuierlichen Einsatz von Systemdienstleistungen erfolgen. Diese werden seitens der Netzbetreiber beschafft, bereitgestellt und zum Einsatz gebracht, sobald dies erforderlich ist. Systemdienstleistungen sichern den technischen Netzbetrieb auf allen Netzebenen, werden auf den verschiedenen Netzebenen allerdings in unterschiedlicher Intensität und Ausprägung benötigt. Dabei werden Systemdienstleistungen im Wesentlichen vier Teilbereichen zugeordnet: der Frequenzhaltung, der Spannungshaltung, dem Versorgungswiederaufbau und der Betriebsführung (Next-Kraftwerke, 2024). In diesem Sinne agieren Anlagen, die dazu beitragen, Netzengpässe zu beheben und langfristig den Netzausbaubedarf zu reduzieren oder die Netzbetriebsführung zu optimieren, netzdienlich (Schulze et al., 2021)

Durch den dynamischen Ausbau der dezentralen erneuerbaren Stromerzeugung und der daraus resultierenden zunehmend fluktuierenden Stromnetzeinspeisung entstehen neben der sehr hohen Anzahl an Netzanschlussbegehren und den daraus resultierenden erforderlichen Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen zunehmend volatilere Einspeiseprofile, was gerade die Anforderungen an die Netzstabilisierung und damit die Nachfrage nach Systemdienstleistungen potenziell erhöhen dürfte.

Elektrolyseure sind zunächst zusätzliche Lasten im Stromnetz, sie können aber innerhalb ihres Leistungsspektrums flexibel eingesetzt werden. Somit können Elektrolyseure (idealerweise in Kombination mit H₂-Speichern) Flexibilität für das Stromsystem im Sinne von Systemdienstleistungen bereitstellen und somit theoretisch auch netzdienlich agieren. Der Fokus liegt dabei insbesondere auf der Frequenzhaltung und der Netzbetriebsführung. Ein Elektrolyseur kann nach erfolgreicher Präqualifikation sowohl positive als auch negative Regelenergie bereitstellen oder als abschaltbare Last die Netzstabilität sichern helfen und zur Vermeidung von Netzengpassmanagement eingesetzt werden. Zur Spannungshaltung und zum Versorgungswiederaufbau können sie dagegen als reine Last keine Beiträge leisten.

Teilweise werden Systemdienstleistungen marktlich beschafft. So können Elektrolysebetreiber ihre Dienstleistungen beispielsweise am Regelleistungsmarkt anbieten und gegen Entgelt im Einsatzfall einen aktiven Beitrag zur Netzstabilisierung leisten. Nimmt ein Elektrolysebetreiber nicht am Regelleistungsmarkt teil oder wird aus seiner Anlage keine Regelleistung abgerufen, erhält der Elektrolysebetreiber im heutigen Marktdesign allerdings keinerlei Information zum jeweiligen Netzzustand. Daher kann ein Betreiber eines Elektrolyseurs diesen unter heutigen Bedingungen unabhängig von der erforderlichen Wirtschaftlichkeit des Betriebs nicht aktiv netzdienlich einsetzen. Dabei könnte gerade in Netzgebieten mit einem hohen Anteil an fluktuierender Erzeugung aus Erneuerbaren Energien eine netzdienliche Betriebsweise der Elektrolyse gegebenenfalls bereits heute wirtschaftlich sein.

Neben der netzdienlichen Betriebsweise spielt auch die Standortwahl selbst eine Rolle beim Thema Netzdienlichkeit: Ein netzdienlicher Standort für Elektrolyseanlagen liegt in der Nähe von

Erzeugungsanlagen für Erneuerbare Energien und hilft somit unmittelbar Netzengpässe zu minimieren und den Bedarf an Netzausbau zu reduzieren (RLI, 2022). Eine belastbare Datenbasis zur Identifikation netzdienlicher Elektrolyse-Standorte liegt nicht vor. Durch den dynamischen dezentralen Zubau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten ist hier auch eine gewisse Dynamik vorhanden. Hier empfiehlt es sich im Zuge der Standortsuche frühzeitig den ansässigen Stromnetzbetreiber der benötigten Netzebene zu konsultieren, um bereits über die Standortwahl ein gewisses Maß an Netzdienlichkeit zu erzielen. Ob dann zusätzlich über die Teilnahme am Regelleistungsmarkt oder andere Mechanismen ein netzdienlicher Betrieb z. B. durch Erhöhung der Produktion bei hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien und Reduzierung bei Netzüberlastung (RLI, 2022; FfE, 2024) erfolgen kann, hängt im Wesentlichen von den Rahmenbedingungen am Standort und dem Business Case für die Elektrolyse ab.

Während sich Netzdienlichkeit vor allem auf den stromseitigen technischen Betrieb der Infrastruktur und die technische Integration in das Stromnetz bezieht, umfasst das Stromsystem insgesamt auch die Vermarktung über die unterschiedlichen Marktsegmente des Strommarkts. So wird beispielsweise die nach dem EEG vergütete erneuerbare Stromerzeugung vollständig über die Strombörse EEX gehandelt, der somit eine ganz entscheidende Rolle hinsichtlich des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage und der hieraus resultierenden Preisbildung, sowohl im Day-Ahead-Markt als auch im Intraday-Handel, zukommt. Bei sehr hoher erneuerbarer Stromerzeugung im System ist der Strompreis niedrig oder sogar negativ, wobei das Preissignal überall in Deutschland gleich ankommt, ohne Berücksichtigung möglicher räumlicher Distanzen zwischen Angebot und Nachfrage oder eine daraus resultierende Belastung der Netzinfrastruktur.

Dass für die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren möglichst niedrige erzielbare Produktionskosten für den Wasserstoff ein wesentlicher Faktor sind, ist hinreichend bekannt. Gleiches gilt für die Tatsache, dass die Wasserstofferzeugungskosten im Wesentlichen von drei Faktoren abhängen: 1) von den Kapitalkosten für die Investition in die Elektrolyse, die wiederum von der Höhe der Investition und den Zinskosten beeinflusst werden. Letztere spiegeln auch die erwarteten Technologierisiken wider. 2) von der Anzahl der Volllaststunden der Elektrolyse, weil sie darüber entscheidet, auf welche Menge Produkt die Fixkosten verteilt werden und 3) vom Strompreis, zu dem der erneuerbare Strom für die Wasserstoffproduktion eingekauft werden kann (Schmidt, 2023). Für möglichst geringe Wasserstofferzeugungskosten sind möglichst niedrige Strompreise an möglichst vielen Stunden im Jahr erforderlich. Hieraus erwächst die These, dass bei niedrigen oder negativen Strompreisen an der Strombörse Elektrolyseure bevorzugt betrieben werden, unabhängig davon, wo in Deutschland sie lokalisiert sind. Dieses Verhalten wäre in jedem Fall marktdienlich, da es die Stromabnahme erhöhen, das Stromüberangebot reduzieren und den Großhandelsstrompreis stabilisieren würde. Große Diskussionen entzündeten sich aber an der Frage, ob dieses Verhalten netzdienlich ist oder ob es im Gegenteil nicht Netzengpasssituationen verschärfen würde und daher unterbunden werden sollte.

Abbildung 34 illustriert plakativ verschiedene Netzbelastungssituationen, wobei die Darstellung der Ausgangslage 2024 die Planungs- und Bauaktivitäten für die Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsleitungen aus dem Bundesbedarfsplan enthält, die im Jahr 2024 noch nicht

fertiggestellt sind. Sobald diese Leitungen in Betrieb genommen werden, sollten sich die aktuell insbesondere in der Mitte Deutschlands für Fall A und Fall B dargestellten Netzengpasssituationen bereits deutlich entschärfen, unabhängig von den verschiedenen Einspeise- und Nachfragesituationen. Im Fall A wird angenommen, dass der niedrige Strompreis aus einer hohen Windstromerzeugung im Norden und Osten Deutschlands resultiert (Abbildung 34 - Mitte). In dieser Situation erscheint der Betrieb von Elektrolyse-Anlagen in Nord- und Ostdeutschland oberhalb der Netzengpass-Linie netzdienlich, weil die Stromabnahme die Leitungsinfrastrukturen entlastet. Würden in dieser Situation als Reaktion auf den niedrigen Strompreis Elektrolyse-Anlagen in Süddeutschland betrieben, würde dies die Netzengpasssituation potenziell eher verschärfen, weshalb nicht von einem netzdienlichen Einsatz gesprochen werden kann. Allerdings ist hierbei zu beachten, dass dies nur eine grob vereinfachte Betrachtung ohne Berücksichtigung der jeweiligen Versorgungssituation auf den unteren Netzebenen darstellt, was eine abschließende Beurteilung der Situation nicht zulässt.

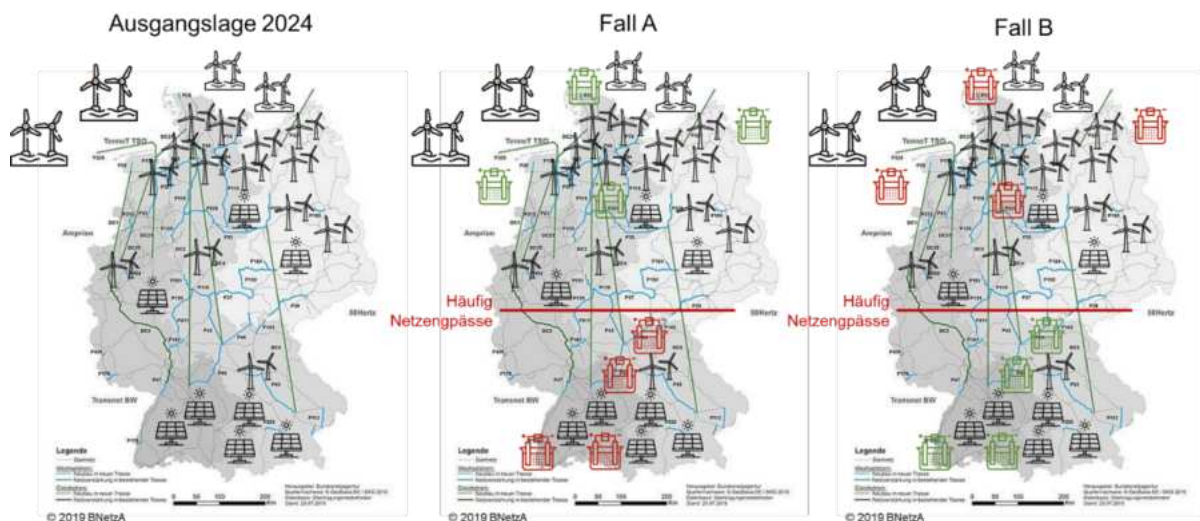


Abbildung 34: Plakative Illustration möglicher Netzbelastungssituation in Deutschland für 2024.

Eigene Darstellung unter Verwendung der Netzkarte © 2019 BNetzA und Icons von flaticon.com

In Fall B (Abbildung 34 - rechts) wird dagegen angenommen, dass der niedrige Strompreis aus einer hohen Solarstromerzeugung im Süden Deutschlands ausgelöst wird. In diesem Fall erscheint der Einsatz von Elektrolyse-Anlagen im Süden netzdienlich, während der Einsatz von Elektrolyseuren im Norden bei wenig Wind die Situation im Übertragungsnetz verschlechtern kann. Selbst aus dieser sehr plakativen und verkürzten Darstellung lässt sich die Schlussfolgerung ziehen, dass es keine pauschale Antwort auf die Frage gibt, ob der Einsatz von Elektrolyseuren bei niedrigen Strompreisen netzdienlich ist.

Letztlich stellt sich aber zunächst generell die Frage, ob niedrige Börsenstrompreise überhaupt dazu führen können, dass Elektrolyseure in großer Zahl mit hoher Leistung als zusätzliche Lasten ins Stromsystem kommen. Um diese Frage zu beantworten, müssen zunächst mögliche Business Cases bzw. Betreiberkonstellationen für Elektrolyseure betrachtet werden. Voraussetzung ist in jedem Fall, dass der Elektrolysebetreiber seinen Strom direkt an der Börse beziehen bzw. handeln kann oder über Strombezugsverträge verfügt, die den Börsenstrompreis unmittelbar weitergeben.

Ein möglicher Business Case – außerhalb von H₂-Hubs – ist die Eigenerzeugung von Wasserstoff an Industriestandorten. Die Motivation für die Eigenerzeugung ist hier das Erreichen einer treibhausgasneutralen Produktion, die dann auch in der Nachhaltigkeitsberichterstattung des Unternehmens entsprechend dargestellt werden kann. Hierbei handelt es sich in der Regel um kleinere Elektrolyseure im einstelligen MW-Bereich. Als Stromquellen kommen erneuerbare Eigenstromversorgungslösungen, Power Purchase Agreements, aber auch der Zukauf von Grünstromzertifikaten in Frage, da der selbstverbrauchte Wasserstoff nicht unbedingt die strengen Kriterien des Delegierten Rechtsakts Art. 27 RED II erfüllen muss, sondern auch eine Zertifizierung anderer Art ausreichen dürfte. Vorausgesetzt, das Unternehmen bezieht Strom über die Strombörse – was bei den allermeisten Unternehmen nicht der Fall ist – und kauft Grünstromzertifikate zu, wäre ein flexibles Reagieren auf den Börsenstrompreis und eine höhere Produktion bei niedrigen Börsenstrompreisen möglich. Allerdings nur, wenn eine entsprechende Wasserstoffabnahme im Unternehmen stattfindet oder Speicherkapazitäten vorhanden sind, die zum Zeitpunkt der niedrigen Börsenstrompreise befüllt werden können. Diese Gesamtkonstellation dürfte jedoch nicht dem Regelfall entsprechen.

Ein Business Case für H₂-Hubs ergibt sich derzeit nur, wenn ein Elektrolysebetreiber unter den gegebenen Bedingungen des Kapitalmarkts und der Investitionshöhe für die Elektrolyse ein Optimum zwischen den möglichen Volllaststunden und dem Bezugspreis für den grünen Strom findet, das möglichst niedrige Wasserstofferzeugungskosten garantiert, da der Elektrolysebetreiber sonst keine Abnehmer für den Wasserstoff findet. Im nächsten Schritt wird der H₂-Hub-Betreiber für eine gesicherte Versorgung mit Wasserstoff die benötigte Menge grünen Stroms zu dem erforderlichen (Fix)Preis beispielsweise über ein Power Purchase Agreement (PPA) beschaffen. Das PPA muss den Anforderungen der Definition im Delegierten Rechtsakt der EU zu Art. 27 RED II entsprechen, um den potenziellen Abnehmern gesichert grünen Wasserstoff liefern zu können. Da der H₂-Hub-Betreiber die genauen Anforderungen der Kunden im Vorfeld nicht kennt und ggf. auch andere Kunden neu dazu kommen werden, wird er in der Regel die Anforderungen des Delegierten Rechtsakts erfüllen und keine andere Form der Strombeschaffung in Erwägung ziehen. Ein Börsenstrombezug erfolgt hier nicht, weshalb der Börsenstrompreis kein Signal für eine höhere Wasserstofferzeugung sendet. Nach unten bietet der Strompreis kein Optimierungspotenzial über höhere Erzeugung, da der Betreiber für den grünen Strombezug einen Fixpreis gemäß PPA bezahlt, und den mit billigerem Börsenstrom erzeugten Wasserstoff nicht als grünen Wasserstoff vermarkten kann⁹. Dennoch wird der H₂-Hub-Betreiber mit einem Strombezug über ein PPA zum Fixpreis, je nach Höhe der Lieferverpflichtungen für Wasserstoff und vor Ort vorhandener Wasserstoff-Speicherkapazität immer dann Wasserstoff erzeugen, wenn der Strompreis an der Strombörse niedriger oder auf dem Niveau des Beschaffungspreises für das

⁹ In einer Übergangsphase bis 2027 muss die Gleichzeitigkeit von Strombezug und Wasserstofferzeugung nur kalendermonatlich nachgewiesen werden, um die Anforderungen des Delegierten Rechtsakts zu erfüllen. Daher wäre der Bezug von billigem Börsenstrom und die Produktion von Wasserstoff und dessen Vermarktung als grün möglich, wenn in dem Kalendermonat an gleichvielen Stunden wie Börsenstrom bezogen wurde, der PPA-Strom an der Börse vermarktet wird. Ob das zeitnah in so breiter Anwendung erfolgen würde, dass es Auswirkungen auf die Netzstabilität hat, ist fraglich.

Power Purchase Agreement liegt. Aus Netzsicht ist in diesem Fall die Elektrolyse eine ab einem bestimmten Preisniveau dauerhaft laufende Last. Sie kommt im Falle niedriger Großhandelsstrompreise nicht zusätzlich hinzu. In der genannten Konstellation bietet der Strompreis aber Optimierungspotenzial nach oben, d.h. steigt in Knappheitssituationen der Großhandelsstrompreis über einen bestimmten Schwellenwert oberhalb des vertraglich gesicherten Strombezugspreis per PPA und stehen keine Lieferverpflichtungen für grünen Wasserstoff entgegen, wird zur Ertragsoptimierung ab diesem Schwellenwert der per PPA bezogene Strom nicht mehr (vollständig) zur Wasserstoffherzeugung genutzt, sondern (teilweise) an der Börse vermarktet. Aus Netzsicht fällt hier in einer Knappheitssituation eine Last weg, was durchaus eine netzdienliche Wirkung haben kann.

Auch wenn es Fälle geben kann, in denen die Elektrolyse ausschließlich in Abhängigkeit des Strompreises gefahren wird, stehen aktuell die Anforderungen an grünen Wasserstoff nach der RED II bzw. RED III diesem Verhalten entgegen. Die Sorge, dass in Zeiten niedriger Strompreise eine sehr große Anzahl Elektrolyseure im Süden Deutschlands die Netzengpasssituation verschärfen würde, erscheint daher eher theoretischer Natur. Hinzu kommt, dass die Elektrolyseleistung in Süddeutschland aktuell noch nicht vorhanden ist. Bei üblichen Planungs- und Bauzeiten werden größere Leistungen in Summe erst in zwei bis drei Jahren ans Netz gehen, sofern zeitnah ein dafür förderliches Umfeld geschaffen wird. In dieser Zeitspanne sollte sich aber auch das Stromübertragungsnetz entsprechend weiterentwickelt haben, so dass kontinuierlich weniger Netzüberlastungssituationen eintreten sollten.

Systemdienlichkeit dagegen geht rein definitorisch über die reine Netzdienlichkeit hinaus und berücksichtigt die Rolle von Elektrolyseuren im gesamten Energiesystem. Dabei steht der über Elektrolyse erzeugte Wasserstoff als Rohstoff für die chemische Industrie oder für Raffinerien für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen vor allem aber als Energieträger für die unterschiedlichsten Anwendungen im Energiesystem zur Verfügung: Als Kraftstoff für Fahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieben oder Wasserstoffmotoren, als Brennstoff für die Prozesswärmebereitstellung in der Industrie, als Brennstoff für die Wärmebereitstellung in Nah- und Fernwärmenetzen, als Brennstoff zur Stromerzeugung in Kraftwerken, als Energieträger zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in Brennstoffzellen oder in Einzelheizungen in Gebäuden. Neben dem Wasserstoff entstehen in der Elektrolyse auch Abwärme und Sauerstoff als Nebenprodukte. Die Abwärme kann dabei ebenfalls im Energiesystem Anwendung finden, wenn sie ggf. in Kombination mit einer Wärmepumpe in Nah-Wärmenetzen zum Einsatz kommt. Bei der Systemdienlichkeit geht es demnach vorrangig um die Unterstützung einer optimalen Auslegung und eines optimalen Betriebs des Energiesystems im Hinblick auf Kosten, Ressourcen und Emissionen (EWI 2024). Die Integration von Elektrolyseuren in das gesamte Energiesystem erfordert daher die Berücksichtigung einer Vielzahl verschiedener Aspekte, darunter die mögliche Wasserstoffnetzanschluss, die Verfügbarkeit bzw. Auslegung von Wasserstoffspeichern sowie die potenzielle Wasserstoffabnahme in Bezug auf Menge, Leistung und geografischer Lage. „Systemdienliche“ Elektrolyseure unterstützen somit aktiv die Sektorenkopplung, indem sie die Nutzung von grünem Wasserstoff in verschiedenen Sektoren wie Industrie, Stromerzeugung und

Verkehr ermöglichen und parallel Wärme zur Verfügung stellen. Der nationale Wasserstoff-Rat verweist auch darauf, dass Wasserstoff bidirektional eingesetzt werden kann und dadurch elektrische und molekulare Energieversorgung, d.h. das Stromsystem und das Gassystem koppelt (Nationaler Wasserstoffrat 2024).

Im Rahmen der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) steht eine klare Definition der Systemdienlichkeit noch aus. Die bisher diskutierten Ansätze umfassen jedoch erste Aspekte wie den Einsatz von Elektrolyseuren als flexible und variable Lasten im Stromsystem. Zudem wird darauf hingewiesen, dass eine enge Verzahnung des Baus und Betriebs von Elektrolyseuren mit der Verstärkung der Stromnetze und der Umsetzung von Transportinfrastrukturen ebenso wie Speichersystemen für Wasserstoff erforderlich ist. Auch die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion und eine stabile Nachfrage durch eine ausreichende Anzahl an Wasserstoffabnehmern sind für eine zukunftsfähige Wasserstoffwirtschaft wichtig. (BMWK, 2023)

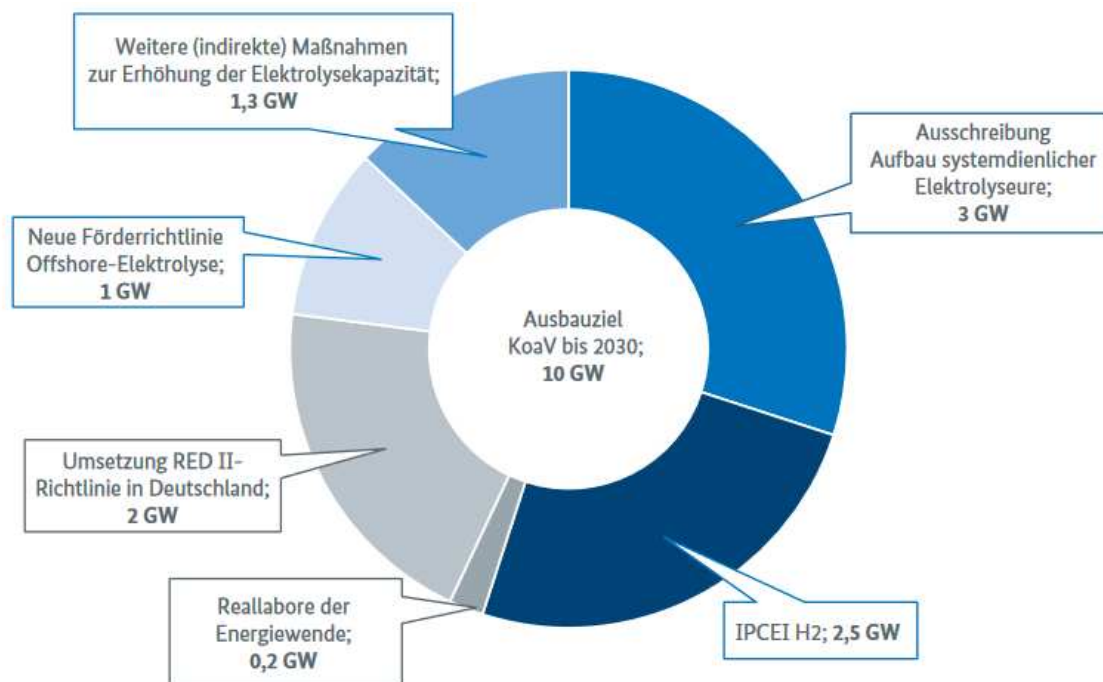


Abbildung 35: Instrumentenmix aus der Fortsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie

Darstellung nach BMWK (2023)

In der Fortschreibung der NWS wurden daher die Voraussetzungen zur Entwicklung eines geeigneten Instrumentenmixes geschaffen, um das Ziel von mindestens 10 GW heimischer Elektrolyseleistung in Deutschland bis 2030 zu erreichen. Dabei nehmen die geplante Ausschreibung mit dem Aufbau von systemdienliche Elektrolyseure mit 3 GW einen signifikanten Anteil ein (BMWK, 2023). Zudem lässt sich feststellen, dass die Thematik der Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren mit zunehmender Größe komplexer wird und stärker von der Integration in die Wasserstoff- und Strominfrastruktur abhängt. Kleinere Elektrolyseure können flexibler platziert werden und tragen vor allem durch die lokale Nutzung von EE-Strom, die Deckung der regionalen

Nachfrage nach Wasserstoff und die potenzielle Abwärmenutzung zur Systemdienlichkeit bei. Größere Elektrolyseure (> 100 MW) benötigen hingegen eine strategische Platzierung in Regionen mit guter Anbindung an das Strom- und Wasserstoffnetz und Zugang zu Wasserstoffspeichern, um tatsächlich systemdienlich agieren zu können (EWI, 2024).

Mit den H₂-Hub-Konzepten sollen Elektrolyseure im einstelligen oder niedrigen zweistelligen Megawatt-Segment in Baden-Württemberg entwickelt werden, die weitestgehend lokal integriert das Energiesystem und die heimische Industrie stützen. Sie ermöglichen einen Bottom-Up-Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, der ohnehin nur eng verzahnt mit der Energieversorgung vor Ort und unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten umsetzbar sein wird. Im Sinne der bisherigen Definitionen für Systemdienlichkeit werden H₂-Hubs grundsätzlich systemdienlich ausgelegt, um erfolgreich agieren zu können.

Abbildung 36 illustriert die verschiedenen Aspekte zur Erfüllung der Anforderungen an systemdienliche H₂-Hubs gemäß der Definition von EWI (2024, S.7) „die optimale Auslegung und den Betrieb des gesamten Energiesystems hinsichtlich Kosten, Ressourcen und Emissionen.“

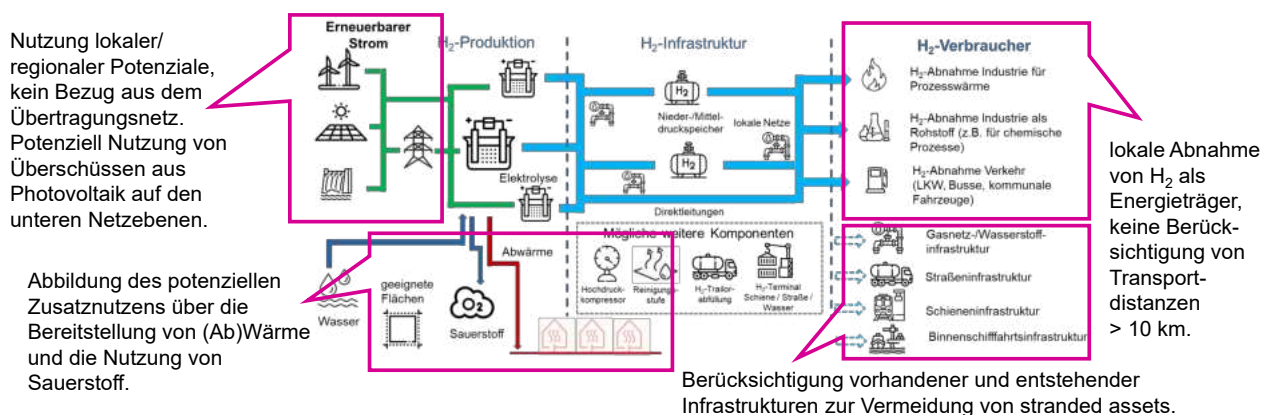


Abbildung 36: Erfüllung der Anforderungen an systemdienliche H₂-Hubs

Eigene Darstellung unter Verwendung von Icons von flaticon.com

5 Exemplarische Standortanalyse

Die nachfolgende exemplarische Analyse dient dazu, ein mögliches Vorgehen bei der Standortbewertung für Elektrolyseanlagen aufzuzeigen. Dabei ist zu beachten, dass eine fundierte Standortbewertung stets von den individuellen Gegebenheiten, Bedingungen und Zielen der jeweiligen Anwendung abhängt und daher nicht pauschal abgebildet werden kann. Die nachfolgenden Darstellungen sind deshalb als Beispiele zu verstehen, die potenzielle Ansätze für eine solche Bewertung aufzeigen.

Eine erfolgreiche Standortanalyse erfordert stets individuell angepasste Gewichtungen und Klassifizierungen der einzelnen Bewertungskriterien. Die im Rahmen dieser Studie entwickelte Datenbasis bietet eine Grundlage, die den Bewertungsprozess unterstützt, jedoch nicht als abschließend betrachtet werden sollte. Insbesondere ist zu erwarten, dass die Qualität und Verfügbarkeit relevanter Daten – etwa zur Wärmenetzplanung, Wasserverfügbarkeit oder zukünftigen Wasserstoffnachfrage – in Zukunft weiter zunehmen wird. Neue Informationen können dann dabei helfen, die Standortbewertung präziser und differenzierter zu gestalten.

Die Ergebnisse der nachfolgenden Analysen basieren auf den in Kapitel 3 beschriebenen erhobenen Daten und reflektieren somit die verfügbare Datenbasis. Ziel ist es, basierend hierauf Flächen mit einer hohen Eignung als potenzielle Standorte zu identifizieren, für welche anschließend weitere, vertiefende Analysen als vielversprechend angesehen werden. Es wird jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen, dass aufgrund begrenzt verfügbarer Daten mittels der gezeigten Methodik keine Regionen ausgeschlossen werden können und sollten. Generell gilt, dass unter lokalen und spezifischen Bedingungen auch Standorte mit scheinbar geringer Eignung eine gute Basis für Elektrolyseanlagen bieten können.

Zusammengefasst verdeutlicht diese exemplarische Analyse, wie die entwickelten Methoden und Daten in der Praxis angewendet werden können. Sie dient als Ausgangspunkt, um die Potenziale der vorgestellten Überlagerungsanalyse aufzuzeigen und die Notwendigkeit einer kontinuierlichen Anpassung an die spezifischen Anforderungen und neuen Daten zu unterstreichen.

5.1 Vorgehen

Die Untersuchung von Standortkriterien für die Errichtung von Elektrolyseanlagen erfolgt mittels einer gewichteten, klassierten Überlagerungsanalyse. Diese Methode kombiniert mehrere räumliche Kriterien auf Basis ihrer relativen Bedeutung und transformiert die Rohdaten in vergleichbare, standardisierte Skalen. Ziel ist es, geeignete Gebiete durch eine transparente und nachvollziehbare Bewertung zu identifizieren. Im Folgenden wird die Methodik detailliert beschrieben.

5.1.1 Standardisierung und Klassierung der Rasterwerte

Da die Raster unterschiedliche Maßeinheiten und Wertebereiche aufweisen, erfolgt eine Standardisierung in einen einheitlichen Bewertungsmaßstab. Für jedes Raster wird eine Klassierung in fünf Kategorien vorgenommen, die die relative Eignung darstellen. Diese Kategorien sind aufsteigend bewertet, wobei 1 für "geringe Eignung" und 5 für "hohe Eignung" steht.

Die Klassierung erfolgt durch Schwellenwerte t_i , die für jedes Raster individuell festgelegt werden:

$$K(x) = \begin{cases} 1, & x \leq t_1 \\ 2, & t_1 < x \leq t_2 \\ 3, & t_2 < x \leq t_3 \\ 4, & t_3 < x \leq t_4 \\ 5, & x > t_4 \end{cases}$$

wobei $K(x)$ den klassierten Wert und x den ursprünglichen Rasterwert darstellt.

Tabelle 3 zeigt nachfolgend die im Rahmen der exemplarischen Standortanalyse gewählten Klassierungsgrenzen für verschiedene Kriterien und Elektrolysegrößen. Diese Grenzen wurden so definiert, dass sie für die meisten Fälle als realistisch erachtet werden können. Dennoch kann je nach spezifischen Anforderungen und Rahmenbedingungen eine andere Klassierung sinnvoller sein. In solchen Fällen ist es sinnvoll, die Grenzen in Zusammenarbeit mit weiteren Expertinnen und Experten oder im Hinblick auf die konkrete Fragestellung nochmals individuell zu definieren.

Die Klassierung für die beiden Hauptkriterien **EE-Potenziale** und **potenzielles H₂-Abnahmepotenzial** variiert in Abhängigkeit von der Elektrolysegröße. Bei den EE-Potenzialen wird geprüft, ob basierend auf den in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellten Ergebnissen, auf Umspannwerk- bzw. Netzgruppenebene genügend Erneuerbare Energien zur Verfügung stehen, um die jeweilige Elektrolysegröße zu betreiben. Analog dazu wird für das H₂-Abnahmepotenzial bewertet, ob im Umkreis von 10 km ausreichend Abnehmer für die produzierten Wasserstoffmengen vorhanden sind. Bei diesen beiden Kriterien erfolgt eine vereinfachte Bewertung: Eine Wertung von 5 wird vergeben, wenn das jeweilige Potenzial vorhanden ist, und eine Wertung von 1, wenn es nach aktuellem Datenstand nicht ausreicht. Zwischenwerte (2, 3, 4) werden hier bewusst nicht genutzt, um die Bedeutung dieser Hauptkriterien klar hervorzuheben. Damit wird berücksichtigt, dass ein Standort ohne ausreichendes EE-Potenzial oder Abnahmemöglichkeiten nur eingeschränkt für den Betrieb einer Elektrolyse geeignet ist.

Die Klassierung der **Abnahmepotenziale für Nebenprodukte** wie Abwärme und Sauerstoff orientiert sich ebenfalls an der Elektrolysegröße und der erwarteten Produktionsmenge. Eine Bewertung von 5 wird vergeben, wenn ein ausreichendes Abnahmepotenzial vorhanden ist. Für niedrigere Klassierungen wurden die Grenzen gleichmäßig zwischen 0 und der typischen Produktionsmenge verteilt. So wird berücksichtigt, dass auch eine teilweise Abnahme der Nebenprodukte zur Wirtschaftlichkeit der Anlage beitragen kann.

Für die Klassierung der **Distanz zum Wasserstoffkernnetz** wurde die von IEG (2024) definierte maximale Entfernung von 20 km als Basis verwendet. Darauf aufbauend wurden gleichmäßige

Klassierungsgrenzen gebildet.¹⁰ Wie in Kapitel 3 erläutert, wurde für kleinere Elektrolysegrößen eine größere Entfernung zum Kernnetz als vorteilhaft angesehen, während für größere Anlagen wie 20 MW Elektrolyseanlagen eine Nähe zum Netz bevorzugt wurde. Dies spiegelt sich in einer umgekehrten Bewertungsskala wider.

Für die Nähe zum nächsten **Verkehrsterminal** wurde die in IEG (2024) genutzte maximale Distanz von 20 km zu Umschlagspunkten angesetzt und hierauf basierend, analog zum Kriterium H₂-Kernnetz, gleichmäßige Klassierungsgrenzen gebildet.

Die Klassierungsgrenzen für die **mittlere Geländeneigung** orientieren sich an der Klassierung der Hangneigung nach Bodenkundlicher Kartieranleitung (KA5), wobei die Bewertung von 5 ab einer mittleren Neigung vergeben wird. Da aufgrund der Flächenbetrachtung nicht die konkrete, sondern die mittlere Geländeneigung betrachtet werden muss, wird bei der Klassierung keine Obergrenze angesetzt. Dies begründet sich damit, dass im Hinblick auf die hier fokussierten kleineren Elektrolysegrößen nicht ausgeschlossen werden kann, dass auch an Standorten mit hoher mittlerer Neigung hinreichend ebene, gleichzeitig allerdings in entsprechend raues Umfeld eingebettete, Flächen gefunden werden können.

Für die Nähe zu **Umspanwerken** und **Fernverkehrsstraßen** wurden die Klassierungsgrenzen zwischen 0 und 16 km definiert. Dabei wurde für kürzere Distanzen eine feinere Abstufung gewählt, um deren Bedeutung stärker hervorzuheben. Dies reflektiert die hohe Relevanz der unmittelbaren Anbindung an diese Infrastrukturknotenpunkte, die in Kapitel 3 weiter erläutert wird.

¹⁰ Es ist hierbei darauf hinzuweisen, dass die Annahmen in IEG (2024) sich auf eine Untersuchung für Nachfragestandorte und nicht Versorgungsstandorte beziehen. Gerade im Hinblick auf die betrachteten kleineren Elektrolysegrößen wurden diese jedoch als plausibel für eine Adaption erachtet. Insbesondere bei größeren Elektrolyseanlagen wäre hingegen auch ein Ansetzen größerer Distanzen durchaus sinnvoll.

Tabelle 3: Überblick über die gewählten Klassierungsgrenzen in Abhängigkeit der Elektrolysegröße

Standortkriterium	Einheit	Bewer- tung	5 MW		10 MW		20 MW	
			untere Grenze	obere Grenze	untere Grenze	obere Grenze	untere Grenze	obere Grenze
EE-Potenziale (ICT)	kW EL	5	5.000	∞	10.000	∞	20.000	∞
EE-Potenziale (ICT)	kW EL							
EE-Potenziale (ICT)	kW EL							
EE-Potenziale (ICT)	kW EL							
EE-Potenziale (ICT)	kW EL	1	0	5.000	0	10.000	0	20.000
H ₂ -Abnahmepotenzial (10 km)	MWh/a	5	10.150	∞	20.300	∞	40.600	∞
H ₂ -Abnahmepotenzial (10 km)	MWh/a	4						
H ₂ -Abnahmepotenzial (10 km)	MWh/a	3						
H ₂ -Abnahmepotenzial (10 km)	MWh/a	2						
H ₂ -Abnahmepotenzial (10 km)	MWh/a	1	0	10.150	0	20.300	0	40.600
Distanz Umspannwerk	m	5	0	2.000	0	2.000	0	2.000
Distanz Umspannwerk	m	4	2.000	5.000	2.000	5.000	2.000	5.000
Distanz Umspannwerk	m	3	5.000	8.000	5.000	8.000	5.000	8.000
Distanz Umspannwerk	m	2	8.000	12.000	8.000	12.000	8.000	12.000
Distanz Umspannwerk	m	1	12.000	∞	12.000	∞	12.000	∞
Distanz H ₂ -Netz	m	5	20.000	∞	20.000	∞	0	5.000
Distanz H ₂ -Netz	m	4	15.000	20.000	15.000	20.000	5.000	10.000
Distanz H ₂ -Netz	m	3	10.000	15.000	10.000	15.000	10.000	15.000
Distanz H ₂ -Netz	m	2	5.000	10.000	5.000	10.000	15.000	20.000
Distanz H ₂ -Netz	m	1	0	5.000	0	5.000	20.000	∞
Distanz Verkehrsterminals	m	5	0	5.000	0	5.000	0	5.000
Distanz Verkehrsterminals	m	4	5.000	10.000	5.000	10.000	5.000	10.000
Distanz Verkehrsterminals	m	3	10.000	15.000	10.000	15.000	10.000	15.000
Distanz Verkehrsterminals	m	2	15.000	20.000	15.000	20.000	15.000	20.000
Distanz Verkehrsterminals	m	1	20.000	∞	20.000	∞	20.000	∞
Distanz Bundesstraße + Autobahn	m	5	0	2.000	0	2.000	0	2.000
Distanz Bundesstraße + Autobahn	m	4	2.000	5.000	2.000	5.000	2.000	5.000
Distanz Bundesstraße + Autobahn	m	3	5.000	8.000	5.000	8.000	5.000	8.000
Distanz Bundesstraße + Autobahn	m	2	8.000	12.000	8.000	12.000	8.000	12.000
Distanz Bundesstraße + Autobahn	m	1	12.000	∞	12.000	∞	12.000	∞
O ₂ -Abnahmepotenzial (10 km)	t	5	2.450	∞	4.900	∞	9.800	∞
O ₂ -Abnahmepotenzial (10 km)	t	4	1.838	2.450	3.675	4.900	7.350	9.800
O ₂ -Abnahmepotenzial (10 km)	t	3	1.225	1.838	2.450	3.675	4.900	7.350
O ₂ -Abnahmepotenzial (10 km)	t	2	613	1.225	1.225	2.450	2.450	4.900
O ₂ -Abnahmepotenzial (10 km)	t	1	0	613	0	1.226	0	2.452
Wärmeabnahmepotenzial (10km)	MWh	5	4.550	∞	9.100	∞	18.200	∞
Wärmeabnahmepotenzial (10km)	MWh	4	3.413	4.550	6.825	9.100	13.650	18.200
Wärmeabnahmepotenzial (10km)	MWh	3	2.275	3.413	4.550	6.825	9.100	13.650
Wärmeabnahmepotenzial (10km)	MWh	2	1.138	2.275	2.275	4.550	4.550	9.100
Wärmeabnahmepotenzial (10km)	MWh	1	0	1.138	0	2.275	0	4.550
Mittl. Geländeneigung	m	5	0	2	0	2	0	2
Mittl. Geländeneigung	m	4	2	4	2	4	2	4
Mittl. Geländeneigung	m	3	4	5	4	5	4	5
Mittl. Geländeneigung	m	2	5	9	5	9	5	9
Mittl. Geländeneigung	m	1	9	∞	9	∞	9	∞

5.1.2 Gewichtung der Kriterien

Sowohl aus den studienbegleitend durchgeführten Workshops als auch einer Sichtung bereits bestehenden Studien zum Thema (EWI 2024; FfE 2024; Brümmer et al. 2021) ging deutlich hervor, dass die einzelnen Standortkriterien als unterschiedlich relevant angesehen werden können. Um diesen Aspekt zu berücksichtigen und zu verhindern, dass Nebenkriterien einen zu großen Einfluss auf das Ergebnis ausüben, wurden den einzelnen Standortfaktoren unterschiedliche Gewichte w_i zugewiesen. Die Summe aller Gewichte ist normiert, sodass:

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1$$

wobei n die Anzahl der Kriterien darstellt. Die für die exemplarische Analyse genutzten Gewichtungen werden nachfolgend in Tabelle 4 dargestellt.

Die Gewichtung der Kriterien wurde so gewählt, dass sie die Relevanz der verschiedenen Faktoren für die Standortbewertung von Elektrolyseanlagen in Baden-Württemberg widerspiegelt. Dabei wurde zwischen Haupt- und Nebenkriterien unterschieden, wobei die Hauptkriterien EE-Potenzial und Wasserstoffabnahmepotenzial mit jeweils 25 % die höchste Gewichtung erhielten.

Das EE-Potenzial wurde dabei in zwei gleichgewichtete Szenarien unterteilt: die Verfügbarkeit auf Umspannwerkebene und auf Netzgruppenebene (siehe Abschnitt 3.1). Dies wird damit begründet, dass eine alleinige Betrachtung nur einer Ebene die Versorgungsmöglichkeiten nicht realistisch widerspiegeln würde. So würde eine ausschließliche Betrachtung der Umspannwerkebene potenzielle Verfügbarkeiten und Versorgungsmöglichkeiten auf Netzgruppenebene ausblenden und andererseits eine singuläre Betrachtung der Netzgruppenebene die individuellen Standortvorteile auf Umspannwerkebene vernachlässigen. Das Wasserstoffabnahmepotenzial wurde ebenfalls als Hauptkriterium eingestuft, da die Nähe zu potenziellen Abnehmern eine entscheidende Rolle für die Reduktion von Transportkosten und die effiziente Verwertung des produzierten Wasserstoffs spielt.

Unter den Nebenkriterien wurden die Umspannwerke mit 15 % und die Distanz zum Wasserstoffnetz mit 10 % vergleichsweise höher gewichtet. Dies lässt sich durch ihre Bedeutung für die Netz- und Systemdienlichkeit begründen. Die übrigen Nebenkriterien wurden jeweils mit 5 % gewichtet, da sie spezifische, aber weniger zentrale Aspekte der Standortbewertung betreffen.

Tabelle 4: Überblick über die gewählten Gewichtungsfaktoren

Kategorie	Standortkriterium	Gewichtungsfaktor
Hauptkriterium	EE-Potenzial (jeweils hälftig Umspannwerkebene und Netzgruppenebene)	25 %
Hauptkriterium	Wasserstoffabnahmepotenzial	25 %
Hauptkriterium	Umspannwerke	15 %
Nebenkriterium	Distanz H ₂ -Netz	10 %
Nebenkriterium	Distanz Verkehrsterminals	5 %
Nebenkriterium	Distanz Bundesstraße + Autobahn	5 %
Nebenkriterium	Sauerstoffabnahmepotenzial	5 %
Nebenkriterium	Abwärmeabnahmepotenzial	5 %
Nebenkriterium	Mittlere Geländeneigung	5 %
	Summe	100 %

Ähnlich zur Klassierung ist auch die Gewichtung der Kriterien stark von den individuellen Erfordernissen und Gegebenheiten abhängig und ist hier nur als beispielhaft anzusehen.

5.1.3 Überlagerungsanalyse

Die Überlagerungsanalyse erfolgt schließlich durch die gewichtete Kombination der klassierten Raster. Für jeden Rasterzellenwert $R(x, y)$ wird ein Gesamtwert $S(x, y)$ berechnet:

$$S(x, y) = \sum_{i=1}^n w_i * K_i(x, y)$$

Hierbei steht $K_i(x, y)$ für den klassierten Wert des i -ten Kriteriums an der Position (x, y) und $S(x, y)$ repräsentiert den kombinierten Eignungswert. Der kombinierte Eignungswert $S(x, y)$ gibt hierbei für jede Zelle an, wie gut sie im Gesamtkontext geeignet ist. Je höher der Wert, desto besser erfüllt die Zelle die Anforderungen der definierten Kriterienkombination.

Das Ergebnis der Analyse ist schließlich ein Eignungsraster, in dem jeder Zelle ein kombinierter Wert $S(x, y)$ zugewiesen ist. Höhere Werte weisen auf eine größere Eignung hin. Das Ergebnis kann anschließend visuell als Eignungskarte dargestellt werden, bei der die Werte von $S(x, y)$ durch abgestufte Farben repräsentiert werden.

5.2 Ergebnisse der exemplarischen Standortanalyse

Abbildung 37 zeigt nachfolgend die resultierenden Ergebnisse für eine 5 MW Elektrolyse im Jahr 2030. Es zeigt sich, dass es in Baden-Württemberg zahlreiche potenziell sehr gut geeignete Standorte für Elektrolyseanlagen mit einer Leistung von 5 MW gibt. Diese Standorte sind über das gesamte Bundesland verteilt, wobei jeder Landkreis Regionen mit einer guten bis sehr guten Bewertung hinsichtlich der prinzipiellen Eignung aufweist. Dies legt nahe, dass für kleinere Elektrolyseanlagen eine flächendeckende Umsetzung grundsätzlich möglich ist.

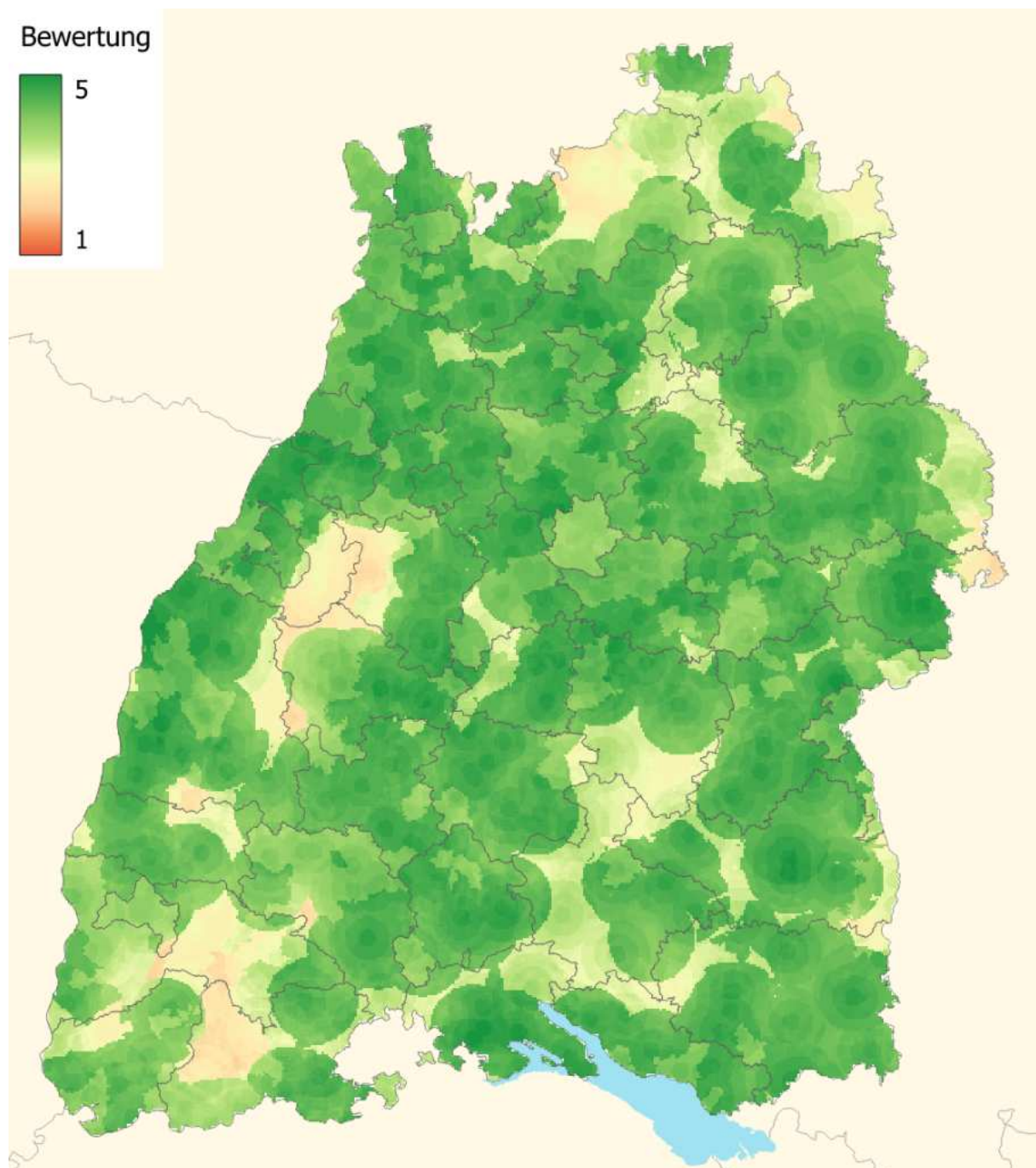


Abbildung 37: Ergebnisse der exemplarischen Standortanalyse für einen 5 MW Elektrolyseur 2030

Die potenzielle Wasserstoffnachfrage sowie das Potenzial zur Erzeugung erneuerbaren Stroms wären im Land ausreichend vorhanden. Allerdings müssen diese noch gezielt erschlossen und infrastrukturell weiterentwickelt werden, um die Verfügbarkeit und Nutzung zu ermöglichen.

Für größere Elektrolyseanlagen mit einer Leistung von 10 MW zeigt sich für 2030, wie in Abbildung 38 dargestellt, ein ähnliches Bild. Auch für diese Anlagen sind in vielen Regionen des Landes geeignete Standorte zu finden, jedoch ist der für das Jahr 2030 prognostizierte industrielle Wasserstoffbedarf nicht überall ausreichend, um eine sinnvolle Auslastung einer 10 MW-Elektrolyseanlage zu gewährleisten.

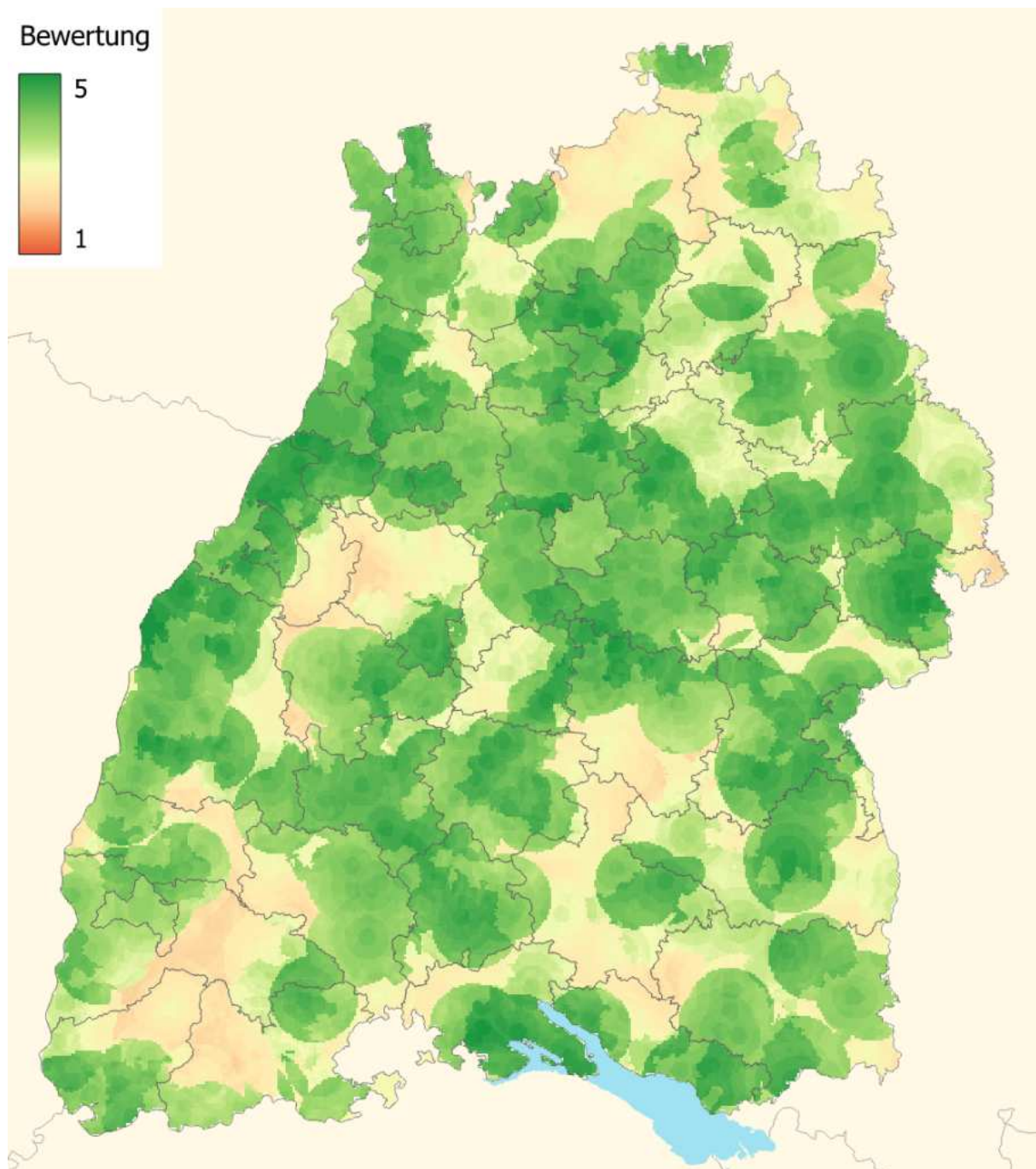


Abbildung 38: Ergebnisse der exemplarischen Standortanalyse für einen 10 MW Elektrolyseur 2030

Auch die lokalen Potenziale für EE-Strom sind auf Umspannwerkebene im Jahr 2030 in einigen Regionen nicht ausreichend für 10 MW Elektrolyseure, was hier zu verringerten Bewertungen führt. Allerdings sind die Potenziale für eine Versorgung auf Netzgruppenebene in allen Regionen, mit Ausnahme der Netzgruppenebene im Raum Stuttgart, prinzipiell in ausreichendem Maße vorhanden.

Durch eine steigende prognostizierte Nachfrage nach Wasserstoff sowie der zusätzlichen Erschließung von EE-Potenzialen nimmt die Eignung einiger Regionen, insbesondere auch im Nord- und Südosten, als Standort für eine 10 MW Anlage bis 2040 zu (siehe hierzu Abbildung 39).

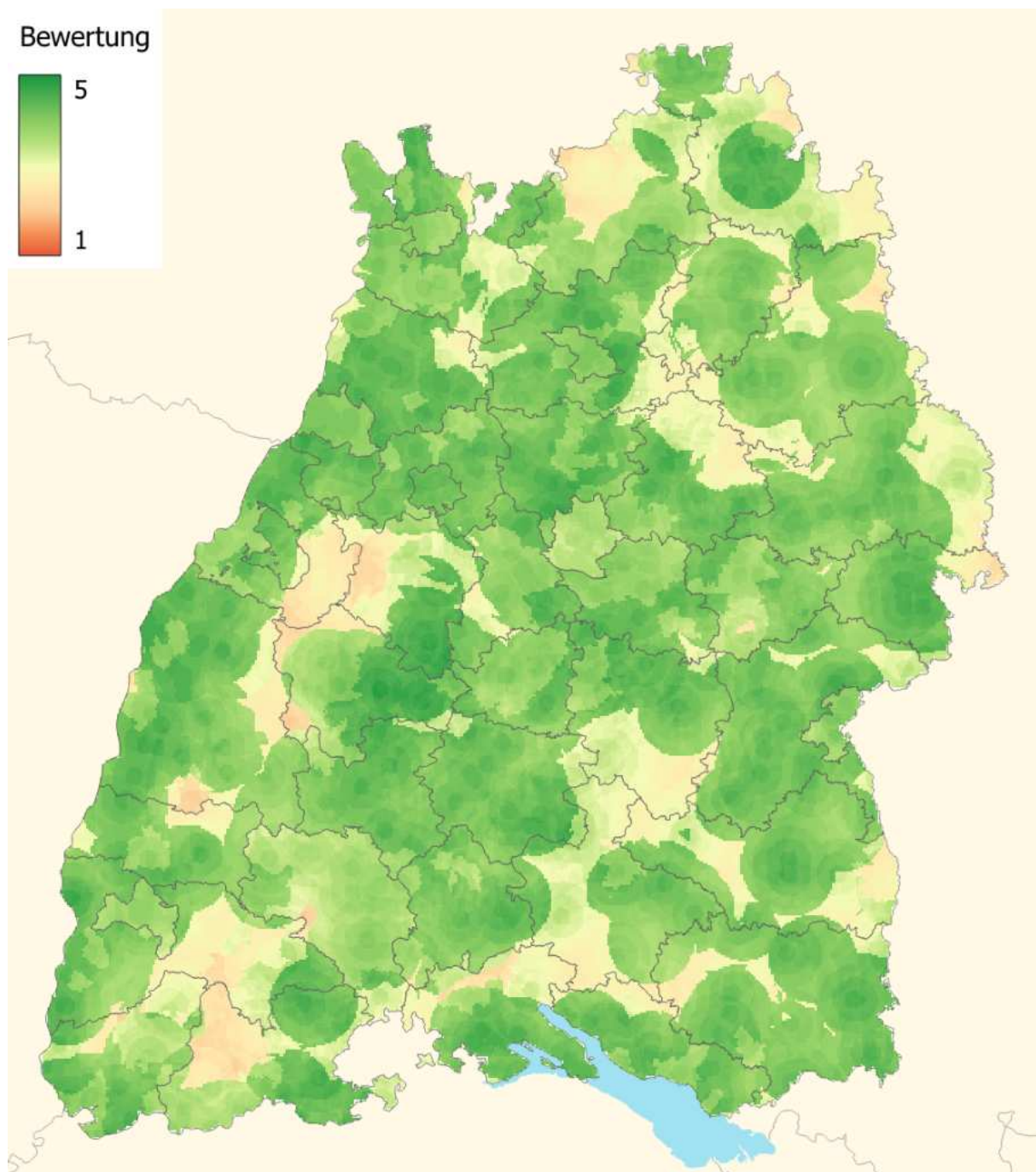


Abbildung 39: Ergebnisse der exemplarischen Standortanalyse für einen 10 MW Elektrolyseur 2040

Durch den bis 2040 geplanten starken Ausbau des Wasserstoffnetzes verringert sich gleichzeitig für viele Regionen die Distanz zum Netz, was unter der hier angesetzten Prämisse der Vorteilhaftigkeit einer Distanz zum Wasserstoffnetz zu einer Verringerung der Standorte mit einer sehr guten Bewertung führt. Dennoch gibt es in 2040 auch für in jedem Landkreis prinzipiell Regionen mit guten Grundvoraussetzungen für die Errichtung von 10 MW Elektrolyseanlagen.

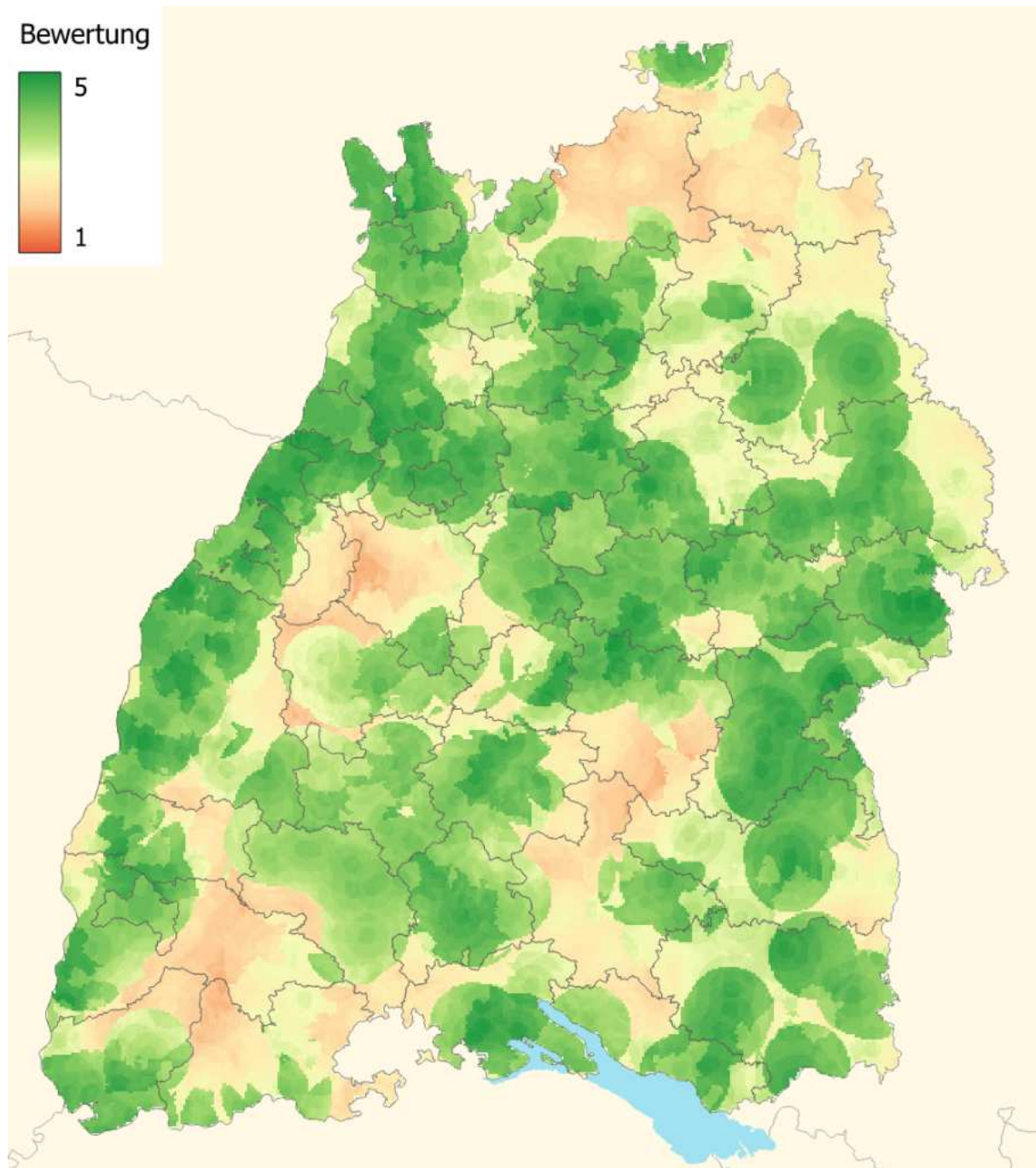


Abbildung 40: Ergebnisse der exemplarischen Standortanalyse für einen 20 MW Elektrolyseur 2040

Bei einer Betrachtung von 20 MW-Anlagen verringert sich, wie in Abbildung 40 aufgezeigt, die Anzahl an Standorten mit guten bis sehr guten Standortbedingungen deutlich, was insbesondere auf die teilweise unzureichenden Nachfragepotenziale im unmittelbaren Umkreis zurückzuführen

ist. Die Nähe zum H₂-Pipelinennetz wird für diese Leistungsklasse positiv bewertet, was teilweise auch dazu führt, dass einzelne Regionen mit ausreichend EE- und Nachfragepotenzial hier sogar über bessere Bedingungen als noch bei der betrachteten 10 MW-Anlage verfügen.

Insgesamt zeigt sich, dass Baden-Württemberg unter Betrachtung der zentralen Standortkriterien eine Vielzahl an potenziell günstigen Standorten für Elektrolyseanlagen bis 20 MW aufweist. Insbesondere für Anlagen in den Größenkategorien 5 und 10 MW bestehen erkennbare Potenziale abseits der urbanen und industriellen Zentren des Landes, für welche eine individuelle, vertiefende Eignungsprüfung als vielversprechend einzuschätzen ist. Einerseits im Hinblick auf die zeitliche Diskrepanz zwischen dem Hochlauf der potenziellen Nachfrage und der Entwicklung der Leitungsinfrastruktur sowie andererseits im Hinblick auf die noch erschließbaren EE-Potenziale kann die Entwicklung von H₂-Hubs unterschiedlicher Leistung für Baden-Württemberg prinzipiell als eine No-Regret-Strategie angesehen werden, die langfristig zielführend ist.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über die Elemente eines H ₂ -Hubs.....	10
Abbildung 2: Überblick über relevante Standortfaktoren	13
Abbildung 3: Erneuerbares Potenzial pro Gemeinde, normiert nach Verbrauch.	15
Abbildung 4: Vorgehen bei der Simulation des Erzeuger- und Batteriespeicherbedarfs	17
Abbildung 5: Schematische Darstellung der Stromerzeuger und -verbraucher für die Optimierung	18
Abbildung 6: Schematische Darstellung der Stromerzeuger und -verbraucher für die Optimierung nach dem erweiterten Modell.....	20
Abbildung 7: Maximale Überschussleistung pro Gemeinde.....	23
Abbildung 8: Verteilung des „systemverträglichen Elektrolysepotenzials“ in Baden-Württemberg als verfügbare Elektrolyseleistung pro Gemeinde für die Zeitscheiben 2030, 2035, 2040.	24
Abbildung 9: Verteilung des optimierten Elektrolyseausbaus in Baden-Württemberg aufgelöst auf „Umspannwerkebene“ für die Zeitscheiben 2030, 2035, 2040.	25
Abbildung 10: Verteilung des optimierten Elektrolyseausbaus in Baden-Württemberg aufgelöst auf „Netzgruppenebene“ (integriertes Szenario) für die Zeitscheiben 2030, 2035, 2040.....	26
Abbildung 11: Verteilung des optimierten PV- und Windanlagenausbaus in Baden-Württemberg im Umspannwerkszenario	27
Abbildung 12: Verteilung des optimierten PV- und Windanlagenausbaus in Baden-Württemberg im integrierten Szenario	28
Abbildung 13: Überblick über den Elektrolyseausbau und die EE-Erzeugungskapazität	28
Abbildung 14: Erreichbarer Eigenversorgungsgrad mit Wasserstoff für die Szenarien	29
Abbildung 15: Visualisierung der Verteilung der Volllaststunden für die Elektrolyseure in den Szenarien	30
Abbildung 16: Darstellung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse	31
Abbildung 17: Vergleichender Überblick über die Entwicklung der Wasserstoffbedarfe in Baden-Württemberg nach Bedarfserhebung 2023 sowie NEP-Marktabfrage 2024	33
Abbildung 18: Darstellung der regionalen Verteilung der Ausspeisemengen im Jahr 2035	34
Abbildung 19: Im Umkreis von 10km erreichbares H ₂ -Nachfragepotenzial in der Industrie 2030.	36
Abbildung 20: Im Umkreis von 10km erreichbares H ₂ -Nachfragepotenzial in der Industrie 2040.	37
Abbildung 21: Darstellung der Entfernung zum Wasserstoffkernnetz im Jahr 2030	39
Abbildung 22: Darstellung der Entfernung zum Wasserstoffkernnetz im Jahr 2035	40

Abbildung 23: Darstellung der Entfernung zum Wasserstoffkernnetz im Jahr 2040	41
Abbildung 24: Höchst- und Hochspannungsnetz in Baden-Württemberg	44
Abbildung 25: Übersicht über vorhandene Verkehrsinfrastruktur	46
Abbildung 26: Übersicht über Verkehrsterminals in und um Baden-Württemberg und deren Erreichbarkeit	47
Abbildung 27: Übersicht über potenzielle Sauerstoffnachfrage im Umkreis von 10km in 2030	50
Abbildung 28: Übersicht über potenzielle Sauerstoffnachfrage im Umkreis von 10 km in 2040 ...	51
Abbildung 29: Potenzieller Abwärmebedarf für Wärmenetze im Umkreis von 10km in 2030 [MWh/a]	54
Abbildung 30: Potenzieller Abwärmebedarf für Wärmenetze im Umkreis von 10km in 2040 [MWh/a]	55
Abbildung 31: Darstellung der mittleren Geländeneigung in Baden-Württemberg.....	59
Abbildung 32: Überblick über die Flächennutzung in Baden-Württemberg	60
Abbildung 33: Übersicht über Schutzgebiete in Baden-Württemberg.....	61
Abbildung 34: Plakative Illustration möglicher Netzbelastungssituation in Deutschland für 2024.	65
Abbildung 35: Instrumentenmix aus der Fortsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie.....	68
Abbildung 36: Erfüllung der Anforderungen an systemdienliche H ₂ -Hubs	69
Abbildung 37: Ergebnisse der exemplarischen Standortanalyse für einen 5 MW Elektrolyseur 2030	76
Abbildung 38: Ergebnisse der exemplarischen Standortanalyse für einen 10 MW Elektrolyseur 2030	77
Abbildung 39: Ergebnisse der exemplarischen Standortanalyse für einen 10 MW Elektrolyseur 2040	78
Abbildung 40: Ergebnisse der exemplarischen Standortanalyse für einen 20 MW Elektrolyseur 2040	79
Abbildung 41: Foto der Blaue Turm von Herten und Prozessschema (Mühlen, 2008)	91
Abbildung 42: Analyse erneuerbares/Elektrolyse-Potenzial „Umspannwerkszenario“	96
Abbildung 43: Analyse erneuerbares/Elektrolyse-Potenzial „Netzgruppenszenario“	97
Abbildung 44: Analyse erneuerbares/Elektrolyse-Potenzial „Integriertes Szenario“	98

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Sauerstoffbedarf in potenziellen Einsatzbereichen von Elektrolysesauerstoff	49
Tabelle 2: Wasserbedarf für Elektrolyseanlage in Verbindung mit einem nassen Umlaufkühlsystem	57
Tabelle 3: Überblick über die gewählten Klassierungsgrenzen in Abhängigkeit der Elektrolysegröße	73
Tabelle 4: Überblick über die gewählten Gewichtungsfaktoren	75

Literaturverzeichnis

2G Energy AG (Hrsg.) (2024). Grüner Wasserstoff wird rückverstromt: Stadtwerk Haßfurt nutzt hochinnovatives Wasserstoff-BHKW. <https://2-g.com/downloads/de/Case%20Studies/Kundenstory-Stadtwerke-Ha%C3%9Ffurt-DE.pdf>

50hertz, Amprion, Tennet, & Transnet BW (2024). Technische Anforderung für den Anschluss von Elektrolyseanlagen. https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/anforderungen%20an%20elektrolyseanlagen/2024_technische_anforderungen_f%C3%BCr_den_anschluss_von_elektrolyseanlagen.pdf

AGFW (2020). Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung. https://www.gruene-fernwaerme.de/fileadmin/Redakteure/gruene-fernwaerme/02_Das_Netzwerk/Netzwerk_Karte/AGFW/210401_Abw%C3%A4rmeleitfaden_Langfassung.pdf

ASUE (2022). Wasserstoff dezentral erzeugt: Mit Wärmenutzung zu bestem Wirkungsgrad und mehr.

https://asue.de/aktuelles_presse/abwaermenutzung_elektrolyse_projekte_gesamtwirkungsgrad

badenova (2024a). BNetzA genehmigt H2-Kernnetz mit zwei badenova-Wasserstoffprojekten.

https://badenovanetze.de/news/1115648_DE/bnetza-genehmigt-h2-kernnetz-mit-zwei-badenova-wasserstoffprojekten

badenova (2024b). RHYn Interco – Wir machen bestehende Gasleitungen fit für Wasserstoff.

<https://badenovanetze.de/rhyn-interco/>

BML (2024). Abwasserkennzahlen Österreich. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Regionen und Wasserwirtschaft. Abwasserkennzahlen.

<https://info.bml.gv.at/themen/wasser/wasserqualitaet/abwasserreinigung/masseinheiten.html>

BMWK (2023). Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie.

https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=9

Brinner, A. (2013). Elektrolyse – Basics V. Vom Elektrolyseblock zur Wasserstoff-

Erzeugungsanlage. ZSW. https://www.zsw-bw.de/uploads/media/Elektrolyse_Basics_V.pdf

Brümmer, T., Heim, A., Moser, H., & Wimmer, L. (2021). QUO VADIS, ELEKTROLYSE?

Identifikation gesamt-energiesystemdienlicher Power-to-Gas-Standorte in der Potentialregion

nord-westliches Niedersachsen und Schleswig-Holstein. https://www.element-eins.eu/Resources/Persistent/ca8686dd02b383a73ff56cd160bdbb139dc846ed/Quo-Vadis-Elektrolyse_DIN-A4_quer_V8_download.pdf

- Bühler, L., Möst, D., & Scharf, H. (2023). Grüner Wasserstoff: Wie steht es um die Wirtschaftlichkeit und welche Nachfrage lässt sich erwarten? (ifo Dresden, Hrsg.). https://www.ifo.de/DocDL/ifoDD_23-04_16-22_Buehler.pdf
- BUND (2024). Datenbank: Kommunale Wärmeplanung. Übersichtskarte: Wärmepläne in Baden-Württemberg. <https://www.bund-bawue.de/mensch-umwelt/klima-und-energie/waermewende/datenbank-kommunale-waermeplanung/>
- Cordeiro da Silva, A. M. (2021). Green Hydrogen and Oxygen Economy developments in Portugal. https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/563345090420206/Resumo_alargado_87141.pdf
- dena (2024). Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/STUDIE_Aufbau_und_Finanzierung_von_Wasserstoffspeichern_in_Deutschland_n.pdf
- Deutscher Wetterdienst (2020). Climate data Germany (Deutscher Wetterdienst, Hrsg.). <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klimadatendeutschland.html>
- Digital Geography (2024). QGIS Tutorial – Teil 5: Einfache Geländeanalyse von Höhendaten (Raster), Neigung, Perspektive, Schummerung, Relief und Rauigkeit. <https://de.digital-geography.com/qgis-tutorial-teil-5-einfache-gelaendeanalyse-von-hoehendaten-raster-neigung-perspektive-schummerung-relief-und-rauhigkeit-neigung-perspektive-schummerung-relief/>
- EnWG (2005). Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html#BJNR197010005BJNG00010000
- EWI (2024). Standortbewertung für systemdienliche Elektrolyseure. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/07/20240712_EWI_EON_Thuega_Abschlussbericht_final.pdf
- FfE (2024). Standortfaktoren zur Verortung von Elektrolyseanlagen. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/standortfaktoren-zur-verortung-von-elektrolyseanlagen/>
- flosm (2024). Stromnetze mit Umspannwerken und detaillierter Infrastruktur. <https://www.flosm.org/de/Stromnetz.html>
- Fluri, V., Thelen, C., Xu-Sigurdsson, B., Balmus, C., Kaiser, M., Reuther, T., Stryi-Hipp, G., & Kost, C. (2024). Stromstudie für Baden-Württemberg (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Hrsg.). <https://www.ihk.de/blueprint/servlet/resource/blob/6138234/e2498a4c844723a9bd8ea17c816e1c37/2024-stromstudie-bw-region-stuttgart-data.pdf>
- FNB Gas (2024, August). Wasserstoff-Kernnetz. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>
- Gätsch, C., Kisse, J., Fragoso García, J., & Stalman, B. (2024). TransHyDE - Möglichkeiten zur rechtlichen Steuerung systemdienlicher Elektrolyse-Standorte. <https://www.wasserstoff->

leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2824/live/lw_datei/transhyde-kurzanalyse_systemdienliche-elektrolyse-standorte.pdf

Geofabrik (2024). Geofabrik Download Server. OpenStreetMap Data Extracts.

<https://download.geofabrik.de/>

GET H2 (2024a). Factsheet Nebenprodukte Elektrolyse. <https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/GET-H2-Factsheet-Nebenprodukte-Elektrolyse-241203.pdf>

GET H2 (2024b). Factsheet Wasserhaushalt Elektrolyse. https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/geth2_factsheet_wasserverbrauch_elektrolyse.pdf

Gitzhofer, K. (2007). BVT-Festlegung in ausgewählten industriellen Bereichen als Beitrag zur Erfüllung der Klimaschutzziele und weiterer Immissionsschutzrechtlicher Anforderungen— Teilvorhaben 02: Erarbeitung eines deutschen Beitrages zur Revision des BVT- Merkblattes für die Glas- und Mineralfaserindustrie.

<https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3348.pdf>

Gómez-Chaparro, M., García-Sanz-Calcedo, J., & Armenta Márquez, L. (2018). Analytical Determination of Medical Gases Consumption and Their Impact on Hospital Sustainability (8). Article 8. <https://www.mdpi.com/2071-1050/10/8/2948>

Gupta, A., Likozar, B., Jana, R., Chanu, W. C., & Singh, M. K. (2022). A review of hydrogen production processes by photocatalytic water splitting – From atomistic catalysis design to optimal reactor engineering. International Journal of Hydrogen Energy.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.210>

H2InfraMap (2024). H2 Infrastructure Map Europe. <https://www.h2inframap.eu/>

Henni, S., & Schäffer, M. (2022). Storage in The Loop (StiL): Abschlussbericht.

<https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/10452-StiL.pdf>

Henni, S., Schäffer, M., Fischer, P., Weinhardt, C., & Staudt, P. (2023). Bottom-up system modeling of battery storage requirements for integrated renewable energy systems. Applied Energy, 333, 120531. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120531>

Herbes, C., Halbherr, V., & Braun, L. (2018). Preise für die Abgabe von Wärme aus Biogasanlagen an Dritte.

https://www.hfwu.de/fileadmin/user_upload/ISR/Bilder/Dokumente/Publikationen_Herbes/2018-02-01_Agrarbetrieb_Herbes-et-al.pdf

Heuser, P.-M., Scherer, V., & Stolten, D. (2021). Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien (RWTH-2021-05487).

<https://publications.rwth-aachen.de/record/820196>

IEG (2024). Wasserstoff-Verteiloptionen 2035. Versorgungsmöglichkeiten von Verbrauchsstandorten in Deutschland mit importiertem Wasserstoff.

<https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/deutsch/dokumente/ver%C3%B6ffentlichungen/Wasserstoff-Verteiloptionen%202035.pdf>

- ifeu (2024). Wärmegipfel BaWü – Ergebnisse aus der wissenschaftlichen Auswertung der Wärmepläne. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Energie/Waermegipfel/2024-10-21_Waermegipfel_Auswertung_Waermeplaene_ifeu.pdf
- IHK (2019). Die größten Unternehmen in Baden-Württemberg. <https://www.ihk.de/blueprint/servlet/resource/blob/3904346/bad8671df4e33412cf78943115e6133f/2019-groesste-unternehmen-bw-data.pdf>
- IHK (2024). Firmendaten im Internet. <https://www.bw-firmen.ihk.de/sites/fitbw/welcome.aspx>
- Kato, T., Kubota, M., Kobayashi, N., & Suzuoki, Y. (2005). Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544204003123>
- KO NEP (2024). Bundesnetzagentur—Netzentwicklungsplanung. Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025. Entwurf vom 01. Juli 2024 in der Fassung vom 16. August 2024. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/start.html>
- Koring, K. (2013). CO₂-Emissionsminderungspotential und technologische Auswirkungen der Oxyfuel- Technologie im Zementklinkerbrennprozess. [https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/forschungsergebnisse/CO₂-Emissionsminderungspotential_und_technologische_Auswirkungen_der_Oxyfuel-Technologie_im_Klinkerbrennprozess.pdf](https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/forschungsergebnisse/CO2-Emissionsminderungspotential_und_technologische_Auswirkungen_der_Oxyfuel-Technologie_im_Klinkerbrennprozess.pdf)
- Kost, C., Müller, P., Sepúlveda Schweiger, J., Fluri, V., & Thomsen, J. (2024). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Hrsg.). https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- Krämer, R. T. (2018). Techno-ökonomische Analyse des Nutzungspotentials von Windenergie in ausgewählten windreichen Regionen auf Basis globaler Wetter- und Geodaten. Forschungszentrum Jülich Institut für Energie- und Klimaforschung.
- LGL (2024). Liegenschaftskataster. <https://www.lgl-bw.de/Produkte/Geodatendienste/ALKIS-Daten/>
- Li, T., Gao, F., & Huangfu, Y. (2024). Biological Hydrogen Production: A Comprehensive Review for Converting Wastes into Wealth. Chinese Journal of Electrical Engineering. <https://doi.org/10.23919/CJEE.2024.000065>
- Löffler, J. (2022). Nutzungspotentiale des Nebenprodukt-Sauerstoffs der Wasserelektrolyse. <https://pure.unileoben.ac.at/en/publications/nutzungspotentiale-des-nebenprodukt-sauerstoffs-der-wasserelektro>
- LUBW (2018). Energieatlas Baden-Württemberg. <https://www.energieatlas-bw.de/>

- LUBW (2024a). RIPS-Metadaten. Flächenschutz und Landschaftspflege. LUBW - Liste recherchierbarer Themen. <https://rips-metadaten.lubw.de/themenuebersicht?openNodes=2-d7e9cd0290c6439fe9da7f415a9d9bff,3-95082434cf06c113e2748d7580007f2a,4-331d18c7a4a7100727ca5f9e1e81974d,5-b817c18b8b4b5a56af3a6a2926ed4897,3-6d95557b838f8cf0ec9383acb13f091f>
- LUBW (2024b). Verteilnetzbetreiber Strom—Energieatlas. <https://www.energieatlas-bw.de/netze/verteilnetzbetreiber-strom>
- LUBW (2024c). Wärmebedarfsatlas. Energieatlas BW - Erweitertes Daten- und Kartenangebot. <https://udo.lubw.baden-wuerttemberg.de/projekte/>
- Merten, F., & Scholz, A. (2023). Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8344/file/8344_Wasserstoffkosten.pdf
- Michalski, J., Altmann, M., Bünger, U., & Weindorf, W. (2019). Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen. https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/bericht_wasserstoffstudie_nrw-2019-04-09_komp.pdf
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW (2022). Strategie zum Umgang mit Wassermangel in Baden-Württemberg. https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Umwelt/Wassermangel-Strategie-barrierefrei.pdf
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft BW (2024). Masterplan Wasserversorgung. <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/presse-service/presse/pressemitteilung/pid/masterplan-wasserversorgung>
- Mishra, S., & Upadhyay, R. K. (2021). Review on biomass gasification: Gasifiers, gasifying mediums, and operational parameters. Materials Science for Energy Technologies. <https://doi.org/10.1016/j.mset.2021.08.009>
- Mühlen, H.-J. (2008). Der Blaue Turm auf Ewald: Großtechnische H₂-Gewinnung aus Biomasse. <https://hydrogeit.de/wp-content/uploads/download/HZwei-Juli-2008.pdf>
- Nationale Wasserstoffrat (2024). Stellungnahme. <https://www.wasserstoffrat.de/veroeffentlichungen/stellungnahmen>
- Netze BW (2024) Ausbau Hochspannungsnetz—Netze BW GmbH. Ausbau Hochspannungsnetz - Netze BW GmbH. <https://www.netze-bw.de/unsernetz/netzausbau/hochspannung>
- Next-Kraftwerke (2024). Was versteht man unter Systemdienstleistungen? <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/systemdienstleistungen>
- Nickel, P. (2023). Reinsauerstoffversorgung auf Kläranlagen unter Berücksichtigung der energetischen und ökonomischen Betrachtung. <https://libdoc.fh-zwickau.de/opus4/frontdoor/index/index/docId/15728>

- Nunn, N., & Puga, D. (2012). Data on Terrain Ruggedness and Other Geographical Characteristics of Countries. <https://diegopuga.org/data/rugged/>
- Pekra GmbH (Hrsg.) (2024). Kosten Wasserstoffspeicher zur Energieerzeugung. <https://www.stromtankstellen.eu/kosten-wasserstoffspeicher.html>
- Püschel, A., Winzig, W., & Theel, M. (2023). Entwicklung der Globalstrahlung 1983—2020 in Deutschland (Deutscher Wetterdienst, Hrsg.). Deutscher Wetterdienst.
- Quaschnig, V. (2024). Regenerative Energiesysteme: Technologie—Berechnung—Klimaschutz.
- RLI (2022). Netzdienliche Wasserstoffherzeugung. Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure. https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10_Abschlussbericht_Netzdienliche_Wasserstoffherzeugung.pdf
- Ryberg, D. S., Robinius, M., & Stolten, D. (2017). Methodological Framework for Determining the Land Eligibility of Renewable Energy Sources. <https://arxiv.org/abs/1712.07840v1>
- Schmidt, M. (2023). H2InfraS: Infrastrukturentwicklung für Wasserstoff- Bedarfsanalyse vor dem Hintergrund einer strategischen Ausbauplanung. <https://pudi.lubw.de/detailseite/-/publication/10557-H2InfraS.pdf>
- Schmidt, M., Wolf, P., Bickel, P., Klingler, M., & Püttner, A. (2023). Systematische Potenzialermittlung mit Blick auf den Bedarf an Wasserstoff in Baden- Württemberg. https://www.plattform-h2bw.de/fileadmin/media/Publikationen/Systematische_Potenzialermittlung_mit_Blick_auf_den_H2-Bedarf_in_BW_ZSW_Ergebnisbericht_SpeedH2.pdf
- Schulze, Y., Müller, M., Faller, S., Duschl, W., & Wirth, F. (2021). Was ist Netzdienlichkeit? https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/07/20210428_Was-ist-Netzdienlichkeit_HP.pdf
- SGKV. (2024). Intermodal Map. <https://www.intermodal-map.com/>
- SIEMENS (2024). SILYZER 3000 Technisches Datenblatt. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:abae9c1e48d6d239c06d88e565a25040ed2078dc/ct-ree-18-047-db-silyzer-300-db-de-en-rz.pdf>
- Smith, E. R. A. N., & Klick, H. (2007). Explaining NIMBY opposition to wind power. <http://docs.wind-watch.org/smith-klick-nimby.pdf>
- Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2024). Trinkwasser stammt überwiegend aus dem Grundwasser. <https://www.statistik-bw.de/Presse/Pressemitteilungen/2024209>
- Swaminathan, P., Ghosh, A., Sunantha, G., Sivagami, K., Mohanakrishna, G., Aishwarya, S., Shah, S., Sethumadhavan, A., Ranjan, P., & Prajapat, R. (2024). A comprehensive review of microbial electrolysis cells: Integrated for wastewater treatment and hydrogen generation. Process Safety and Environmental Protection. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.08.032>
- terranets bw (2023). terranets bw: Unser Beitrag zur Energiezukunft für Deutschland. <https://www.terranets-bw.de/unsere-netze/wasserstoff>

- terraneets bw (2024). Wasserstoff für Baden-Württemberg, eine Initiative der terraneets bw. Wasserstoff für Baden-Württemberg. <https://www.h2-fuer-bw.de/>
- Tran, J. T., Warren, K. J., Wilson, S. A., Muhich, C. L., Musgrave, C. B., & Weimer, A. W. (2024). An updated review and perspective on efficient hydrogen generation via solar thermal water splitting. WIREs Energy and Environment. <https://doi.org/10.1002/wene.528>
- TransnetBW (2023). Die Knotenpunkte unseres Stromnetzes. Umspannwerke. <https://www.transnetbw.de/Resources/Persistent/1/a/1/6/1a1691f03b80ff0252101e5ba1852cb578dc0da6/Umspannwerkbrosch%C3%BCre.pdf>
- VDE FNN (2022). Die Technischen Anschlussregeln im Überblick (TAR). <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar>
- VDE FNN (2024). Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“. <https://www.vde.com/fnn-netzplan>
- Wietschel, M., Weißenburger, B., Rehfeldt, M., Lux, B., & Lin, Z. (2023). Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse. https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT_Working-Paper-01_2023_Priselastische-Nachfrage.pdf
- Zgonnik, V. (2020). The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review. Earth-Science Reviews. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103140>

Anhang

Anhang zu Abschnitt 2.3 - Entwicklungsperspektiven

Biomassevergasung

Bei der Biomassevergasung wird feste Biomasse Wasserstoff und andere Produkte umgewandelt. Dabei kommen verschiedene Prozesse zum Einsatz, wie die Pyrolyse und die Dampfreformierung. Bei der Pyrolyse wird Biomasse erhitzt, wodurch Primärgase und Koks entstehen. Diese werden dann mit Wasserdampf vergast, um Wasserstoff, Methan und Kohlenmonoxid zu erzeugen (Mishra & Upadhyay, 2021). Je nach Reaktor-Design unterscheidet man zwischen 1) Aufwind-Vergaser, 2) Abwind-Vergaser, 3) Wirbelbettvergaser, 4) Blasenwirbelschichtvergaser, 5) zirkulierende Wirbelschichtvergaser.

Eines der wichtigsten Projekte zur Biomassevergasung war der blaue Turm von Herten (Mühlen, 2008), ein Wirbelbettvergaser, welcher zwei Pilotanlagen zur gestuften Reformierung umfasste. Hierzu wurden als Wirbelbett Keramikugeln verwendet, um die entstandenen Teere aufzufangen und in einer späteren Stufe diese bei höheren Temperaturen in der Brennkammer bei hohen Temperaturen abzubauen. Die so entstandene Wärme sollte für die Vergasung genutzt werden. 5 MW elektrische Energie sollten mit dem Turm pro Jahr erzeugt werden und etwa 35.000 Tonnen Grünschnitt sollten verarbeitet werden. Trotz anfänglicher Hoffnungen wurde das Projekt aufgrund technischer Herausforderungen und finanzieller Schwierigkeiten letztendlich eingestellt.



Abbildung 41: Foto der Blaue Turm von Herten (Mühlen, 2008)

Einen anderen Ansatz verfolgt ein Projekt der Stadtwerke Osnabrück. Dieses verwendet einen innovativen Ansatz zur Energieerzeugung aus einer Mischung von Biomasse und Müll.

Insgesamt bietet die Biomassevergasung jedoch nicht eine CO₂-freie Herstellung von Wasserstoff. Jedoch kann die Technologie als CO₂-arm bezeichnet werden, da das CO₂ nicht zusätzlich durch fossile Quellen hinzugefügt wird.

Wasserstoff aus photolytischer Wasserspaltung

Die photolytische Wasseraufspaltung ist ein Verfahren zur Wasserspaltung mit Hilfe von sogenannten Halbleitern mit einer großen Bandlücke. Die große Bandlücke dieser Halbleiter erlaubt es, die hohen Spannungen an den Fotoelektroden zu erzielen, welche für die Wasserspaltung notwendig ist. In der Regel wird Titandioxid (TiO_2) in seiner Rutilform als Fotoanode eingesetzt. Während der Bestrahlung werden Elektron-Lochpaare an der Elektrolyt-Halbleitergrenze erzeugt, welche die Wasserstofferzeugungsreaktion (HER) erleichtert (Gupta et al., 2022).

Halbleitende Elektroden mit großen Bandlücken sind für die effiziente Wasserspaltung unersetzlich. Der ideale Fotokatalysator besitzt eine Bandlücke zwischen 1,6 – 2,2 eV, um genügend Licht zu absorbieren, aber auch genügend effiziente Ladungstrennung zu erzielen. Typische Materialien sind neben TiO_2 auch verschiedene Hybridstrukturen, welche besser das Licht einfangen.

Eine der wesentlichen Herausforderungen ist der Abgleich der Bandlücke mit dem Energieübergang der Wasserstoff-Sauerstoff-Bindung, um eine effektive Wasserspaltung herbeizuführen.

Hierbei muss das Leitungsband Minimum (CBM) niedriger sein als das HER Potenzial, wohingegen das Valenzband Potential Maximum (VMB) sollte nahe am Sauerstoffentwicklungspotenzial OEP sein.

Die Photolytische Spaltung kann durch den Einsatz von Ultraschall beschleunigt werden. Man spricht dann von katalysierter Sono-Photolyse. Bei dieser Methode erreicht man höhere Wasserstoffausbeuten durch die Erzeugung von reaktiven Mikroblasen.

Mikrobiologischer Wasserstoff

Die mikrobielle Wasserstoffproduktion ist ein Verfahren, welches Mikroorganismen, wie Bakterien und Algen zur Herstellung von Wasserstoff (H_2) verwendet. Hierzu werden die Mikroorganismen in der Regel unter anaeroben Stress gesetzt, so dass sie ihre Nahrung unter Freisetzung von Wasserstoff umsetzen (Li et al., 2024).

Es gibt verschiedene Ansätze zur mikrobiellen Wasserstoffproduktion. Die Dunkelfermentation und die mikrobielle Elektrolysezelle (MEZ) sind lichtunabhängige Prozesse, bei denen organische Stoffe in Wasserstoff umgewandelt werden (Swaminathan et al., 2024). Bei der Dunkelfermentation zersetzen anaerobe Mikroben Biomasse bei Temperaturen von 30–80 °C. Ein weiteres Verfahren ist die Mikrobiologischen Elektrolyse Zelle (MEZ). Hier verstoffwechseln Mikroben organisches Material und erzeugen Wasserstoff an der Kathode.

Lichtabhängige Prozesse, wie die Fotofermentation, nutzen Sonnenlicht zur Wasserstoffproduktion durch photosynthetisch aktive Bakterien. Hierbei werden organische Substrate abgebaut, um Wasserstoff zu generieren. Eine innovative Methode ist die Verwendung von extremophilen Mikroorganismen, die unter extremen Bedingungen effizient Wasserstoff produzieren können.

Die Herausforderung liegt in der Effizienz und den Kosten dieser Technologien. Aktuelle Forschungsprojekte zielen darauf ab, die Ausbeuten zu steigern und die Prozesse wirtschaftlicher zu gestalten. Ein Beispiel hierfür ist das Projekt „HyPerFerment“, das die mikrobiellen Prozesse in Biogasanlagen optimiert.

Insgesamt bietet die mikrobielle Wasserstoffproduktion eine nachhaltige Alternative zu fossilen Brennstoffen und könnte einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten.

Solarthermisch gewonnener Wasserstoff

Die Solarthermische Wasserstoffproduktion nutzt die Wasserspaltung bei hohen Temperaturen, welche z.B. in einem Solarturm oder Solarofen erzeugt werden. Prinzipiell sind hierfür drei Prozesse relevant: 1) Hybrider Schwefelsäureprozess (850°), 2) Hybrider Kupfer-Chlor Prozess (600°C) oder 3) ein Metalloxid katalysierter Zweistufenprozess (1800°C) (Tran et al., 2024).

Erstere sind an verschiedene Verhüttungsprozesse wie das Verhütten von Metallen gekoppelt. Der Prozess der an Metalloxid katalysierten Umsetzung von Wasserdampf wird derzeit am meisten verfolgt. Eines der wichtigsten Projekte auf diesem Gebiet war das Hydrosol-Projekt in Andalusien, Spanien, welches vom Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) durchgeführt wurde. Hierbei kommt bei niedriger Temperatur Wasserdampf in einem Reaktor mit einem reduzierten Metalloxid in Kontakt. Das Metalloxid wie z.B. Eisenoxid oder Ceroxid reagiert mit dem Wasser zu höher oxidierten Metalloxiden und entlässt Wasserstoff. In einem zweiten Schritt wird der Sauerstoff bei höheren Temperaturen ausgetrieben und reduziert.

Weitere Projekte wie ASTOR und MESOWAS entwickeln innovative Reaktoren, die Temperaturen unter 1000 °C erreichen und so die Wasserstoffproduktion optimieren.

Geologisch gewonnener Wasserstoff

Geologischer Wasserstoff ist ein vielversprechendes Energiereservoir, das in verschiedenen Regionen entdeckt wird. In Deutschland gibt es Hinweise auf natürliche Wasserstoffvorkommen, insbesondere in Nordbayern, wo Messungen über 1000 ppm Wasserstoff registriert wurden (Zgonnik, 2020).

Wichtige Vorkommen sind:

- Frankreich (Lothringisches Becken): Geschätzte 60 Millionen Tonnen.
- Albanien: Entdeckung großer unterirdischer Wasserstoffquellen.
- Mali: Vorkommen in Grünsteingürteln.

Die Herausforderungen von geologischem Wasserstoff sind derzeit der fehlende rechtliche Rahmen für die Förderung in Deutschland, die hohen Kosten und technische Expertise erforderlich für die Gastrennung und -reinigung.

Die Erschließung dieser Ressourcen könnte zur Energiewende beitragen, erfordert jedoch nicht unerhebliche Investitionen und Forschung.

Anhang zu Abschnitt 3.1 - Erneuerbarer Strom

Potenzialberechnung

Parameter	Wert	Quelle
Flexibler Anteil der Stromlast	10%	(Henni et al., 2023)
Flexibilitätsintervall (Intervall in dem der flexible Anteil der Last frei verschoben werden kann)	12h	(Henni et al., 2023)
Anteil nutzbarer ausgewiesener Dachfläche für PV	0,4	(Henni et al., 2023)
Anteil nutzbarer ausgewiesener Freifläche für PV	0,6	(Henni et al., 2023)
Anteil der landwirtschaftlichen Fläche, die maximal für Biogas verwendet werden kann	0,2	(Henni et al., 2023)

Modellierung

Parameter	Wert	Quelle
Referenz-WKA-Leistung	2,05 MW	(Henni et al., 2023)
Einschaltwindgeschwindigkeit	3 m/s	(Henni et al., 2023)
Abschaltwindgeschwindigkeit	24 m/s	(Henni et al., 2023)
Referenz-WKA-Höhe	100 m	(Henni et al., 2023)
Rauheit für das logarithmische Grenzschichtprofil zur Berechnung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe	0,8	(Henni et al., 2023)
PV-Leistungsfaktor mit Wirkungsgrad und Paneldichte Fläche → PV-Leistung	0,1	(Henni et al., 2023)
Flächennutzung für installierte Biogasleistung	0,75 h/kWBG	(Henni et al., 2023)
Gesamter Wirkungsgrad RFB	0,7	(Henni et al., 2023)
Gesamter Wirkungsgrad LiB	0,85	(Henni et al., 2023)
Speicherzeit Batterie (Maximalpotenzial)	24h	(Henni et al., 2023)
Speicherzeit LiB (fixer Wert)	2h	(Henni et al., 2023)
Wirkungsgrad der Elektrolyse	72%	(SIEMENS, 2024)
Abwärme der Elektrolyse	23%	(SIEMENS, 2024)
Wirkungsgrad der Wasserstoffentnahme	95%	(Michalski et al., 2019)
Wirkungsgrad der Wasserstoffspeicherung	98%	(Michalski et al., 2019)
Selbstentladung H ₂ - Röhrenspeicher	4,166e(-5)*Ladestand [kWh/h]	(Quaschnig, 2024) 0,1% pro Tag
Elektrischer Wirkungsgrad der Gasturbine	40%	(Kost et al., 2024)
Thermischer Wirkungsgrad der Gasturbine	50%	(Kost et al., 2024)
Unterer Heizwert H ₂	33,33 kWh/kg	

Kostenberechnung

Parameter	Wert	Quelle
Volllaststunden für WKA in BaWü	1208 h	(Henni et al., 2023)
Volllaststunden für BHKW in BaWü	5576 h	(Henni et al., 2023)
Spez. Investitionskosten PV	600 €/kWp	(Henni et al., 2023)
Fixe Betriebskosten PV	0,017 * CAPEX [€/Jahr]	(Kost et al., 2024)
Lebensdauer PV	25 J.	(Kost et al., 2024)
Spez. Investitionskosten WKA	1200 €/kW	(Henni et al., 2023)
Fixe Betriebskosten WKA	0,02 * CAPEX [€/Jahr]	(Kost et al., 2024)
Variable Betriebskosten WKA	0,007 €/kWh	(Kost et al., 2024)
Lebensdauer WKA	25 J.	(Henni et al., 2023)
Spez. Investitionskosten BHKW	2000 €/kW	(Henni et al., 2023)
Fixe Betriebskosten BHKW	0,004 * CAPEX [€/Jahr]	(Kost et al., 2024)
Variable Betriebskosten BHKW	0,004 €/kWh	(Kost et al., 2024)
Lebensdauer BHKW	15 J.	(Henni et al., 2023)
Biogaskosten	0,05 €/kWhel	(Henni et al., 2023)
Spez. Investitionskosten RFB	1000 €/kW	(Henni et al., 2023)
Spez. Investitionskosten RFB	300 €/kWh	(Henni et al., 2023)
Fixe Betriebskosten RFB	0,02 * CAPEX [€/Jahr]	(Kost et al., 2024)
Lebensdauer RFB	20 J.	(Henni et al., 2023)
Spez. Investitionskosten LiB	400 €/kWh	(Henni et al., 2023)
Fixe Betriebskosten LiB	0,01 * CAPEX [€/Jahr]	(Kost et al., 2024)
Lebensdauer LiB	10 J.	(Henni et al., 2023)
Spezifische Investitionskosten Elektrolyse	1600 €/kW	(2G Energy AG)
Fixe Betriebskosten Elektrolyse	0,04 * CAPEX [€/Jahr]	(Michalski et al., 2019)
Lebensdauer Elektrolyse	15 J.	(Kost et al., 2024)
Spezifische Investitionskosten H ₂ -Röhrenspeicher	27 €/kWh	(Pekra GmbH), (Michalski et al., 2019)
Fixe Betriebskosten H ₂ -Röhrenspeicher	0,01 * CAPEX [€/Jahr]	(Michalski et al., 2019)
Lebensdauer H ₂ -Röhrenspeicher	20 J.	(Michalski et al., 2019)
Spezifische Investitionskosten der Gasturbine	875 €/kW	(Kost et al., 2024)
Fixe Betriebskosten der Gasturbine	0,026 * CAPEX [€/Jahr]	(Kost et al., 2024)
Lebensdauer der Gasturbine	30 J.	(Kost et al., 2024)
Wasserstoffpreis des Bezugs aus dem Kernnetz 2025	10 €/kg	Annahme oberhalb von Preisprognosen (Prohibitivpreis)
Wasserstoffpreis des Bezugs aus dem Kernnetz 2030	10 €/kg	Annahme oberhalb von Preisprognosen (Prohibitivpreis)
Wasserstoffpreis des Bezugs aus dem Kernnetz 2035	3,16 €/kg	(Merten & Scholz, 2023), (Wietschel et al., 2023)
Wasserstoffpreis des Bezugs aus dem Kernnetz 2040	2,95 €/kg	(Merten & Scholz, 2023), (Wietschel et al., 2023)

Zusammenfassung Simulationsergebnisse

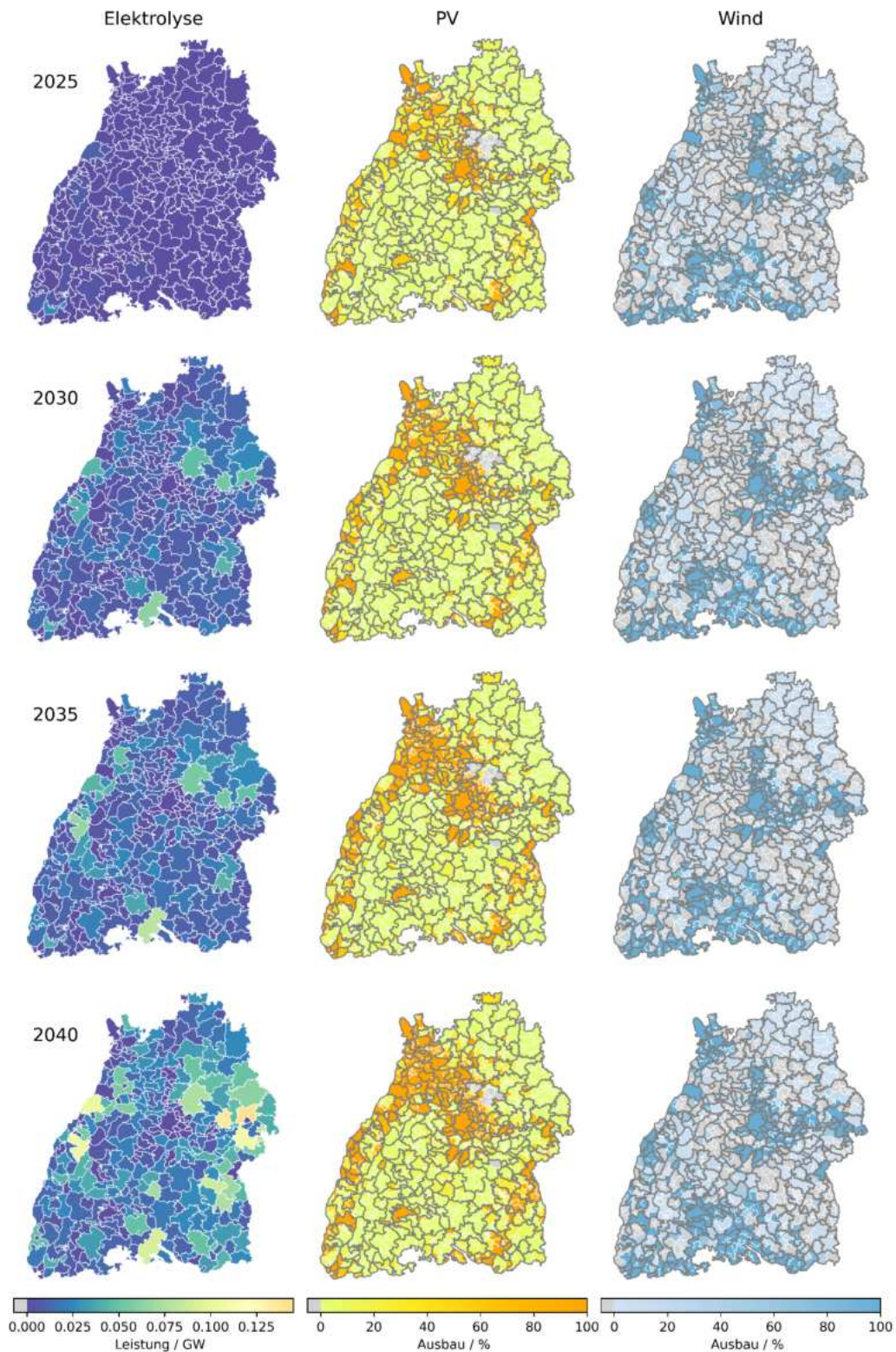


Abbildung 42: Analyse erneuerbares/Elektrolyse-Potenzial „Umspannerwerksszenario“

Verteilung des optimierten Elektrolyseausbaus in Baden-Württemberg (linke Spalte) aufgelöst auf „Umspannerwerkebene“ und Verteilung des optimierten PV- (gelb, mittlere Spalte) und Windanlagenausbaus (blau, rechte Spalte) aufgelöst auf Gemeindeebene als Ausbau in Prozent vom Gesamtpotenzial (laut Energieatlas) für die Zeitscheiben 2025, 2030, 2035, 2040 (Reihen).

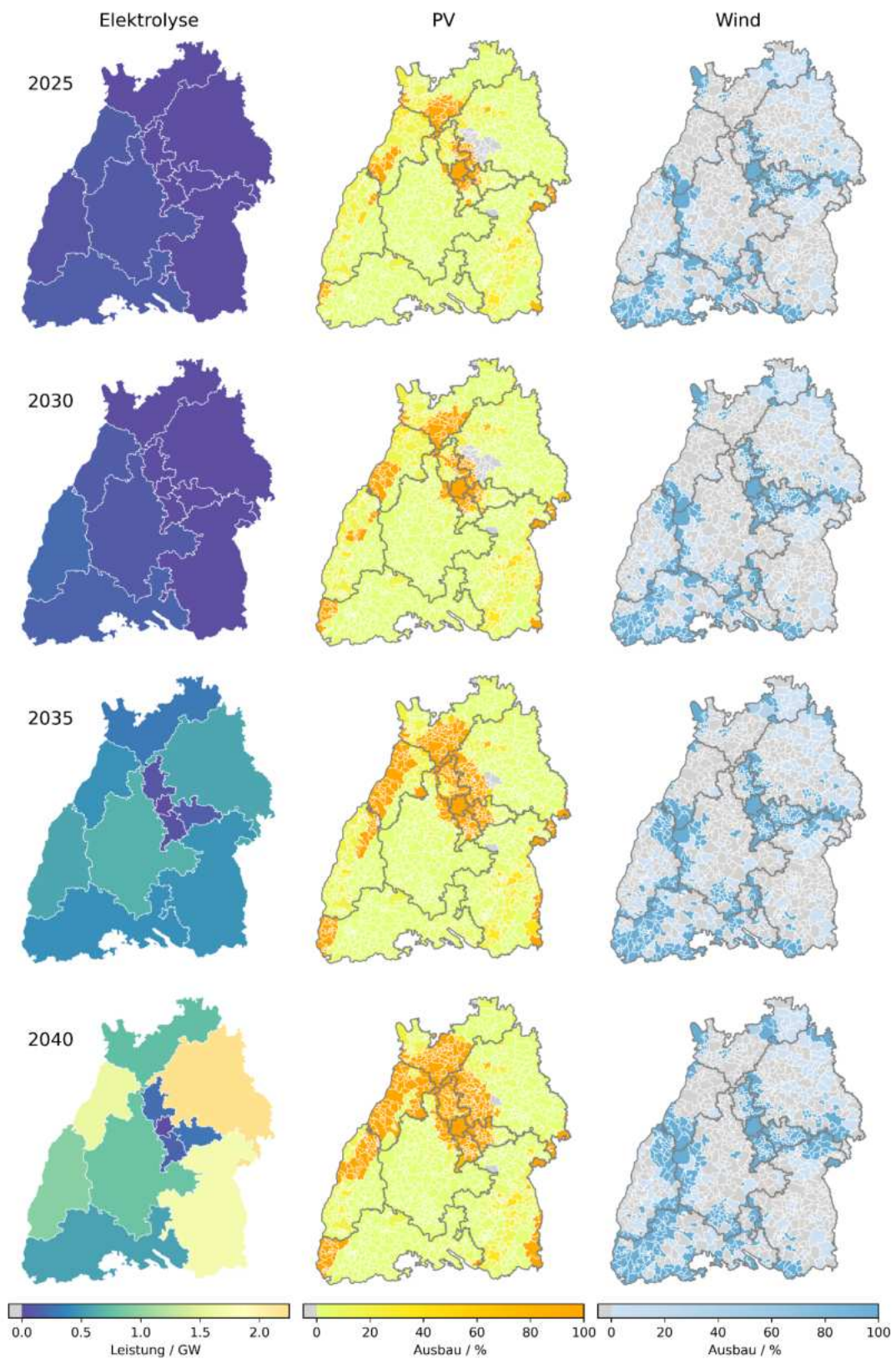


Abbildung 43: Analyse erneuerbares/Elektrolyse-Potenzial „Netzgruppenszenario“

Verteilung des optimierten Elektrolyseausbaus in Baden-Württemberg (linke Spalte) aufgelöst auf „Netzgruppenebene“ und Verteilung des optimierten PV- (gelb, mittlere Spalte) und Windanlagenbaus (blau, rechte Spalte) aufgelöst auf Gemeindeebene als Ausbau in Prozent vom Gesamtpotenzial (laut Energieatlas) für die Zeitscheiben 2025, 2030, 2035, 2040 (Reihen).

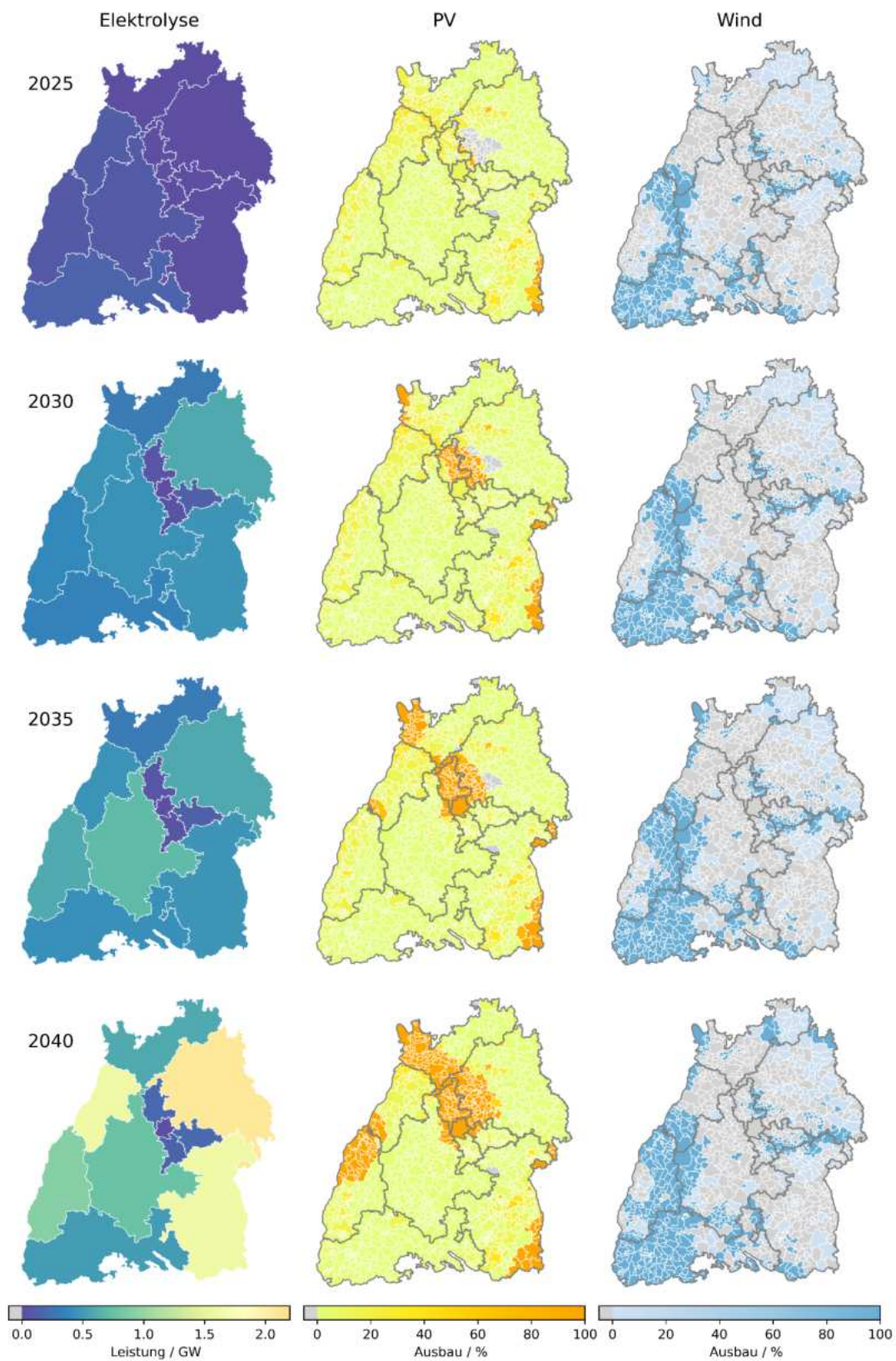


Abbildung 44: Analyse erneuerbares/Elektrolyse-Potenzial „Integriertes Szenario“

Verteilung des optimierten Elektrolyseausbaus in Baden-Württemberg (linke Spalte) aufgelöst auf „Netzgruppenebene“ und Verteilung des optimierten PV- (gelb, mittlere Spalte) und Windanlagenbaus (blau, rechte Spalte) aufgelöst auf Gemeindeebene als Ausbau in Prozent vom Gesamtpotenzial (laut Energieatlas) für die Zeitscheiben 2025, 2030, 2035, 2040 (Reihen).