

# WASSERSTOFFWIRTSCHAFT – ROHSTOFFBEDARF UND KOSTEN FÜR DIE ELEKTROLYSE

Eine regionale Analyse für Baden-Württemberg

Autoren

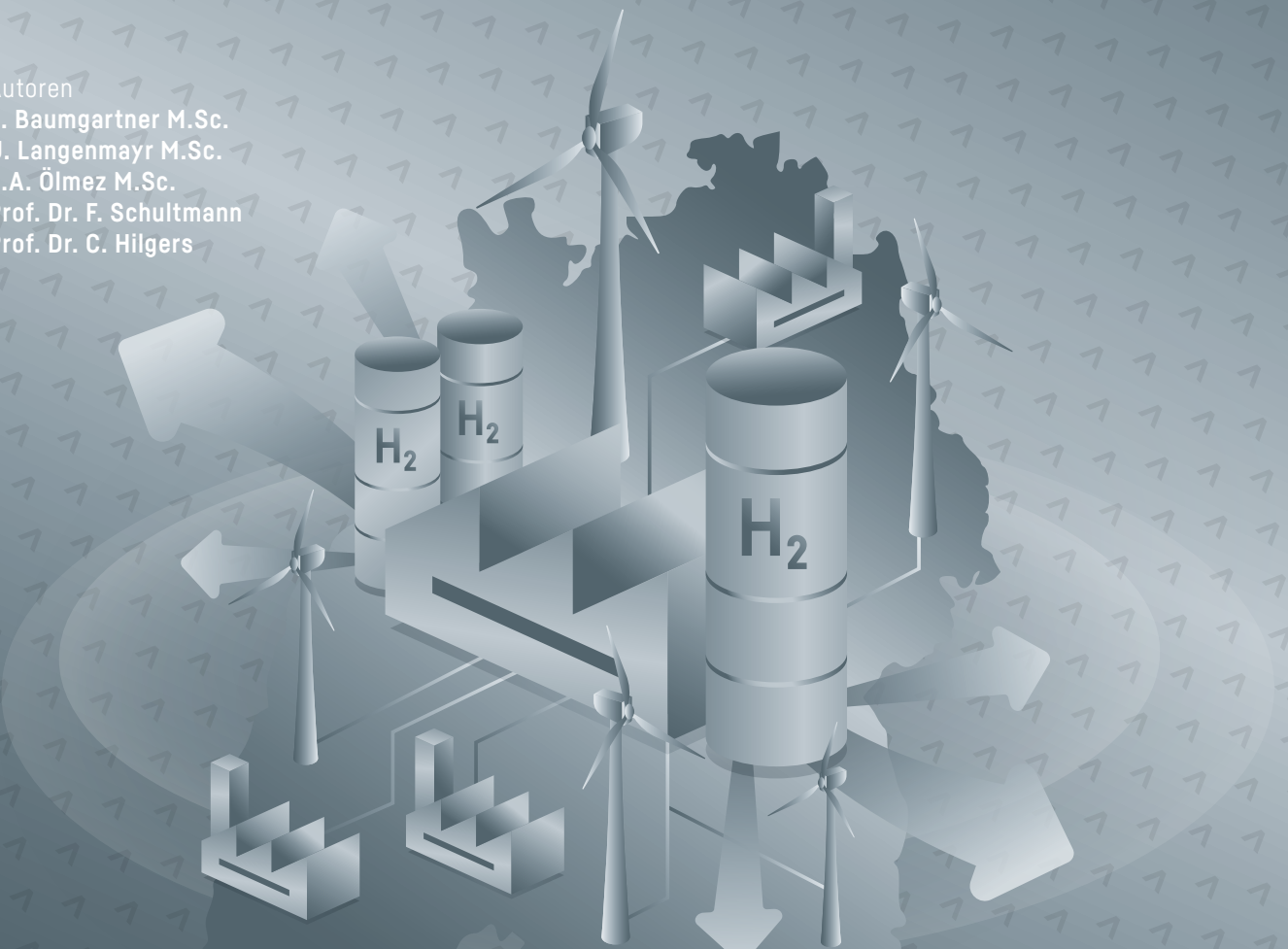
L. Baumgartner M.Sc.

U. Langenmayr M.Sc.

J.A. Ölmez M.Sc.

Prof. Dr. F. Schultmann

Prof. Dr. C. Hilgers



# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
1 Herausforderungen auf dem Weg zur Klimaneutralität	8
2 Wasserstoff als Lösungsansatz	10
2.1 Europäische Erneuerbare-Energie-Richtlinien II und III	10
2.2 Angestrebte Ziele auf nationaler und regionaler Ebene	11
3 Wasserelektrolyse	13
4 Wachsender Bedarf: Baden-Württemberg plant Ausbau von erneuerbarem Wasserstoff	14
5 Produktionsstandort Baden-Württemberg	15
6 Potentialstudie in Baden-Württemberg	19
6.1 Rohstoff- und Wasserbedarf	22
7 Diskussion	25
7.1 Potenzielle Engpässe für Seltenerdmetalle und Platingruppenelemente	25
7.2 Herausforderungen und Chancen einer dezentralen Wasserstoffproduktion in Baden-Württemberg	33
7.3 Einordnung der politischen Zielsetzung im Kontext der Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft	36
8 Fazit	38
9 Literaturverzeichnis	39

# Vorwort

Wasserstoff nimmt eine zentrale Rolle bei der Transformation der Industrie ein, insbesondere in Form von „grünem“ Wasserstoff, der durch Elektrolyse aus Wasser und Strom aus erneuerbaren Energie gewonnen wird. Er bildet die Grundlage für nicht-fossile industrielle Wertschöpfungsketten, etwa in der Chemie- und Stahlindustrie, und wird zur CO<sub>2</sub>-Reduktion sowie als Ersatz für Kohle und Koks benötigt.

Um dieses Potenzial auszuschöpfen, ist eine massive Steigerung der Elektrolysekapazitäten erforderlich. Die nationale Wasserstoffstrategie Deutschlands hat das Ziel, bis 2030 Kapazitäten von 10 GW zu schaffen. Besonders Baden-Württemberg als eine der am stärksten industrialisierten Regionen Europas ist gefordert.

Die Wasserstoffwirtschaft basiert auf zentralen Technologien wie Elektrolyseuren, Wind- und Solaranlagen sowie den dazugehörigen Leitungsinfrastrukturen. Diese benötigen erhebliche Mengen an kritischen Rohstoffen wie Platinmetalle, Seltene Erden, Kupfer und Iridium. Vor dem Hintergrund geopolitischer Veränderungen wurden für Baden-Württemberg Bedarfsanalysen durchgeführt. Beispielsweise erfordern die für Baden-Württemberg exemplarisch geplante 400 MW PEM-Elektrolyse unter anderem etwa 0,2 t Iridium.

Ist das viel oder wenig? Zum Vergleich dazu: Deutschlands Ziel von 10 GW Elektrolysekapazität würde 2,25 t Iridium beanspruchen. Die aktuelle weltweite Jahresproduktion von Iridium liegt nur bei etwa 7,5 t. Die europäischen Ziele bis 2050 könnten einen Bedarf von bis zu 13 t erfordern.

Grundlegend haben folgende Thesen die bereits 2019 vom THINKTANK ausgearbeitet wurden weiterhin Bestand:

1. Es besteht kein internationaler Konsens zur Rohstoffverteilung.
2. Die Konkurrenz um Rohstoffe ist bereits im Gange und wird weiter zunehmen.
3. Der Abbau von Industrien entlang der Wertschöpfungskette in Deutschland und Europa bedingt Innovations- und Wissensverlust.



Um die Versorgung mit kritischen und strategischen Rohstoffen sicherzustellen, ist Handeln geboten. Der „Critical Raw Materials Act“ der EU ist ein erster Schritt, jedoch sind weitere Maßnahmen seitens Industrie gemeinsam mit der Politik und der Zivilgesellschaft notwendig, die in dieser und weiteren Publikationen des THINKTANKS aufgezeigt werden.

Auch die Gestehungskosten des Wasserstoffs sind entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit der baden-württembergischen Industrie und des Industriestandorts. Dezentrale Wasserstoffproduktion könnte regionale Abnehmer direkt versorgen, Transportkosten reduzieren und die regionale Wertschöpfung stärken. Die Kosten für den Auf- und Ausbau des Transportnetzes ließen sich senken. Bei einer gesamtheitlichen Betrachtung würden allerdings die Gestehungskosten in wind- bzw. sonnenreichen Regionen in und außerhalb Deutschlands noch wesentlich geringer ausfallen.



**Dr. Christian Kühne**

Geschäftsführer

THINKTANK Industrielle Ressourcenstrategien

# Zusammenfassung

Der zunehmende anthropogene Klimawandel erfordert sektorübergreifende innovative technologische Lösungen, um Treibhausgasemissionen nachhaltig zu reduzieren. Wasserstoff gilt dabei als wichtiges Instrument zur Dekarbonisierung schwer zu elektrifizierender Industrien (bspw. Düngemittelindustrie, Chemieindustrie) und eröffnet innovative Handlungsoptionen für die langfristige Energiespeicherung und die Netzregulierung in Zeiten von Dunkelflauten und Stromüberschüssen. Damit Wasserstoff diese vielseitige Rolle erfüllen kann, muss dieser emissionsarm hergestellt werden und wettbewerbsfähig sein.

Während derzeit der Großteil des weltweiten Wasserstoffs aus Erdgas, Kohle und Erdöl gewonnen wird, verpflichten sich die Mitgliedstaaten der Europäischen Union (EU) gemäß der Erneuerbaren-Energien-Richtlinien der EU die Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse mithilfe von elektrischem Strom aus erneuerbaren Energien (bspw. Wind, Sonne, Wasser) auszubauen. Folglich hat die Bundesregierung sich in ihrer Wasserstoffstrategie das Ziel gesetzt, bis 2030 Elektrolysekapazitäten von 10 GW aufzubauen, um Wasserstoff bereitzustellen. Bislang stoßen die ambitionierten Ziele der Bundesregierung für den Ausbau der Wasserstoffelektrolysekapazitäten auf verhaltene Reaktionen aus der Industrie. Von den bis 2030 angestrebten 10 GW sind 57,3 MW in Betrieb, 12,4 MW im Bau und für 140,8 MW liegen Investitionszusagen vor [1].

Auch die Verfügbarkeit und Versorgung mit kritischen und strategischen Rohstoffen für den Bau und Betrieb der Elektrolyseure könnte eine Herausforderung für die Realisierung dieses politischen Ziels darstellen. Windenergieanlagen und Protonenaustauschmembran-Elektrolyseure (PEMEL) sind auf kritische und strategische Rohstoffe wie bspw. Seltenerdmetalle und die Platingruppenelemente angewiesen. Alkalische Elektrolyseure (AEL) hingegen sind in vernachlässigbarem Maße von kritischen Rohstoffen abhängig, weisen jedoch im Vergleich zu PEMEL eine geringere Flexibilität und Effizienz auf. Ausgehend von einem Marktanteil von 45 % der PEMEL an den Gesamtkapazitäten von 10 GW [2], stünde dem Iridiumbedarf von 2,25 t bei heutigem Technologiestand eine weltweite jährliche Iridiumproduktion von 7,5 t (Stand 2022) gegenüber. Für Europa wird unter Annahme konstanter Materialzusammensetzung ein jährlicher Iridiumbedarf von bis zu 13 t im Jahr 2050 erwartet [3, 4].<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Durchschnittlicher Iridiumpreis (verarbeitet) im April 2024: 161.359,52 EUR/kg (Quelle: Umicore). Kosten für 13 t Iridium würden sich im April 2024 auf über 2 Mrd. EUR belaufen.

Um diese Herausforderung zu beleuchten, wurde beispielhaft der Bedarf an kritischen und strategischen Rohstoffen zur Herstellung von Windenergieanlagen sowie für Wasserstoff durch AEL und PEMEL für eine exemplarische Modellregion im Nordosten Baden-Württembergs ermittelt. Bei berechneten Kapazitäten von 533 MW installierter Leistung an Windkraftanlagen und 402,9 MW installierter Leistung an PEM-Elektrolyseuren würden etwa 3,2 t Dysprosium, 14,94 t Neodym, 4,8 t Praseodym, 0,53 t Terbium sowie 201,5 kg Iridium gebraucht werden.

Um Entscheidungsträger bei der Entwicklung wirksamer Rohstoffstrategien zu unterstützen, ist ein Verständnis der globalen Lieferketten erforderlich, zumal Deutschland ein nachgelagerter Akteur in der Lieferkette dieser Rohstoffe ist. Mit einer speziell auf die Bedürfnisse der deutschen Industrie abgestimmten Kritikalitätsbetrachtung sowie durch eine aktive Datensammlung über die Handelspartner, deren geographische Verteilung und verfügbare Rohstoffmengen, könnte zu einem besseren Verständnis der Lieferketten beigetragen werden. Aufbauend auf diesem Verständnis wäre es möglich, Strategien zu entwickeln, Engpässe frühzeitig zu erkennen und die Resilienz der inländischen Industrie zu sichern. Aufgrund der wachsenden Nachfrage nach Rohstoffen durch den Ausbau alternativer Energien (und auch für andere Technologien) sowie einer hohen Konzentration der globalen Produktionskapazitäten auf einzelne Länder steigt das Risiko von Versorgungsengpässen. Um die Abhängigkeit von Ländern mit oligopolistischen Marktpositionen zu verringern und eine resiliente Rohstoffverfügbarkeit zu gewährleisten, sollten geeigneten Rahmenbedingungen geschaffen werden, die Rohstoffsicherheit zu gewährleisten. Dazu gehört:

- Gesellschaftliche Bildung zu Zusammenhängen von Rohstoff- und Energie-Bedarf und der dauerhaften Notwendigkeit von Bergbau und Recycling zum Erhalt gesellschaftlichen Wohlstands
- Explorationsanstrengungen und Direktinvestitionen in den Bergbau in Drittländern sowie Ausbau von Rohstoff-Partnerschaften mit Ländern, die über diese Rohstoffe verfügen und in den tatsächlichen Auf- und Ausbau von Lieferketten münden
- Zugang zu Rohstoffen für den Mittelstand
- Forschung und Entwicklung zur Steigerung der Materialeffizienz bzw. zur Substitution von kritischen Rohstoffen
- Vorhalten von Recyclingkapazitäten und der dazu notwendigen Infrastruktur von Verhüttung und Raffination

Zusätzlich zum Bedarf an kritischen und strategischen Rohstoffen wurden die Wasserstoffgestehungskosten für ausgewählte Elektrolysetypen abgeschätzt. Für alkalische Elektrolyseure lägen die Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der regionalen Gegebenheiten im Jahr 2023 in Baden-Württemberg zwischen 5,45 bis 14,16 EUR pro Kilogramm H<sub>2</sub>; für Protonenaustauschmembran-Elektrolyseure 6,10 bis 15,55 EUR pro Kilogramm H<sub>2</sub>. Im Jahr 2030 könnten die Wasserstoffgestehungskosten für alkalische Elektrolyseure voraussichtlich zwischen 3,60 und 9,54 EUR pro Kilogramm H<sub>2</sub> und für Protonenaustauschmembran-Elektrolyseure zwischen 3,10 und 8,22 EUR pro Kilogramm H<sub>2</sub> liegen. Aufgrund regionaler Unterschiede in den Windenergiepotenzialen können die Wasserstoffgestehungskosten in Baden-Württemberg um mehr als 100 % variieren, wobei der Nordosten die geeignetsten Produktionsbedingungen in Baden-Württemberg aufweist. Dieses Nord-Süd-Gefälle in den Wasserstoffgestehungskosten setzt sich auf Bundesebene fort.

Die modellierte Wasserstoffproduktion in der Beispielregion Schrozberg im Nordosten Baden-Württembergs könnte bei einer Nennleistung von 336 bis 412,4 MW für alkalische Elektrolyseure (AEL) eine jährliche Produktion von 641,5 bis 808,0 GWh<sub>H<sub>2</sub></sub> bei Wasserstoffgestehungskosten zwischen 3,6 [im Jahr 2030] und 5,45 EUR [im Jahr 2023] pro Kilogramm H<sub>2</sub> erzielen. Für Protonenaustauschmembran-Elektrolyseure (PEMEL) wäre eine Jahresproduktion von 606,9 bis 928,5 GWh<sub>H<sub>2</sub></sub> bei einer maximalen Nennleistung von 286,9 bis 402,9 MW und Wasserstoffgestehungskosten zwischen 3,1 [im Jahr 2030] und 6,1 EUR [im Jahr 2023] pro Kilogramm H<sub>2</sub> möglich. Der Wasserbedarf der Modellanlage beläuft sich dabei auf weniger als 10 % des Wasserverbrauchs des betrachteten Landkreises in Baden-Württemberg. Die Modellregion grenzt an ein großes Grundwasservorkommen.

Der Aufbau einer dezentralen Produktion von Wasserstoff würde die Möglichkeit bieten, regionale Abnehmer ohne Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz mit Wasserstoff zu versorgen. Weiter könnten dadurch zusätzliche Kosten für den Ausbau des Transportnetzes reduziert und die regionale Wertschöpfung und Resilienz gestärkt werden. Die Kosten sind allerdings im Norden von Deutschland, mehr noch in wind- bzw. sonnenreichen Regionen außerhalb Deutschlands, wesentlich geringer.

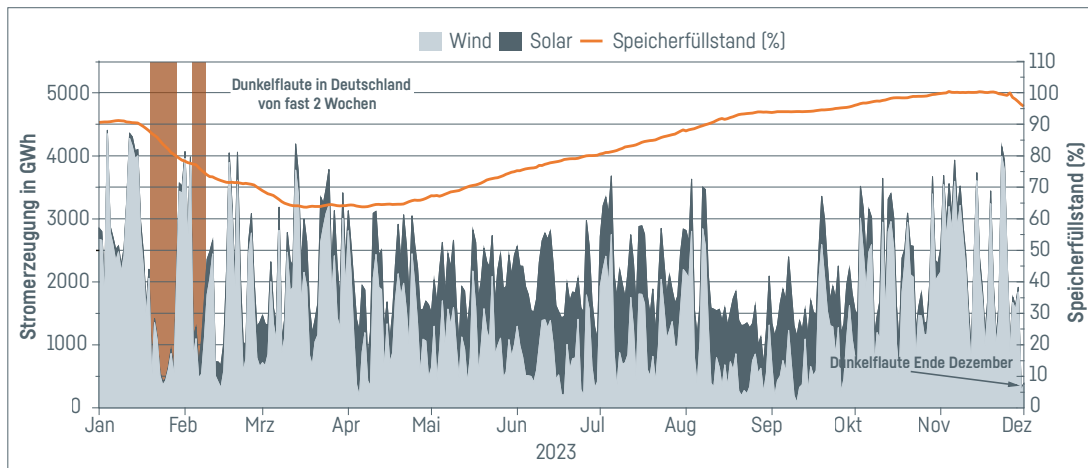
# 1 Herausforderungen auf dem Weg zur Klimaneutralität

Die internationalen Bemühungen zur Erreichung der Pariser Klimaziele erfordern neue sektorübergreifende, wirtschaftliche, kohlenstoffarme und industriell skalierbare Ansätze zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Mit 242 Mio. t CO<sub>2-Äq.</sub> emittierte der Energiesektor im Jahr 2022 39 % der gesamten deutschen Emissionen [5]. Die zu Beginn der 2000er Jahre gestartete deutsche Initiative „Energiewende“ zur Dekarbonisierung des Primärenergieverbrauchs leitete den verstärkten Ausbau der Wind- und Solarenergie in Deutschland ein. Seitdem haben sich die Erzeugungskapazitäten in Deutschland mit 247,1 GW mehr als verdoppelt, wobei Wind- und Solarenergie insgesamt 154,8 GW beitragen (Stand: 2024) [6]. Gleichzeitig sank die Bruttostromerzeugung in Deutschland von 572 TWh<sub>el</sub> (Stand: 2000) auf 508 TWh<sub>el</sub> (Stand: 2023) [7]. Im Jahr 2023 überstieg der jährliche Anteil der erneuerbaren Energien an der öffentlichen Nettostromerzeugung in Deutschland erstmals für beide die 50 % Marke [8].

Die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu Windkraft und Photovoltaik stellt die Energieversorgung aufgrund der intermittierenden Natur dieser Stromerzeugung vor Herausforderungen. Insbesondere gilt dies für die Stabilität des Energienetzes und die resiliente Rohstoffversorgung, um die neuen Anlagen (Energiewandler) bauen zu können. Die angestrebte vollständige Abhängigkeit der Bruttostromerzeugung von erneuerbaren Energien erfordert unter anderem einen umfassenden Ausbau von Langzeitspeichern (z.B. Ariadne-Report, Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2024) und ein transnationales Stromnetz, ist jedoch auch von der Rohstoffversorgung abhängig.

Des Weiteren führt eine Unter- wie auch eine Überproduktion von Wind- und Solarenergie zu Herausforderungen bei der Netzstabilität und ggfs. Versorgungssicherheit. Während bei Dunkelflauten konventionelle Kraftwerke hochgefahren werden müssen, werden Erzeugungskapazitäten von Windkraft und Photovoltaik in Zeiten hoher Verfügbarkeit von Wind und Sonne abgeregelt, wodurch verfügbare Energie ungenutzt bleibt. Im Jahr 2022 wurden bundesweit insgesamt 8.061 GWh an erneuerbaren Energien abgeregelt. Dies entsprach 1 % der Bruttostromerzeugung des Landes und verursachte Kosten in Höhe von 900 Mio. EUR [9]. Im selben Betrachtungszeitraum mussten in Deutschland in Zeiten von Dunkelflauten zusätzliche 7.920 GWh durch das Hochfahren von konventionellen Kraftwerken (Braun-, Steinkohle, Kernenergie und Erdgas) kompensiert werden [9]. Im Januar 2023 erfasste Deutschland eine fast zwei Wochen anhaltende Dunkelflaute; in diesem Zeitraum entnahm Deutschland ungefähr 10 % der Gasreserven (ca. 27 TWh) aus den Gasspeichern (Abbildung 1) [10].





**Abbildung 1: Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie sowie der Speicherfüllstand der deutschen Erdgasspeicher im Jahr 2023. Im Januar herrscht in Deutschland ungefähr 2 Wochen lang eine anhaltende Dunkelflaute, was zur Folge hat, dass in Deutschland mehr Erdgas zur Stromerzeugung aus den Erdgasspeichern entnommen wurde (Daten: [10, 11]).**

Obwohl die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Stromerzeugung Fortschritte erzielen konnte, steht die Primärenergieversorgung Deutschlands vor weiteren Herausforderungen. In den vergangenen zwei Jahrzehnten stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in Deutschland von 8,0 % (Stand: 2000) auf insgesamt 19,6 % an [12], jedoch auch die deutschen Stromkosten. Angesichts des Fortschritts bei der Dekarbonisierung des deutschen Primärenergieverbrauchs erscheint das Ziel der Klimaneutralität Baden-Württembergs bis zum Jahr 2040 als ambitioniert, insofern dass bislang keine wirtschaftlich erfolgreichen Alternativen verfügbar sind.

Die deutsche Industrie mit einem Anteil von 17,9 % der deutschen Treibhausgasemissionen im Jahr 2022 [13] ist auf Kohlenwasserstoffe Erdgas, Erdöl und Kohle als Energieträger wie auch als Grundrohstoff angewiesen. So emittierte die deutsche Stahlindustrie, welche im Hochofen Steinkohlekoks als Reduktionsmittel und Brennstoff einsetzt, im Jahr 2022 33,2 Mio. Tonnen CO<sub>2-Äq.</sub>. Sie verursacht rund 30 % der Emissionen der deutschen Industrie. Auch die mineralölverarbeitende und chemische Industrie trugen 2022 mit jeweils 21 % [23,5 Mio. t CO<sub>2-Äq.</sub>] bzw. 13 % [14,1 Mio. t CO<sub>2-Äq.</sub>] zu den Emissionen der deutschen Industrie bei [5]. Ein Großteil der CO<sub>2</sub>- und weiteren Treibhausgasemissionen werden bei der Mineralölverarbeitung, der Herstellung von organischen Grundchemikalien wie Ammoniak, Wasserstoff und Synthesegas emittiert.

Im Jahr 2022 verzeichnete die Industrie in Baden-Württemberg Gesamtemission von 10,8 Millionen Tonnen CO<sub>2-Äq.</sub> [14]. Gegenüber dem Vorjahr entspricht dies einem Rückgang um 10,3 %, wobei der Rückgang insbesondere auf die Reduzierung der Industrieproduktion in Baden-Württemberg zurückzuführen ist [15]. Damit nimmt die Industrie in Baden-Württemberg den vierten Platz unter den Emittenten ein, hinter der Energiewirtschaft mit 20,4 Mio. Tonnen CO<sub>2-Äq.</sub>, dem Verkehr mit 20,2 Mio. Tonnen CO<sub>2-Äq.</sub> und den Gebäuden mit 15,6 Mio. Tonnen CO<sub>2-Äq.</sub> [15].

## 2 Wasserstoff als Lösungsansatz

Zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Energiesektor und für ausgewählte Industriezweige wird die Nutzung von CO<sub>2</sub>-neutralem Wasserstoff gefördert. Wasserstoff lässt sich vielseitig als Energieträger und chemischer Grundstoff einsetzen, ist allerdings in den gewünschten Mengen und bezahlbaren Kosten derzeit nicht verfügbar. Im Jahr 2022 betrug die weltweite Wasserstoffproduktion 95 Millionen Tonnen, wobei etablierte Produktionswege aus Kohlenwasserstoffen (insbesondere Erdgas) den Markt mit über 99 % dominierten [16, 17]. Lediglich 0,1 % der Gesamtproduktion (100 kt) wurden 2022 durch Wasserstoffelektrolyse aus erneuerbaren Energien (Wind, Solar, Wasser) gewonnen. Bis 2030 wird erwartet, dass der globale Markt auf insgesamt 150 Millionen Tonnen anwachsen wird [17]. Die Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa der Europäischen Kommission zielt darauf ab, bis 2030 mindestens 40 GW Elektrolysekapazitäten zu installieren und bis zu 10 Millionen Tonnen Wasserstoff aus Windenergie, Solarenergie und Wasserkraft über Elektrolyse zu produzieren [18].

### 2.1 Europäische Erneuerbare-Energie-Richtlinien II und III

Bislang führte eine ungenaue Klassifizierung der Wasserstoffproduktionspfade anhand einer Farbcodierung zu Unsicherheiten auf dem europäischen Markt. Durch die Verabschiedung zweier delegierter Rechtsakte zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) durch den Europäischen Rat und das Parlament im Jahr 2023 wurde die Grundlage dafür geschaffen, welche Produktionspfade von Wasserstoff als erneuerbar gelten.

Mit dem ersten Rechtsakt wurden Wasserstoff und dessen Derivate den flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs (RFNBO: renewable fuels of non-biological origin) zugeordnet [19]. Als sog. erneuerbarer Wasserstoff wird definiert, dass dieser vollständig aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wurde. Darüber hinaus soll über Art. 27 Abs. 3 (Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission) sichergestellt werden, dass nach einer Übergangszeit bis Ende 2026 für die Wasserstoffproduktion das Prinzip der Zusätzlichkeit sowie eine räumliche (Elektrolyseure müssen in derselben Stromgebotszone errichtet werden) und zeitliche Korrelation (erzeugter Strom muss ab 2030 in derselben Stunde für die Produktion von Wasserstoff verwendet werden) zwischen Anlage und Stromquelle eingehalten wird [19]. Dies soll gewährleisten, dass der erhöhte Energiebedarf der Elektrolyseure nicht zu einem Anstieg des Einsatzes von Kohlenwasserstoffen (Erdgas, Erdöl, Kohle) in der Stromerzeugung führt und somit die Dekarbonisierung der Stromversorgung bremst. Diese Regelungen gelten sowohl für den europäischen Raum wie auch für Drittländer, die in die EU importieren möchten [19].

Der zweite delegierte Rechtsakt beinhaltet einerseits eine Methodik zur Berechnung der Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus für RFNBOs [20] und andererseits Treibhausgasemissionsgrenzen für die Herstellung von Wasserstoff. Gemäß Art. 25 Abs. 2 muss erneuerbarer Wasserstoff eine Treibhausgaseinsparung von mindestens 70 % im Vergleich zu den ersetzenden Kraftstoffen aufweisen [20]. Bezogen auf die Gesamtlebenszyklusemissionen definiert der Rechtsakt einen Schwellenwert von 3,38 kg CO<sub>2</sub>-Äq. pro kg Wasserstoff [21].

Mit dem Inkrafttreten der novellierten Fassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III) am 20. November 2023 werden die EU-Mitgliedstaaten dazu verpflichtet, diese bis zum 1. Juli 2024 in nationales Recht umzusetzen. Neu definierte Beschleunigungsgebiete für erneuerbare Energien, Netze und Speicher sollen gemäß Art. 16a Abs. 1 RED III vereinfachte Umweltverträglichkeits- und Artenschutzprüfungen zulassen, wobei das Ausbleiben einer behördlichen Antwort als Zustimmung gewertet wird [22]. Gemäß Art. 22a Abs. 1 RED III soll der „Anteil der erneuerbaren Energien an den Energiequellen, die für den Endenergieverbrauch und nicht energetische Zwecke im industriellen Sektor verwendet werden, um einen Richtwert von 1,6 Prozentpunkten [...] [jährlich] erhöht werden“ [22, S. 44]. So sollen die Mitgliedstaaten sicherstellen, „dass der Beitrag der für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke genutzten erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs in der Industrie bis spätestens 2030 mindestens 42 % und bis 2035 60 % des für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke genutzten Wasserstoffs beträgt“ [22, S. 45].

## 2.2 Angestrebten Ziele auf nationaler und regionaler Ebene

Um den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen, veröffentlichte die Bundesregierung im Jahr 2020 die „Nationale Wasserstoffstrategie“ mit dem Ziel, Deutschlands Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten, die Klimaziele zu erreichen und den Wohlstand durch die Erschließung neuer Märkte zu sichern [23]. Hierfür hat die Bundesregierung ein breites Maßnahmenbündel zur Förderung der Forschung und Entwicklung von Wasserstofftechnologien, zum Aufbau einer eigenen Produktion, zur Schaffung eines Investitionsrahmens für Infrastruktur und Handel sowie zur Entwicklung und Umsetzung von Standards und Zertifizierungen erarbeitet. Insbesondere sollen die Elektrolysekapazitäten zur Produktion von erneuerbarem Wasserstoff deutschlandweit bis zum Jahr 2030 auf insgesamt 10 GW ausgeweitet werden [23]. Zur Erreichung dieser Ziele wurde im Koalitionsvertrag der amtierenden Bundesregierung eine finanzielle Unterstützung von insgesamt 7 Milliarden Euro zugesichert [24]. Die Bundesregierung erwartet einen Wasserstoffbedarf von 95 bis 130 TWh im Jahr 2030 [23]. Der Großteil des deutschen Wasserstoffverbrauchs von ungefähr 55 TWh wird derzeit lokal über die Dampfreformierung von Methan gewonnen, grüner Wasserstoff wird bislang in geringfügigen Mengen produziert [23].

Ebenfalls im gleichen Jahr hat die Landesregierung Baden-Württemberg die „Wasserstoff-Roadmap BW“ auf den Weg gebracht. Das Strategiepapier verfolgt das Ziel, Baden-Württemberg als internationalen Vorreiter im Bereich der Wasserstofftechnologie zu etablieren und sukzessive einen Wasserstoffmarkt aufzubauen [25]. Verstärkt wird dieses Vorhaben durch das 2023 verabschiedete Klimaschutz- und Klimaanpassungsgesetz Baden-Württemberg, mit dem sich das Land verpflichtet, bis 2040 klimaneutral zu werden [26]. Es werden keine Angaben zu eigenen Produktionskapazitäten gemacht, lediglich darauf hingewiesen, dass der Import eine wichtige Rolle spielen wird. Um die Versorgungssicherheit beim Ausbau der bundesweiten Wasserstoffinfrastruktur zu gewährleisten, plant Baden-Württemberg den Aufbau dezentraler Produktionskapazitäten in der Nähe regionaler Nachfragecluster [27]. Um diesen Ausbau zu beschleunigen, will die Landesregierung Investoren durch die Ausweisung von sog. Gunststandorten für Produktionskapazitäten unterstützen [27].

### 3 Wasserelektrolyse

Gegenwärtig sind vier Haupttypen von Elektrolyseuren für die Wasserstofferzeugung auf dem globalen Markt vorhanden: Alkalische Elektrolyseure (AEL) und Protonenaustauschmembran-Elektrolyseure (PEMEL) gelten als die führenden Technologien. Festoxid-Elektrolyseure (SOEC) und Anionenaustauschmembran-Elektrolyseure (AEM) nehmen bisher eine untergeordnete Rolle ein [28]. Das Technology Readiness Level (TRL) der verschiedenen Technologien unterstreicht diese Unterschiede: PEMEL und AEL erreichen jeweils einen TRL von 9, was einem qualifizierten System mit nachgewiesenem erfolgreichem Einsatz entspricht. SOEC hingegen erreichen einen TRL von 7, was den Einsatz eines Prototyps anzeigt, während AEM einen TRL von 6 aufweisen, was auf einen Prototyp in einer Einsatzumgebung verweist [29]. Diese Unterschiede in der technologischen Reife spiegeln sich auch in den Marktanteilen der weltweit installierten Elektrolyseur-Kapazitäten wider. Im Jahr 2022 entfielen 59 % der weltweit installierten Kapazität auf AEL (404 MW), 32 % auf PEMEL (217 MW) und 9 % auf unspezifische Projekte (66 MW) [1]. Für Ende 2023 wird eine Verringerung der Unterschiede zwischen den Technologien erwartet [1]. Der technische Vergleich der beiden marktdominierenden Elektrolysetechnologien ist in Tabelle 1 dargestellt.

**Tabelle 1: Übersicht ausgewählter Leistungsindikatoren [2, 30, 31].**

Parameter	AEL	PEMEL
Betriebsspannung	1,4 – 3 V	1,4 – 2,3 V
Elektrischer Energieverbrauch	50 – 78 kWh kg <sup>-1</sup> H <sub>2</sub>	50 – 83 kWh kg <sup>-1</sup> H <sub>2</sub>
Elektrischer Wirkungsgrad	48 – 53 %	50 – 68 %
Elektroden-/Katalysatormaterial	Nickelbeschichteter rostfreier Stahl	Iridium (Anode), Platin, Palladium oder Ruthenium (Kathode)
Investitionsausgaben (CapEx) für ein 10 MW System	495 – 990 EUR kW <sup>-1</sup>	693 – 1386 EUR kW <sup>-1</sup>
Lebensdauer	60.000 – 80.000 Std.	50.000 – 100.000 Std.
Startzeit aus kaltem Standby	< 50 Min.	< 20 Min.
Stromdichte	0,2 – 0,8 A cm <sup>-2</sup>	1 – 3 A cm <sup>-2</sup>
Reinstwasser Verbrauch pro kg H <sub>2</sub>	10 kg	9,5 – 10,7 kg

## 4 Wachsender Bedarf: Baden-Württemberg plant Ausbau von erneuerbarem Wasserstoff

Gemäß der „Initiative Wasserstoff für Baden-Württemberg“ des Fernleitungsnetzbetreibers terranets bw ist ein zunehmender Wasserstoffbedarf für Baden-Württemberg zu erwarten. Als Datengrundlage der Prognose dienen Bedarfsmeldungen der baden-württembergischen Industrie mit einer Zuordnung in fünf Nachfrageclustern (Abbildung 2). Cluster 1 umfasst die Region Rhein-Neckar sowie den Großraum Stuttgart. Cluster 2 ist auf den Raum Bodensee/Oberschwaben beschränkt. Cluster 3a umfasst die Region Schwarzwald-Baar, während Cluster 3b den Raum Göppingen/Heidenheim/Ulm abdeckt. Cluster 4 konzentriert sich auf die Oberrhein-Ebene [32]. Abbildung 2 zeigt die georeferenzierten prognostizierten Bedarfswerte für die Jahre 2030, 2032 und 2040 in Baden-Württemberg, wobei insbesondere in Bedarfscluster 1 mit einem exponentiellen Anstieg des Bedarfs zu rechnen ist. Unterschiede in den Bedarfsmengen der Cluster korrelieren dabei mit den industriellen Ballungszentren Baden-Württembergs. Der für das Jahr 2032 prognostizierte Bedarf beträgt dabei das 1.576-fache der derzeitigen jährlichen Produktion an erneuerbarem Wasserstoff in Baden-Württemberg von 0,02 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> [33].

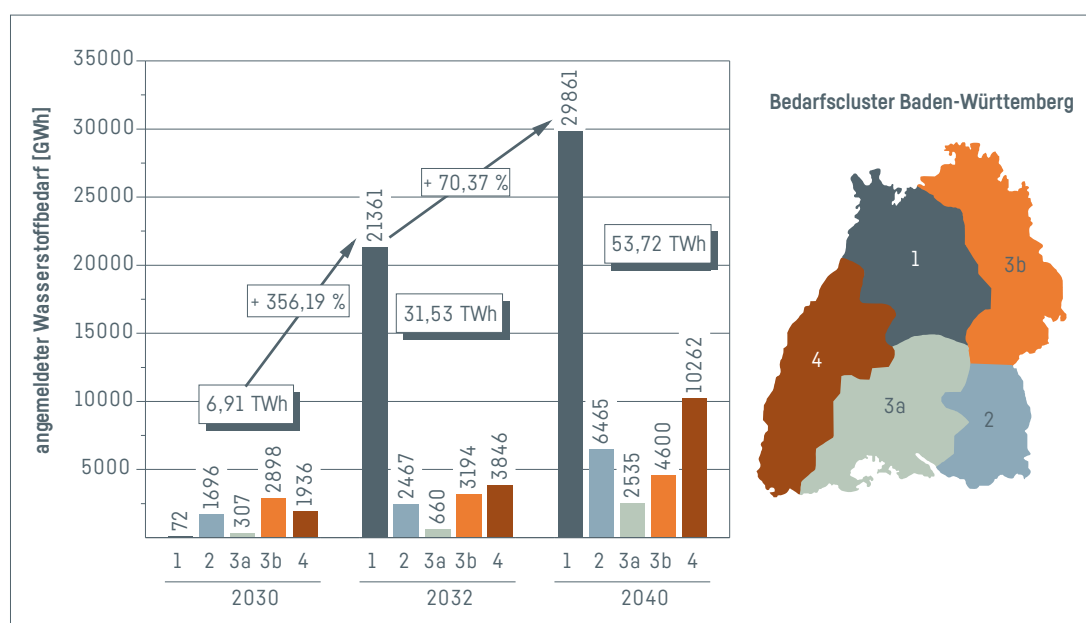


Abbildung 2: Prognostizierte Bedarfsangaben für Baden-Württemberg für die Jahre 2030, 2032 und 2040 aufgeschlüsselt nach Bedarfsclustern (Daten: [32]). Derzeitige jährliche Wasserstoffproduktion in Baden-Württemberg: 0,02 TWh [33].

# 5 Produktionsstandort Baden-Württemberg

Für die Betrachtung des Produktionsstandorts Baden-Württemberg wurden die Wasserstoffgestehungskosten (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH) für insgesamt 70 Rasterzellen (ca. 25 x 25 km) für vier unterschiedliche Szenarien berechnet. Die Szenarien basieren auf einer netzunabhängigen Wasserstoffproduktion aus Onshore-Windenergie, wobei die Szenarien sich in der betrachteten Elektrolysetechnologie (AEL und PEMEL) wie dem Prognosehorizont (2023 und 2030) unterscheiden. Die georeferenzierte Kostenoptimierung wurde mithilfe des Programms „PtX-now“ durchgeführt.<sup>2</sup> Die extrapolierten Windenergie- und Elektrolysekapazitäten des Fallbeispiels bilden die Grundlage der Berechnung des Rohstoffbedarfs.

Die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten ergab für das Jahr 2023  $LCOH_{AEL}$  zwischen 5,45 und 14,16 EUR pro Kilogramm Wasserstoff und  $LCOH_{PEMEL}$  zwischen 6,10 und 15,55 EUR pro Kilogramm Wasserstoff (Abbildung 3). Für das Szenario 2023 liegen die  $LCOH_{AEL}$  in der Hälfte der untersuchten Zellen um 86 ct/kg unter den  $LCOH_{PEMEL}$ . Unter Berücksichtigung des technologischen Fortschritts bis zum Jahr 2030 werden  $LCOH_{AEL}$  zwischen 3,60 und 9,54 EUR pro Kilogramm Wasserstoff und  $LCOH_{PEMEL}$  zwischen 3,10 und 8,22 EUR pro Kilogramm Wasserstoff erwartet (Abbildung 3). Es wird angenommen, dass für diesen Zeitraum bei der Hälfte aller Rasterzellen die  $LCOH_{PEMEL}$  voraussichtlich um 69 ct/kg niedriger sein werden als die  $LCOH_{AEL}$ .

---

<sup>2</sup> Funktionsweise beschrieben in: Langenmayr & Ruppert (2023): Calculation of Synthetic Energy Carrier Production Costs with high Temporal and Geographical Resolution, Karlsruher Institut für Technologie (KIT). doi:10.5445/IR/1000162460

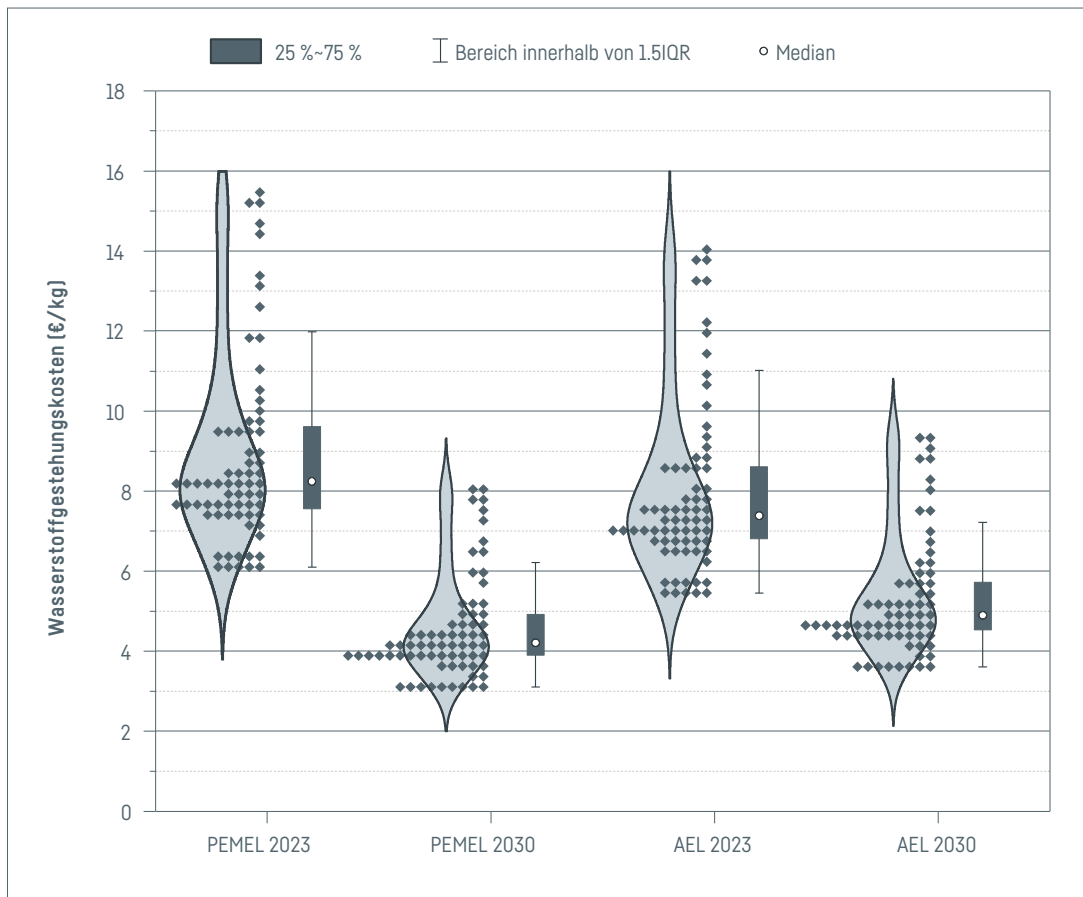


Abbildung 3: Wasserstoffgestehungskosten aufgeschlüsselt nach Szenario. Anzahl der untersuchten Rasterzellen = 70.

Die Ergebnisse zeigen, dass in der Anfangsphase des Markthochlaufs kostengünstiger durch den Einsatz von AEL produziert werden kann. Im weiteren Verlauf sollte allerdings die Installation von PEMEL in Betracht gezogen werden. Des Weiteren wird die Relevanz einer georeferenzierten Betrachtung für Baden-Württemberg ersichtlich. Unterschiedliche regionale Windverfügbarkeiten führen zu einem Nord-Süd-Gefälle in Baden-Württemberg, wobei die Wasserstoffgestehungskosten um mehr als 100 % variieren können (Abbildung 4). Cluster 3b weist dabei die niedrigsten LCOH auf, während Cluster 3a und 2 im Süden die höchsten LCOH-Werte aufweisen.

Die Ergebnisse zeigen, dass entgegen der Literatur im Nordosten Baden-Württembergs eine kostengünstigere Wasserstoffproduktion umsetzbar ist (vgl. [34–38]). Allerdings gestaltet sich ein Vergleich von Gestehungskosten aufgrund der unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen als schwierig. Neben technologischen Unterschieden stellt der Netzanschluss die Berechnung von Wasserstoffgestehungskosten vor eine Herausforderung. Basieren diese auf Anlagen mit Netzanschluss, müssen zu den Stromgestehungskosten potenzielle Versorgungsengpässe sowie der Einsatz von komplementären Technologien wie Batteriespeicher, Gaskraftwerke und in Zukunft auch wasserstoffbetriebene Kraftwerke eingepreist werden [39].



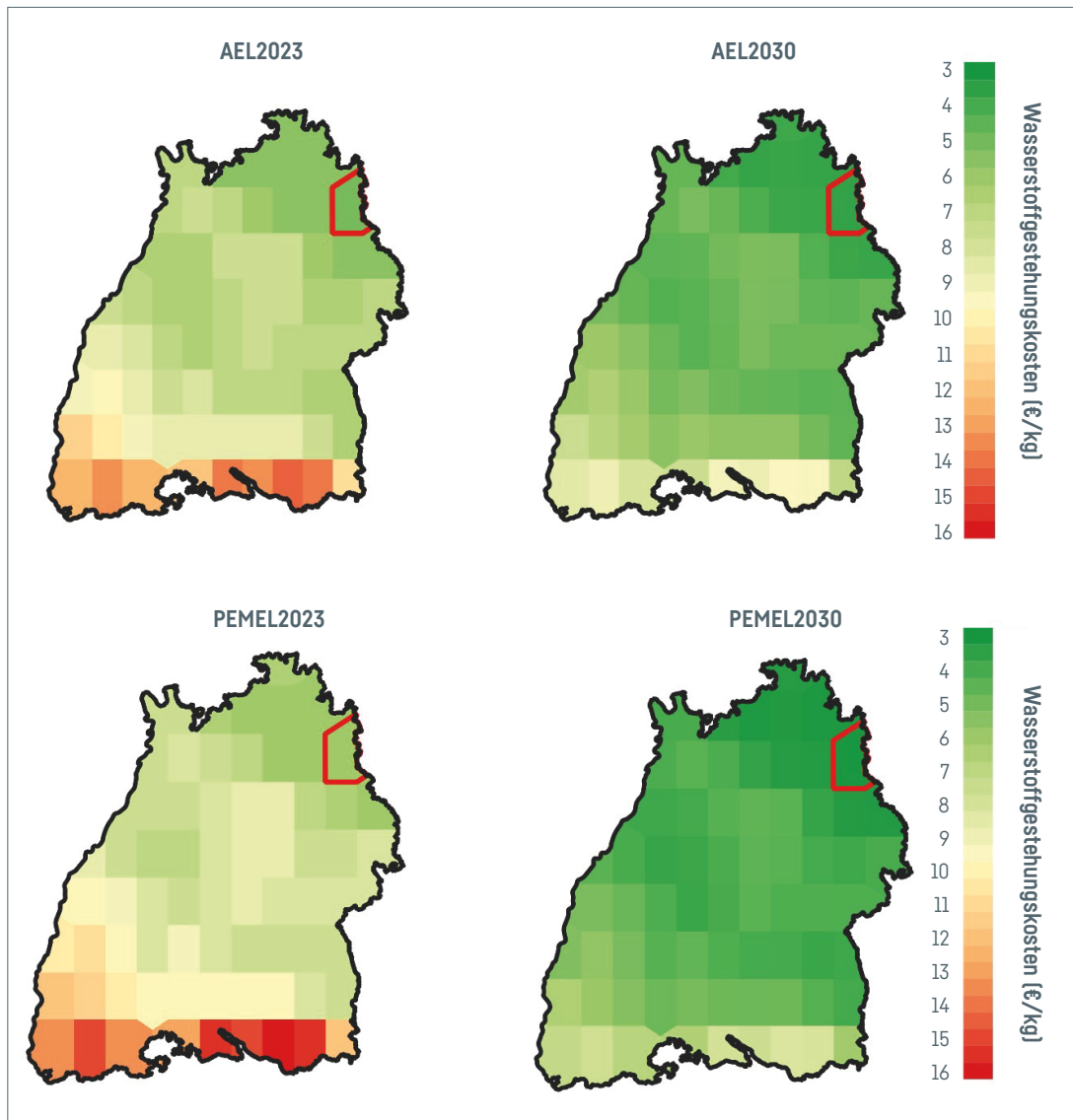


Abbildung 4: AEL- und PEMEL-Wasserstoffgestehungskosten für Baden-Württemberg. Die Gitterzelle mit den niedrigsten LCOH ist rot umrandet.

Bei der Bewertung der Berechnung der LCOH dieser Studie gilt es, die Einschränkungen der Methodik zu beachten, die sich sowohl positiv wie auch negativ auf die Wasserstoffgestehungskosten auswirken können, die hier jedoch nicht weiter differenziert wurden.

Synergien und Skaleneffekte, die durch eine Erhöhung der Produktionskapazitäten oder die gemeinsame Nutzung von Ressourcen bei der Installation der Anlagen entstehen können, zählen zu den Parametern, die einen positiven Einfluss auf die Produktionskosten haben können [40]. Durch Synergie- und Skaleneffekte sollten sich die Kosten für Windenergieanlagen und Elektrolyseure weiter reduzieren [28, 41].

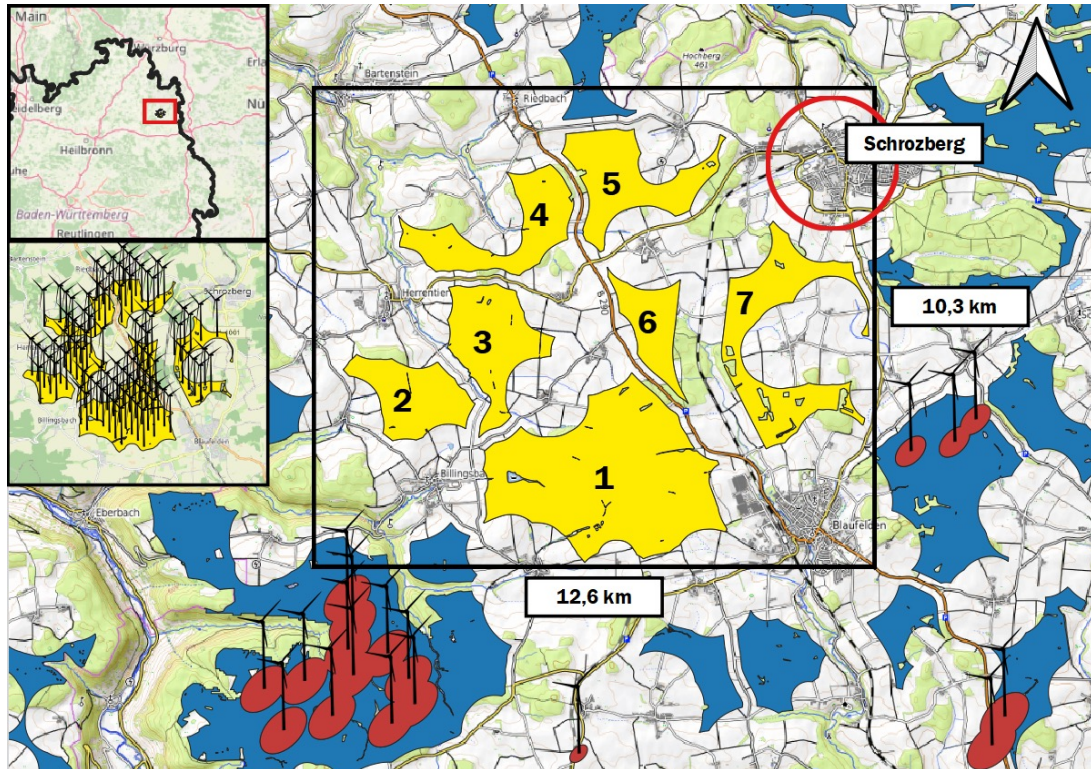
Auch staatliche Eingriffe könnten temporär zur Reduzierung der Wasserstoffgestehungskosten beitragen, bieten allerdings keine dauerhafte Lösung. Dazu gehören Subventionen, Carbon Contracts for Difference (CCfD) sowie die Beeinflussung der Preisgestaltung durch Erhöhung des Preises für CO<sub>2</sub>-Emissionen [40]. Zusätzlich ist die Nutzung der Nebenprodukte Sauerstoff und Abwärme zu bewerten. Studien zeigen, dass die Abwärme von Niedrigtemperatur-Elektrolyseuren (AEL und PEMEL) für die anteilige Versorgung moderner Niedrigtemperatur-Fernwärmenetze oder das Vorheizen der Rücklaufleitungen geeignet sein könnte [42, 43]. Allerdings gilt zu beachten, dass die zu erwartende steigende Effizienz mit einer Abnahme der nutzbaren Wärmeenergie einhergeht [42]. Auch der produzierte Sauerstoff könnte zu einem Mehrwert führen, wenn die Herstellungskosten wettbewerbsfähig sind. Sauerstoff zählt mit einem jährlichen globalen Bedarf von 500 Mio. t zu den am häufigsten benötigten Industriegasen und wird vor allem von Abnehmern in der Metallurgie, Glas-, Keramik-, Zement- und Kalkindustrie nachgefragt [44], Industriezweige, die ebenfalls als potenzielle Abnehmer von Wasserstoff gelten [45]. In Deutschland wurden im Jahr 2022 5.901 Mio. m<sup>3</sup> Sauerstoff hergestellt [46].

Die Studie berücksichtigt nicht die zusätzlichen Kosten, die durch Logistik und die fehlende Transportinfrastruktur entstehen. Darüber hinaus bestehen große Unsicherheiten hinsichtlich der realisierbaren Investitionsbedarfe für Elektrolyseure und der technisch erreichbaren Ergebnisse. Ebenfalls nicht in die Berechnungen eingeflossen ist die Erhöhung des Leitzinses der Europäischen Zentralbank von 0,00 % im Jahr 2019 auf 4,50 % im September 2023 [47]. In der Regel zeigt sich zwischen Leitzins und unternehmerischen Investitionstätigkeiten eine negative Korrelation. Anhaltende strukturelle Beschränkungen in den Lieferketten für Elektrolyseure und Windturbinen sowie eine zunehmende Komplexität des Systemdesigns könnten in Zukunft zu weiteren, höheren Kosten führen [48]. Auch der hohe Bürokratieaufwand stellt einen zusätzlichen Kostenfaktor dar.

## 6 Potentialstudie in Baden-Württemberg

Zur Bestimmung des Potenzials einer regionalen Produktion von sog. erneuerbarem Wasserstoff in Baden-Württemberg wird der damit assoziierte Bedarf anhand von ausgewählten Rohstoffen für den Bau von Elektrolyseuren und Windenergieanlagen betrachtet. Dabei wird die Region Schrozberg im Nordosten Baden-Württembergs exemplarisch für die Modellierung einer Produktionsanlage [Schrozberg-H<sub>2</sub>] ausgewählt (Abbildung 5). Das Gebiet liegt innerhalb der Rasterzelle mit den landesweiten niedrigsten Wasserstoffgestehungskosten. Darüber hinaus zeichnet sich das Gebiet durch eine geringe Siedlungsdichte aus, ist nicht Teil eines Natura 2000-Gebiets und verfügt über Grundwasser für den Wasserbedarf der Produktion.

Gemäß der bundesweit durchgeführten Umfragestudien des Kopernikus-Projekts Adriane wurde im Jahr 2021 im Landkreis „Hohenlohekreis“ des Untersuchungsgebiets der Ausbau der Erneuerbaren Energien zu 81 %, der Ausbau des Übertragungsnetzes zu 67 % und der Ausbau der Windenergie an Land zu 74 % durch die Bevölkerung unterstützt [49]. Die Protestbereitschaft gegen lokale Windenergieanlagen lag im Jahr 2019 bei 40 % und liegt damit 2 % unterhalb der bundesweiten Bereitschaft [49]. Die Modellanlage würde gemäß RED II Art. 5 dem Prinzip der Zusätzlichkeit entsprechen sowie eine regionale und zeitliche Korrelation aufweisen. Darüber hinaus könnte die Produktion einen Anteil an der Bedarfsmenge durch die angestrebte Nutzungsquote für die Industrie gemäß RED III Art. 22a bedienen. Das Fallbeispiel bietet zudem exemplarisch eine Methode, wie die angestrebte Suche Baden-Württembergs nach Gunststandorten für den Aufbau einer dezentralen Produktion von Wasserstoff umgesetzt werden könnte.



**Abbildung 5: Regionale Einordnung des Untersuchungsgebietes (gelb) nahe Schrozberg (rot). Bereits bestehende Windenergieanlagen sind als solche in der Karte gekennzeichnet. Als Windenergie-Referenzanlage der Berechnung dient die E-160 EP5 der Firma Enercon mit einem Rotordurchmesser von 160 m, einer Nabenhöhe von 120 m, einer Generatorleistung von 5,5 MW und einer Investitionssumme von 1.120.000 €/MW.**

Die identifizierte Fläche [Abbildung 5, schwarzer Kasten] bietet unter Berücksichtigung des Nachlaufeffekts für Windenergieanlagen und unter den getroffenen Annahmen Platz für 97 Windenergieanlagen mit einer Gesamtnennleistung von 533,5 MW<sup>3</sup>. Je nach eingesetzter Elektrolyseurtechnologie ermöglicht die Realisierung dieses Projektes eine Jahresproduktion von 641,5 bis 808,0 GWh<sub>H<sub>2</sub></sub> bei einer maximalen Nennleistung von 336 bis 412,4 MW für AEL. Äquivalent dazu beträgt die Jahresproduktion 606,9 bis 928,5 GWh<sub>H<sub>2</sub></sub> bei einer maximalen Nennleistung von 286,9 bis 402,9 MW für PEMEL (vgl. Tabelle 2). Die Wasserstoffgestehungskosten belaufen sich auf 3,6 bis 5,45 EUR/kg H<sub>2</sub> für AEL in Abhängigkeit des Zeithorizonts und auf 3,1 bis 6,1 EUR/kg H<sub>2</sub> für PEMEL.

Ausgehend von einem baden-württembergischen Wasserstoffbedarf von 6,9 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub> im Jahr 2030 [32] wäre es dadurch möglich, 11,7 % [AEL] bzw. 13,4 % [PEMEL] des jährlichen Bedarfs abzudecken. Der für das Jahr 2032 erwartete jährliche Wasserstoffbedarf des Nachfrageclusters 3b von 2.898 GWh könnte zu 28 % [100 % AEL] bzw. 32 % [100 % PEMEL] gedeckt werden. Mit der Realisierung eines Projektes wie Schrozberg-H<sub>2</sub> könnte somit etwa 12 % des Wasserstoffbedarfs in Baden-Württemberg gedeckt werden.

<sup>3</sup> Referenzanlage: Enercon E160 EP5 mit 5,5 MW Nennleistung.

**Tabelle 2: Datenauszug der Modellergebnisse der PtX-now Analyse der jeweiligen Szenarien (AEL2023: Alkalische Elektrolyseszenario basierend auf aktuellen technischen Parametern; AEL2030: Alkalische Elektrolyseszenario basierend auf des prognostizierten technologischen Fortschritts im Jahr 2030; PEMEL2023: Protonenaustauschmembran-Elektrolyseszenario basierend auf aktuellen technischen Parametern; PEMEL2030: Protonenaustauschmembran-Elektrolyseszenario basierend auf aktuellen technischen Parametern).**

Parameter	Einheit	AEL2023	AEL2030	PEMEL2023	PEMEL2030
Wasserstoffgestehungskosten	EUR/kg	5,45	3,60	6,10	3,10
Nennleistung Elektrolyseur	MW	336,6	412,4	286,3	402,9
Nennleistung WEA	MW	533,5	533,5	533,5	533,5
Potenzielle Volllaststunden pro WEA	Stunden	2247			
Jährliche Produktionsmenge	GWh <sup>H2</sup>	641,5	808,0	609,9	928,5
Wasserbedarf	m <sup>3</sup>	192.441	242.400	172.967	264.623

Bei den hier berechneten Produktionsmengen handelt es sich um eine kostenoptimierte Betrachtung. Nicht berücksichtigt wurden Stromüberschüsse aus den Windenergieanlagen.

## 6.1 Rohstoff- und Wasserbedarf

### Rohstoffbedarf der Windenergieanlagen

Eine Windenergieanlage besteht aus rund 25.000 Komponenten, wobei die Europäische Kommission den Großteil der für die Herstellung einer Onshore-Windenergieanlage benötigten Rohstoffe als unkritisch einstuft [50]. Abbildung 6 zeigt die extrapolierten Mengen an benötigten Rohstoffen für die Herstellung und Installation der für Schrozberg-H<sub>2</sub> benötigten Windenergieanlagen.

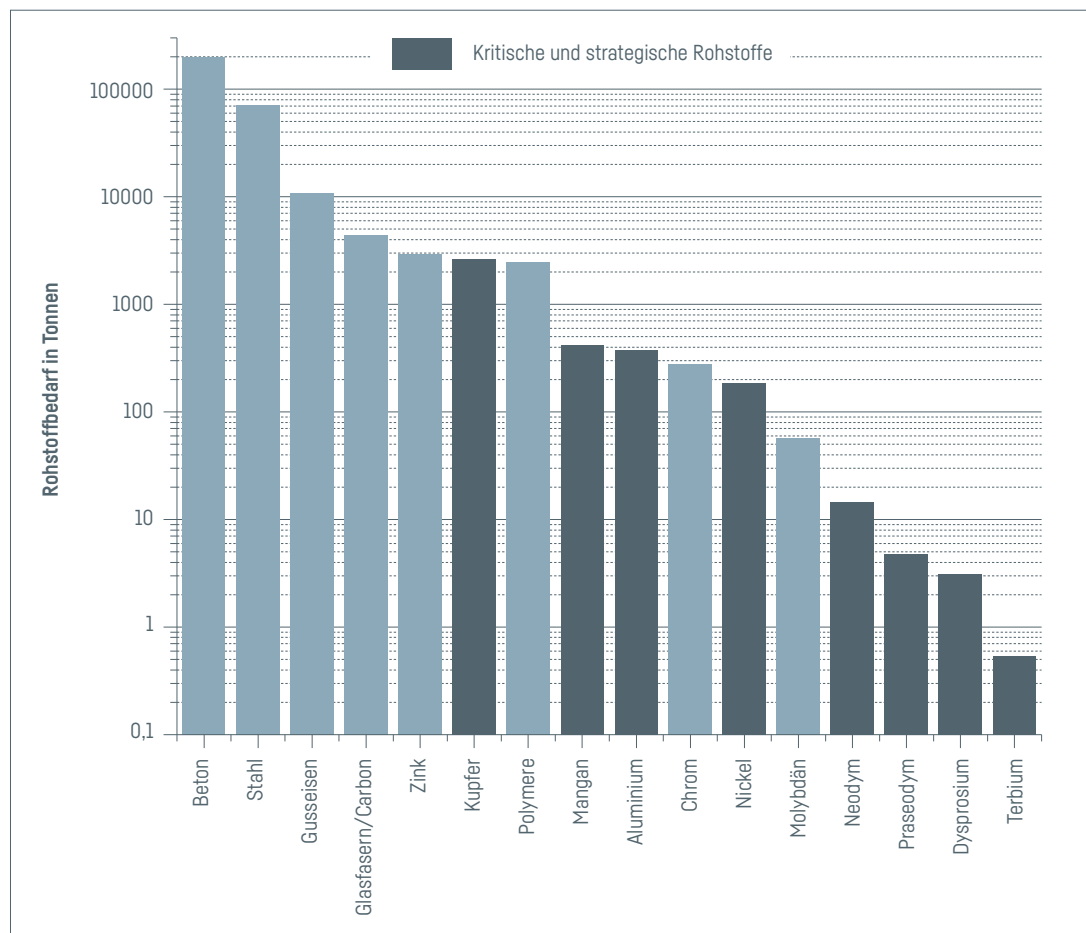


Abbildung 6: Erforderliche Rohstoffe in Tonnen für den vollständigen Ausbau der WEA-Kapazitäten des exemplarischen Fallbeispiels Schrozberg-H<sub>2</sub> mit 97 Windenergieanlagen. Datengrundlage der Berechnung Carrara et al. (2020) [50].

Im Hinblick auf potenzielle Engpässe liegt ein besonderer Fokus auf den Seltenen Erden (insbesondere die Metalle: Dysprosium, Neodym, Praseodym und Terbium), welche für die Permanentmagnete der Windenergieanlagen benötigt werden. Für das exemplarische Fallbeispiel Schrozberg-H<sub>2</sub> beträgt die benötigte Menge etwa 3,20 t Dysprosium, 14,94 t Neodym, 4,80 t Praseodym und 0,53 t Terbium. Für diese Rohstoffe ist der europäische Markt vollständig auf Importe angewiesen, wobei China den größten Zulieferer darstellt (Dy: 65 %; Nd: 80 %; Pr: 80 %; Tb: 64 %) [51]. Der Anteil des o.g. Rohstoffbedarfs für die Windenergieanlagen an Seltenerdmetallen am durchschnittlichen europäischen Verbrauch zwischen 2016 und 2020 und an der globalen Produktion beträgt [51]:

- Dysprosium entspricht dem 2,8-fachen des durchschnittlichen europäischen Jahresbedarfs von 1,13 t und 0,45 % der globalen jährlichen Produktion von 708 t (Stand 2022)
- Neodym entspricht 12,55 % des durchschnittlichen europäischen Jahresbedarfs von 119 t und 0,06 % der globalen jährlichen Produktion von 26845 t (Stand 2022)
- Praseodym entspricht 4,49 % des durchschnittlichen europäischen Jahresbedarfs von 107 t und 0,07 % der globalen jährlichen Produktion von 6860 t (Stand 2022)
- Terbium entspricht 8,98 % des durchschnittlichen europäischen Jahresbedarfs von 5,9 t und 0,29 % der globalen jährlichen Produktion von 182 t (Stand 2022)

#### **Bedarf an kritischen und strategischen Rohstoffen der Elektrolysekapazitäten**

Die Verfügbarkeit von Rohstoffen stellt bei der Herstellung von alkalischen Elektrolyseuren, bei denen in erster Linie Materialien auf Nickelbasis zum Einsatz kommen (einige Systeme können auch Platin und Kobalt enthalten), derzeit kein grundlegendes Risiko einer mangelnden Rohstoffverfügbarkeit dar [31]. Protonenaustauschmembran-Elektrolyseure sind aufgrund der sauren Reaktionsumgebung auf den Einsatz der Edelmetalle Iridium, Platin und Titan für die Elektroden, Katalysatoren und Bipolarplatten angewiesen [28, 28, 31, 52]. Ausgehend von einem Rohstoffbedarf von 0,5 g/kW PEMEL-Nennleistung und für Iridium, 0,333 g/kW PEMEL-Nennleistung für Platin und 414 g/kW PEMEL-Nennleistung [31, 53], beansprucht Schrozberg-H<sub>2</sub> bis zu 1,17 % am jährlichen durchschnittlichen europäischen Verbrauch an Iridium<sup>4</sup>, bis zu 0,07 % am jährlichen durchschnittlichen europäischen Verbrauch an Platin [72 t] und bis zu 0,04 % am jährlichen durchschnittlichen europäischen Verbrauch an Titan [456.539 t] (Tabelle 3). Am prognostizierten europäischen Iridiumbedarf im Jahr 2050 von 13 t [4] beträgt der Iridiumbedarf der Anlagen ungefähr 1,5 %.

---

<sup>4</sup> Der jährliche durchschnittliche europäische Verbrauch umfasst Iridium, Ruthenium und Osmium. Eine spezifische Betrachtung von Iridium ist aufgrund fehlender Daten nicht möglich.

**Tabelle 3: Bedarf an kritischen Rohstoffen für die jeweiligen PEMEL-Szenarien für das exemplarische Fallbeispiel Schrozberg-H<sub>2</sub>. Der europäische Bedarf an Iridium umfasst ebenfalls die Rohstoffe Ruthenium und Osmium. Der durchschnittliche europäische Verbrauch der drei Metalle beträgt 17,25 t (2016 bis 2020) [54, 55].**

Rohstoff [kg]	Installierte Nennleistung: 286,3 MW	Anteil am jährlichen durchschnittlichen europäischen Verbrauch	Installierte Nennleistung: 402,9 MW	Anteil am jährlichen durchschnittlichen europäischen Verbrauch
Iridium	143,2	0,83 %	201,5	1,17 %
Platin	95,3	0,05 %	134,1	0,07 %
Titan	118.528 [118,5 t]	0,03 %	166.676 [166,7 t]	0,04 %

### Bedarf an Reinstwasser der Wasserstoffproduktion

Neben den strategischen und kritischen Rohstoffen, die für die Herstellung der Anlage benötigt werden, wird für die Produktion jährlich zwischen 192.441 und 242.400 m<sup>3</sup>/a demineralisiertes Reinstwasser bei Verwendung von AEL und 172.967 bis 264.623 m<sup>3</sup>/a für die Verwendung von PEMEL benötigt. Unter der Annahme, dass das demineralisierte Reinstwasser vor Ort produziert wird (Annahme: kein Wasserverlust), entspricht der Wasserbedarf weniger als 10 % des Wasserverbrauchs der Einwohner aus dem Einzugsgebiet [56]. Das Modellgebiet grenzt an ein großes, zusammenhängendes Grundwasservorkommen und wird zusätzlich über eine Wasserleitung vom Bodensee beliefert [57]. Eine lokale Verfügbarkeit von Wasser in ausreichenden Mengen reduziert den Energieverbrauch für Förderung, Aufbereitung und Transport. Allerdings müssen vorab die möglichen Umweltauswirkungen erfasst und berücksichtigt werden.



## 7 Diskussion

Die Beschränkung des Begriffs "Erneuerbarer Wasserstoff" auf die Betrachtung des Treibhausgasemissionspotenzials sowie der verwendeten Energiequelle gemäß der Erneuerbare-Energie-Richtlinie könnte sich als restriktiv für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft erweisen. Zwar hat die Bundesregierung bereits angekündigt, dass bis zur ausreichenden Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff auf kohlenstoffarmen Wasserstoff aus Abfällen oder Erdgas in Verbindung mit Carbon Capture and Storage (CCS) zurückgegriffen werden soll, doch lässt das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz CCS in Deutschland dies bislang nur in begrenztem Umfang zu. Zudem fehlt die Infrastruktur, die entwickelt, gebaut und finanziert werden muss. Im Juni 2024 wurde ein Gesetzesentwurf zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes vorgelegt, der es erlauben soll, CCS offshore in Deutschland zu betreiben [58]. Bei ausschließlicher Betrachtung des Treibhausgaspotenzials zeigt Cho et al. [2023], dass die Wasserstoffproduktion aus Windenergie durchschnittlich mit 1,29 kg CO<sub>2-Äq.</sub> pro Kilogramm H<sub>2</sub> (Durchschnitt aus 16 LCA-Studien) im Vergleich zur Produktion aus Photovoltaik mit durchschnittlichen 3,38 kg CO<sub>2-Äq.</sub> pro Kilogramm H<sub>2</sub> (Durchschnitt aus 11 LCA-Studien) zu bevorzugen sei [59]. Die höheren Werte der Treibhausgasemissionen bei der Wasserstofferzeugung mit Photovoltaik lassen sich auf die Modulherstellung der Photovoltaikanlagen zurückführen [60]. Bei der Wasserstoffgewinnung durch Dampfreformierung aus Erdgas in Verbindung mit CCS werden Upstream-Emissionen zwischen 0,7 und 3,5 kg CO<sub>2-Äq.</sub> pro Kilogramm H<sub>2</sub> emittiert [61–63]. Werden die Midstream-Emissionen ebenfalls miteinbezogen, werden Treibhausgasemissionswerte zwischen 1,5 bis 6,2 kg CO<sub>2-Äq.</sub> pro Kilogramm H<sub>2</sub> erreicht [61, 62].

### 7.1 Potenzielle Engpässe für Seltenerdmetalle und Platingruppenelemente

#### Rohstoffe für Elektrolyseure

Das Risiko möglicher Versorgungsengpässe für die vorgestellten Technologien ist bei der Versorgung mit den Elementen der Platingruppe für Protonenaustauschmembran-Elektrolyseure möglich. Infolge der steigenden Nachfrage nach Iridium durch den expandierenden Wasserstoffsektor wird prognostiziert, dass die Iridiumnachfrage bis zum Jahr 2040 dem 1,6-fachen der aktuellen Produktionsmenge entspricht (Stand 2020: ungefähr 8 t/a) [64, 65]. Um die sektorübergreifende, global kumulierte Nachfrage nach Iridium bis 2050 decken zu können, müsste die derzeitige Produktion um den Faktor 4 gesteigert werden [52, 65]. Der Anteil des Energie- und Transportsektors am kumulierten Iridiumbedarf bis 2050 wird dabei auf 80 bis 100 % der gegenwärtigen Iridiumreserven<sup>5</sup> geschätzt, der Platinbedarf auf das Doppelte der Reserven [65]. Sektorübergreifend wird erwartet, dass die kumulierte Nachfrage nach Iridium die globalen Reserven bis 2050 um den Faktor 2 übersteigen wird [65].

<sup>5</sup> Reserven: nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Lagerstätte (BGR, 2009).

Die globalen Iridiumreserven werden derzeit auf 0,44 kt und die Iridiumressourcen<sup>6</sup> auf 0,64 kt geschätzt. Die Platinreserven werden auf 44 kt und die Ressourcen auf 47,4 kt beziffert [65].

Ein zusätzliches Risiko im Zusammenhang mit der Versorgung von Iridium und Platin liegt in der starken Konzentration der weltweiten Produktion auf bisher nur wenige Länder. Im Zeitraum zwischen 2016 und 2020 wurde durchschnittlich 93,5 % des Iridiums, Rutheniums und Osmiums sowie 70,8 % des Platins im Bergbau in Südafrika gewonnen [54]. Diese Konzentration erhöht das Risiko von Marktstörungen, sollte es zu einem Abbruch der Handelsbeziehungen oder zu Unterbrechungen der Lieferketten kommen. Die Bedeutung einer diversifizierten Lieferkette zeigt sich an den Auswirkungen des Russland-Ukraine-Konflikts (vgl. [66]). Russland verfügt über die zweitgrößten Reserven an Platingruppenelementen (PGEs) weltweit (Stand 2023: 5,5 kt) [67].

Des Weiteren können regionale strukturelle Probleme wie wiederkehrende Energieversorgungsprobleme (z.B. in Südafrika) die Rohstoffproduktion, insbesondere die Verhüttung, negativ beeinflussen und bei einer Marktdominanz zu einer hohen Preisvolatilität führen [68, 69]. Während die Preisentwicklung bei Basismetallen oder Stahllegierungen mit den allgemeinen Konjunkturzyklen korreliert, werden die Preisspitzen bei Spezialmetallen wie den Platingruppenelementen (PGE) stark von spezifischen Ereignissen wie etwa der Markteinführung neuer Technologien beeinflusst. Dies führt bei den Spezialmetallen zu einer höheren und dynamischeren Preisvolatilität. Diese Dynamik nimmt eine wichtige Rolle für die Marktwirtschaft ein, da sie Anreize für die Industrie bietet, eine zuverlässige Rohstoffversorgung sicherzustellen [70]. Kurzfristig kann es durch diesen Effekt zu einer Verknappung des Angebots kommen, längerfristig ermöglichen Explorationsanstrengungen die Sicherung ausreichender Reserven [70]. Die PGEs werden aus verschiedenen Lagerstättentypen als Hauptprodukt und als Nebenprodukt bspw. von Cu- und Ni-Erzen gewonnen (z.B. Bushveld Südafrika, Norilsk Russland, Stillwater, Montana USA, Sudbury Kanada). Als Nebenprodukt ist die Förderung von PGEs eng an die Förderraten und entsprechend an die Nachfrage von Nickel und Kupfer gebunden.

Nachgewiesene PGE-Mineralvorkommen finden sich weltweit. In Afrika weisen die Länder Algerien, DR. Kongo, Gabun, Marokko, Namibia, Uganda, Sierra Leone und Zimbabwe PGE-Mineralvorkommen auf. Auch in Grönland, Kolumbien, Mexiko, den USA, Kanada und UK befinden sich nachgewiesene PGE-Mineralvorkommen [71]. Innerhalb Deutschlands werden derzeit keine PGE-Metalle in der Bergwerksförderung gewonnen. Jedoch könnten Explorationsbemühungen in der größten bekannten magmatischen Ni-Cu-(PGE)-Sulfid-Anreicherung im nördlichen Böhmischem Massiv (mitteleuropäischer Variszischer Gürtel) und andernorts in Mitteleuropa zu neuen Entdeckungen und einer potenziellen Erschließung wertvoller Rohstoffe führen [72].

---

<sup>6</sup> Ressource: nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen (BGR, 2009).

Zusätzlich zur Bergbauförderung werden die PGE-Elemente bei der Verhüttung und durch Recycling gewonnen. Europas größter Kupferverhütter Aurubis produzierte im Geschäftsjahr 2023 9.858 kg an PGE [73]. Die derzeitige End-Of-Life Recyclingquote für Iridium liegt zwischen 20 bis 30 % [52]. Neue Trennverfahren versprechen erfolgsversprechende Rückgewinnungsquoten für die PGE-Elemente aus PEMEL-Elektrolyseuren von bis zu 90 % [74]. Ohne den Betrieb energieintensiver Hütten fällt das Recyclingpotential weg.

Angesichts der historischen und aktuellen Marktentwicklung von PGEs könnte die Nachfrage nach Iridium für PEMEL einen Engpass für die Realisierung eines reifen Marktes darstellen. Hinzu kommt, dass Elektrolysehersteller in direktem Wettbewerb mit der Elektronik- und der chemischen Industrie stehen, die derzeit 70 % des weltweiten Angebots beanspruchen [75]. Neue Technologien (bspw. Festoxid-Elektrolyseure), Effizienzsteigerung im Materialeinsatz und Materialsubstitutionen (bspw. rutheniumbasierten Katalysatoren [76]) könnten die Abhängigkeit von Iridium reduzieren.

### **Kritische und strategische Rohstoffe für Windenergieanlagen**

Angesichts der wachsenden Bedeutung der Seltenerdmetalle für Zukunftstechnologien wird ein Anstieg in der Nachfrage erwartet. Es wird prognostiziert, dass bis 2050 der kumulierte Bedarf für Dysprosium 20,87 kt und für Neodym 1080,37 kt, für Praseodym 7,84 kt und für Terbium 38,58 kt erreichen wird [77]. Sowohl für Dysprosium als auch Neodym soll die Nachfrage bis 2050 die Produktionsrate übersteigen [65]. Nach aktuellen Schätzungen müsste die Weltproduktion im Jahr 2022 für Dysprosium um den Faktor 9 und für Neodym um den Faktor 3 gesteigert werden, um den prognostizierten Bedarf bis 2050 decken zu können [65]. Der Anteil des kumulierten Bedarfs an Dysprosium und Neodym bis 2050 beträgt an den derzeit bekannten globalen Reserven 30 % für Dysprosium und 10 bis 20 % für Neodym [65]. Das Fördermaximum nach Hubbert soll für Dysprosium im Jahr 2219 und für Neodym im Jahr 2105 erreicht werden [77]. Allerdings hat sich bisher keine Prognose bewahrheitet. Für Gold wurde beispielsweise im 20. Jahrhundert bereits das Auftreten von vier Fördermaxima vorhergesagt [78, 79]. Ein geologischer Mangel von metallischen Rohstoffen, die gebraucht und nicht verbraucht werden, ist bislang nicht absehbar. Ob die Rohstoffe allerdings verfügbar bleiben hängt von den nationalen politischen Rahmenbedingungen ab, Innovation von Bergbau, Verhüttung und Recycling zu fördern und mit anderen Ländern im Wettbewerb bestehen zu können.

Weltweit wurden im Jahr 2023 350.000 t Seltenerdmetalle gefördert, davon 240.000 t in China [80]. Die derzeitigen bekannten Reserven an Seltenerdmetalle werden auf 110.000.000 t geschätzt [80]. Durchschnittlich importierte Deutschland zwischen 2016 und 2020 49 % der frühen Gewinnungs- und Verarbeitungsstufen und 84 % der Weiterverarbeitungsprodukte aus China [81].

Die steigende Nachfrage nach Seltenerdmetallen, sinkende Exporte aus China und geopolitische Sorgen über deren Verfügbarkeit haben dazu geführt, dass Bergwerke in Australien, Kanada und den USA wieder in Betrieb genommen wurden. Die Zeitspanne von der Entdeckung eines Mineralvorkommens bis zur Inbetriebnahme einer Mine betrug im Durchschnitt 16,9 Jahre für Bergbauprojekte, die zwischen 2020 und 2023 [n=136] umgesetzt wurden [82]. Obwohl die Bauzeit tendenziell verkürzt wird, steigt der zeitliche Aufwand für Exploration, Genehmigungsverfahren und Finanzierung an [82]. Daher ist eine Verknappung auf der Angebotsseite bei Terbium, Dysprosium, Praseodym und Neodym möglich, vor allem aufgrund ihrer schweren Substituierbarkeit [83]. Gegenwärtig wird angenommen, dass das Gesamtvolumen der derzeit bekannten Seltenerdmetalle-Ressourcen ausreichend groß sind, um den weltweiten Bedarf für die nächsten 100 Jahre zu decken [84]. Neben China, USA und Kanada bieten auch afrikanische Länder Explorationsmöglichkeiten.

Die Recyclingfähigkeit von Windenergieanlagen hat in den letzten Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. Während 85 bis 90 % Anlagenmasse bereits erfolgreich recycelt werden kann [85], erweisen sich insbesondere die Rotorblätter aufgrund ihrer Materialzusammensetzung, einem Verbund aus Kunstharz und Glas- oder Karbonfasern, als Herausforderung. Alleine in der Europäischen Union werden bis 2030 insgesamt 570 Mt Rotorblätter als Abfall erwartet [86]. Angesichts dieser Mengen wird wiederholt über ein EU-Verbot von Rotorblättern auf Abfalldeponien diskutiert. Ähnlich verhält es sich mit den Recyclingquoten von Seltenen Erden aus Permanentmagneten, die in der EU zwischen 1 und 8 % liegen [87, 88].

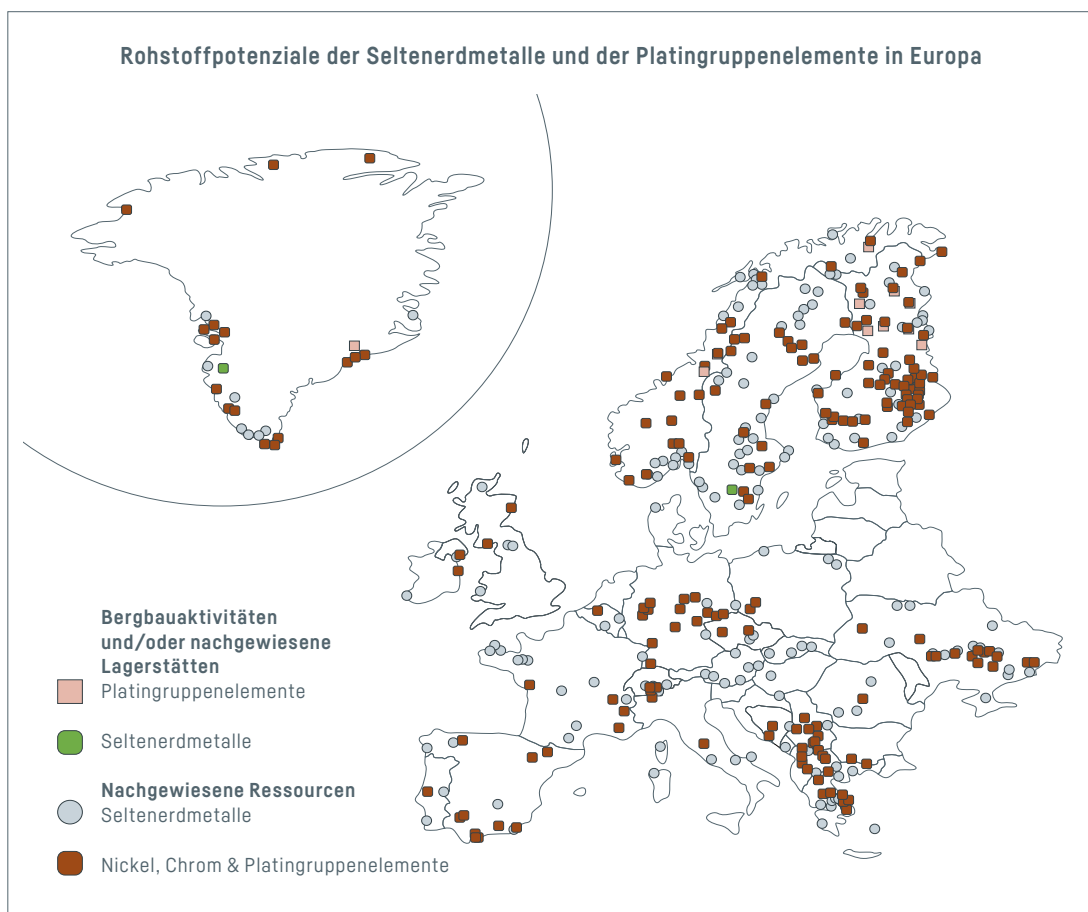
### **Rohstoffverfügbarkeit**

Um die Rohstoffabhängigkeit zu verringern und eine resiliente Rohstoffverfügbarkeit zu gewährleisten, sollten geeigneten Rahmenbedingungen geschaffen werden, die Rohstoffsicherheit zu gewährleisten. Dazu gehört:

- Gesellschaftliche Bildung zu Zusammenhängen von Rohstoff- und Energie-Bedarf und der dauerhaften Notwendigkeit von Bergbau und Recycling zum Erhalt gesellschaftlichen Wohlstands
- Explorationsanstrengungen und Direktinvestitionen in den Bergbau in Drittländern sowie Ausbau von Rohstoff-Partnerschaften mit Ländern, die über diese Rohstoffe verfügen und in den tatsächlichen Auf- und Ausbau von Lieferketten münden
- Zugang zu Rohstoffen für den Mittelstand
- Technologieoffenheit und Forschung und Entwicklung zur Steigerung der Materialeffizienz bzw. zur Substitution von kritischen Rohstoffen
- Vorhalten von Recyclingkapazitäten und der dazu notwendigen Infrastruktur von Verhüttung und Raffination

Unterstützt werden die genannten Handlungsoptionen durch den "Critical Raw Materials Act" der Europäischen Kommission. Mit dem Critical Raw Materials Act legt die Europäische Union Richtwerte für strategische Rohstoffe bis 2030 fest, insbesondere in den Bereichen Bergbau, Verarbeitung, Recycling und Diversifizierung. Demnach sollen 10 % des jährlichen EU-Verbrauchs an kritischen und strategischen Rohstoffen aus Bergbauquellen in der EU stammen, mind. 40 % des jährlichen Verbrauchs der EU sollen aus der Weiterverarbeitung innerhalb der EU stammen, in der EU weiterverarbeitet werden und mind. 25 % des Verbrauchs aus Rezyklaten gedeckt werden [89].

Um die angestrebten 10 % des jährlichen europäischen Verbrauchs an Seltenerdmetallen und PGE aus europäischen Bergbauquellen decken zu können, müssten die europäischen Mitgliedsstaaten in die Exploration investieren und neue Bergbauaktivitäten vorantreiben. Insbesondere die skandinavischen Länder sowie die Balkanstaaten weisen diesbezüglich in Europa Potenziale auf. Auch in Deutschland wurden Seltenerdmetalle und Platingruppen-elemente nachgewiesen, auch wenn eine wirtschaftliche Nutzung bislang nicht erfolgt [Abbildung 7].



**Abbildung 7: Rohstoffpotenziale in Europa. Insbesondere die skandinavischen Staaten und die Balkanstaaten könnten eine Rolle bei der Rohstoffversorgung Europas einnehmen. Datengrundlage: [71, 90, 91].**

Zusätzlich empfiehlt die EU im Rahmen des Critical Raw Materials Act, den Import strategischer Rohstoffe aus einzelnen Drittländern auf unter 65 % zu begrenzen [92]. Um sich aktiv an Bergbauprojekten beteiligen zu können, strebt die Bundesregierung die Aufsetzung eines Rohstofffonds in Höhe von 1 Mrd. EUR zusammen mit der Förderbank KfW an [93]. Als integraler Bestandteil der Rohstoffstrategie stellt die Bundesregierung auf Antrag „Ungebundene Finanzkredite“ (UFK-Garantien) für förderungswürdige Rohstoffvorhaben und für Rohstoffunternehmen zur Verfügung. UFK-Garantien sichern Kredite gegen politische und wirtschaftliche Ausfallrisiken ab. Voraussetzung ist dabei ein langfristiger Abnahmevertrag, der zur Rohstoffsicherung Deutschlands beiträgt. In den vergangenen fünf Jahren hat Deutschland UFK-Garantien in Höhe von 8,7 Mrd. EUR für 26 Vorhaben für neun unterschiedliche Rohstoffe in 15 Ländern vergeben [94, 95]. Zusätzlich ist Deutschland Rohstoffkooperationen mit der Mongolei, Kasachstan und Peru (Memoranden of Understanding, MoU) eingegangen und unterhält in Australien, Brasilien, Chile, Kanada, Peru und Südafrika Bergbaukompetenzzentren [94].

Die Bundesregierung versuchte bereits 2013 durch ein Förderprogramm Unternehmen durch bedingt rückzahlbare Darlehen bei der Exploration im In- und Ausland zu unterstützen. Aufgrund fehlender Nachfrage aus der Industrie wurde das Programm allerdings 2015 bereits wieder eingestellt [94]. Die industrielle Kompetenz Deutschlands im Hinblick auf internationalen Metallbergbau wurde durch die damalige Umstrukturierung der ehemaligen Bergbaufirmen Metallgesellschaft zur GEA Group AG und der ehemaligen Preussag AG zur TUI AG vor der Jahrtausendwende eingeschränkt und schreitet mit weiteren Verkäufen wie der Mining Technologies von Thyssenkrupp AG an die dänische FLSmidth u.a. weiter voran [96]. Während im Jahr 2011 insgesamt 90 deutsche Unternehmen in vier Ländern im Bergbau engagiert waren, waren es im Jahr 2020 nur noch 22 Unternehmen mit Aktivitäten ausschließlich in den USA [93].

Die THINKTANK-Studien „Resiliente Rohstoffversorgung Deutschlands – Bergbaupotenziale in ausgewählten Ländern Afrikas und die Rolle Chinas“ und „Rohstoffe für Deutschland und Auswirkungen des Russland-Ukraine-Konflikts“ verweisen exemplarisch auf potenzielle Wege zur Diversifizierung der deutschen Lieferkette [66, 97]. Neben Deutschland sind auch afrikanische Länder oft unterexploriert [97]. In Abhängigkeit der Stabilität der Länder könnten deutsch-finanzierte Bergbauprodukte sowohl die deutsche Rohstoffversorgung unterstützen wie auch durch eine selbstbestimmte Projektausführung die Wirtschaft im Rohstoffland stärken und die lokale Bevölkerung unterstützen [97]. Sowohl Botswana als auch Simbabwe weisen PGE-Reserven auf, es fehlt allerdings an Investitionen [97, 98]. Auf dem afrikanischen Kontinent unterhält Deutschland ein bilaterales Rohstoffabkommen mit Südafrika inklusive eines Bergbaukompetenzzentrums. Im Hinblick auf zukünftige Bergbauprojekte und Direktinvestitionen zur Sicherung der Rohstoffe der PGE und der Seltenerdmetalle bietet der afrikanische Kontinent, wie bspw. Simbabwe, Botswana und Madagaskar, ungenutzte Bergbaupotenziale (Abbildung 8). Ähnlich verhält es sich auf dem südamerikanischen Kontinent. Hier unterhält Deutschland Rohstoffabkommen zu Brasilien, Chile und Peru (Abbildung 9).

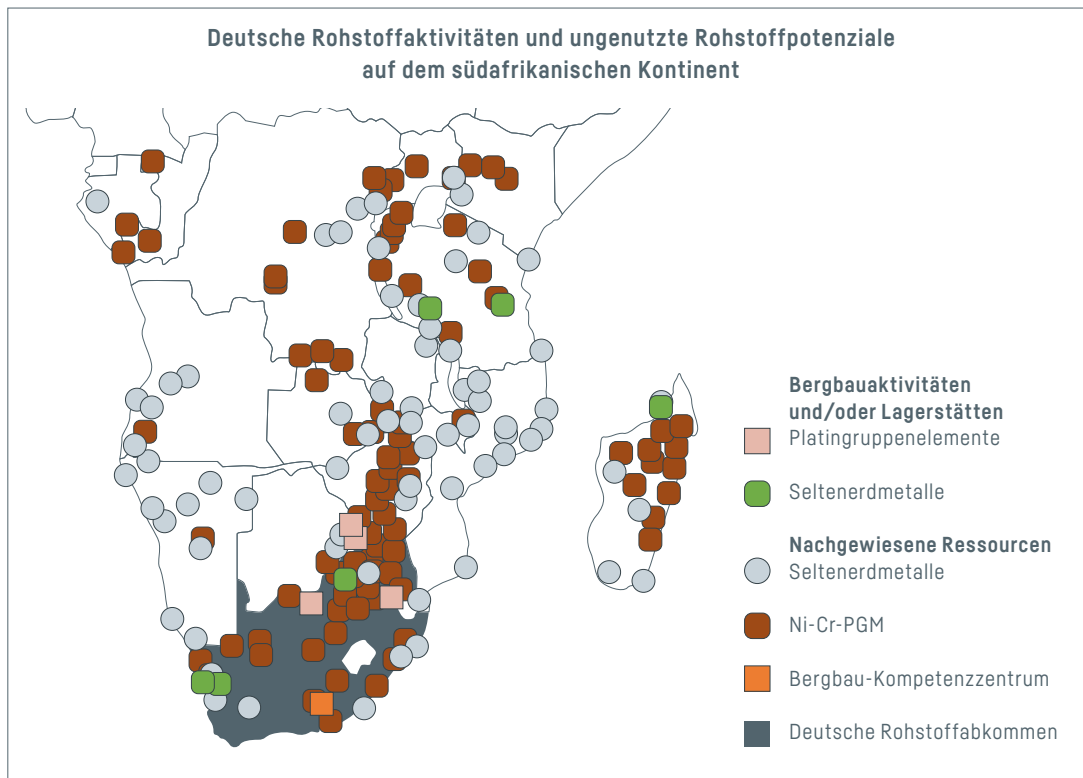


Abbildung 8: Deutsche Rohstoffaktivitäten und ungenutzte Bergbaupotenziale auf dem südafrikanischen Kontinent. Datengrundlage: [71, 90, 91].

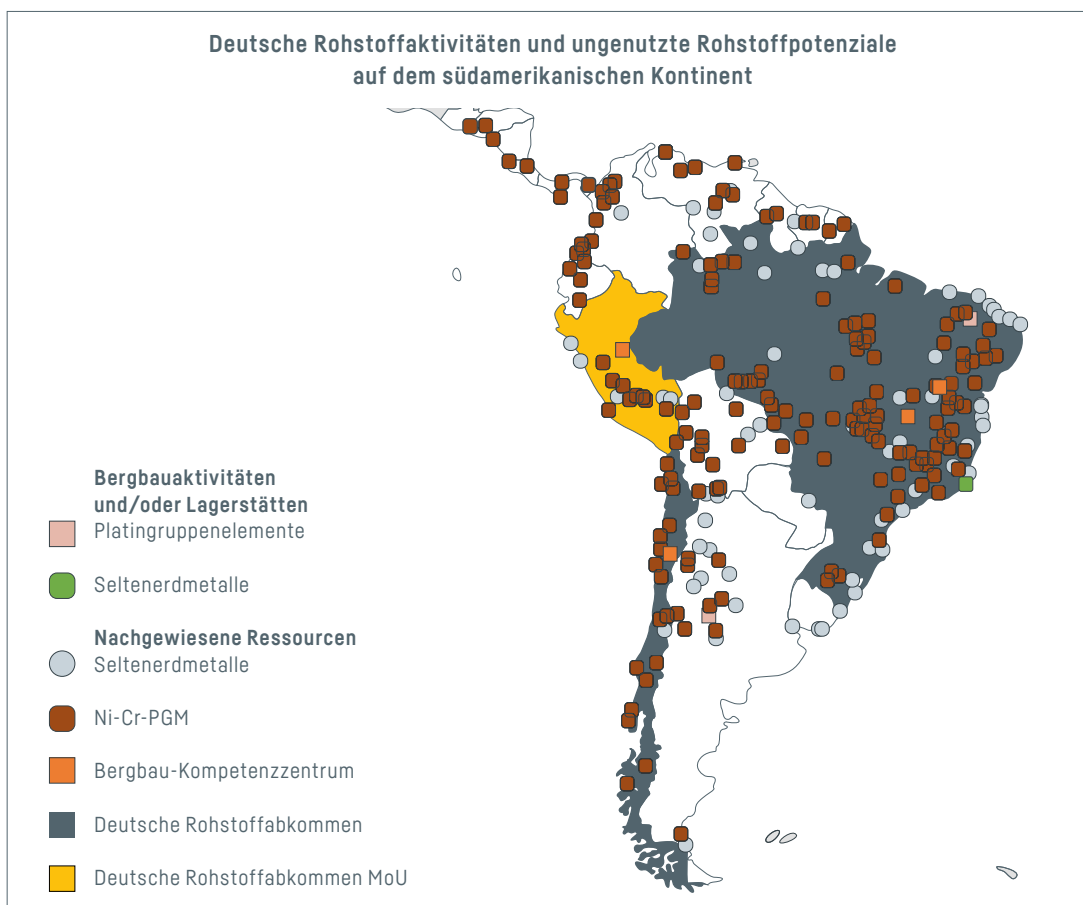


Abbildung 9: Deutsche Rohstoffaktivitäten und ungenutzte Bergbaupotenziale auf dem südamerikanischen Kontinent. Datengrundlage: [71, 90, 91].

Gegenteilig zur Richtvorgabe des Critical Raw Materials Act, 40 % innerhalb der EU weiterzuverarbeiten, stehen die Konjunkturdaten der deutschen Nicht-Eisen-Industrie. Im Jahr 2022 erwirtschafteten die 106.380 Beschäftigten der Nicht-Eisen-Industrie in Deutschland einen Umsatz von 75,7 Milliarden Euro, was einem Anstieg von 14,3 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Im Jahr 2022 wurden insgesamt 35,1 Milliarden Euro durch Exporte erzielt, was einem Anstieg von 13,5 % im Vergleich zum Vorjahr entspricht [99]. Aufgrund hoher Energiepreise und Personalmangel sank die Produktion von 7,1 Mt im Jahr 2021 nach 2022 um 7,8 % auf 6,5 Mt [99].

Die Produktion von Rohaluminium sank von 2021 nach 2022 um 24 % auf 814.000 t [99]. Insbesondere die Primäraluminiumverhüttung reduzierte die Produktion um 33 %, während die Produktion der Umschmelzwerke um 6 % zurückging [99]. Weltweit hingegen verzeichnete die Produktion von Primäraluminium 2022 einen Anstieg um 2 % auf 68,5 Millionen Tonnen, wobei der Anteil Chinas 60 % betrug [99]. Auch die Kupfer-, Blei-, Zink-, Nickel-, Zinn- und andere Nicht-Eisenmetallindustrie verzeichnete im Vergleich zum Vorjahr 2021 Produktionsrückgänge [99]. Dabei spielen eben diese Raffination-Anlagen oftmals eine wichtige Rolle in der Rückgewinnung von Edelmetallen.

Ein rohstoffunspezifischer Richtwert für den Anteil an Rezyklaten am europäischen Bedarf sollte vor dem Hintergrund geprüft werden, dass sowohl der Rohstoff selbst wie auch das Ausgangsmaterial sowie die Recyclingmethode darüber entscheiden, wie effektiv und kosteneffizient ein Rohstoff recycelt werden kann. Die End-of-Life Recyclinginputrate (EoL-RIR), ein Indikator für den Anteil recycelter Materialien an der Gesamtnachfrage, überschreitet für Aluminium [32 %] und Kupfer [55 %] bereits jetzt den Richtwert, während der Anteil für Iridium [14 %] und vor allem die Seltenerdmetalle (~ 1 %) gering ist [100].

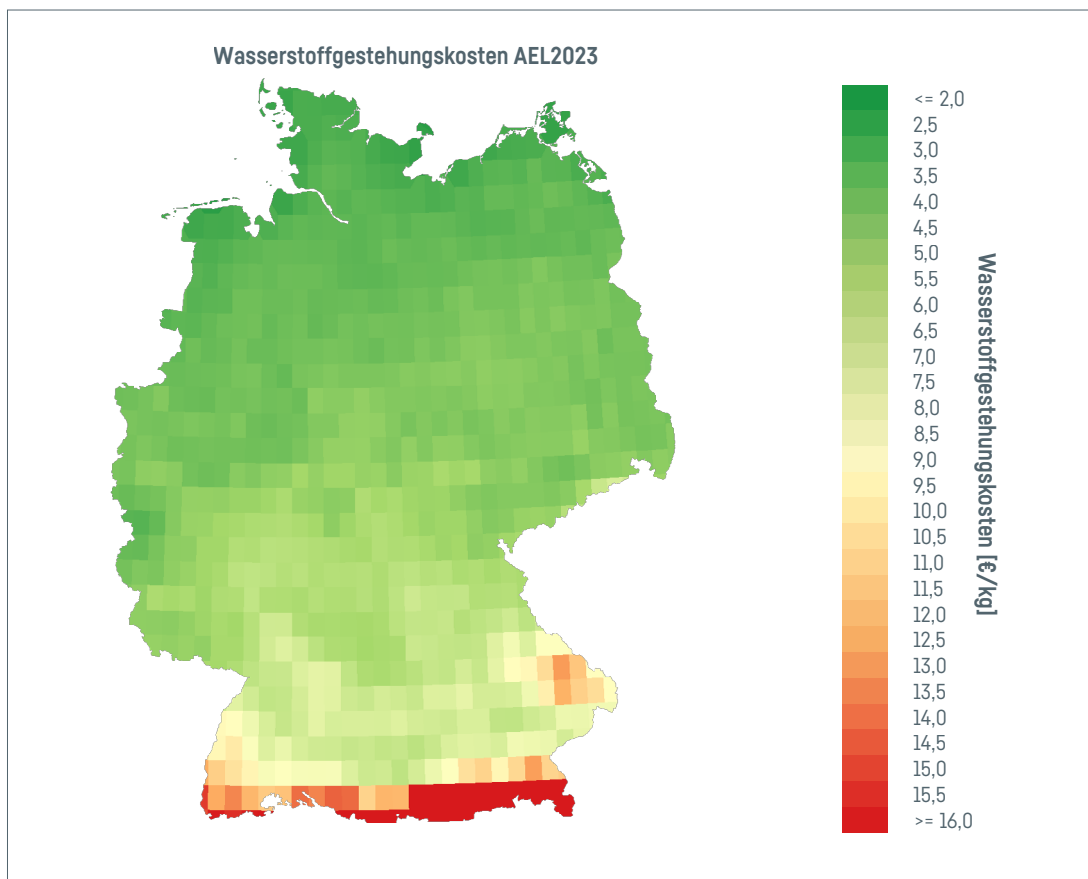


## 7.2 Herausforderungen und Chancen einer dezentralen Wasserstoffproduktion in Baden-Württemberg

Eine Pilotanlage nach dem Vorbild der Schrozberg-H<sub>2</sub> in Baden-Württemberg könnte den Grundstein legen, um Know-how weltweit erfolgreich zu vermarkten. Sie könnte nicht nur die Versorgungssicherheit erhöhen und die Standortattraktivität stärken, sondern auch die Abhängigkeit von Importen reduzieren. Allerdings bleiben die Kosten im Vergleich zu den windhöffigeren Regionen Norddeutschlands und im Ausland hoch. Somit erfordert der Erfolg dieses Vorhabens eine sorgfältige Abwägung von Risikomanagement, Marktpotenzial und Resilienz, insbesondere im Hinblick auf die höheren Kosten für die Wasserstoffproduktion. Zusätzlich gibt es Unsicherheiten hinsichtlich der technischen und wirtschaftlichen Annahmen für Elektrolyseure, da belastbare Daten für Projekte dieser Größenordnung fehlen. Die künftigen Entwicklungen sind schwer vorhersehbar und hängen nicht nur vom Preis der Elektrolyseure, sondern auch vom Strompreis ab, der direkte Auswirkungen auf die Wasserstoffgestehungskosten hat. Daher sollten die präsentierten Daten als Trendindikatoren betrachtet werden.

Eine weitere Herausforderung ergibt sich aus der geplanten Installation von Windenergieanlagen, deren Leistung 31 % der derzeit in Baden-Württemberg installierten Windenergieanlagenkapazitäten ausmachen würde [101]. Dies stellt eine wesentliche Herausforderung für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff dar. Mit dem prognostizierten Anstieg des Bruttostromverbrauchs in Baden-Württemberg um 35 bis 60 % bis 2040 [102, 103] steht der hohe Ausbau der Windenergieanlagen für die Wasserstoffproduktion in direkter Konkurrenz zum steigenden Strombedarf durch die Elektrifizierung. Es wäre fraglich, in Zeiten mit hohem Bedarf an elektrischer Energie diese in Wasserstoff umzuwandeln.

Bei Betrachtung auf Bundesebene wird deutlich, dass sich das Nord-Süd-Gefälle bei den Wasserstoffgestehungskosten fortsetzt, hier exemplarisch in Abbildung 10 anhand des AEL2023 Szenarios dargestellt. Es zeigt sich, dass insbesondere der Norden Deutschlands von niedrigeren Wasserstoffgestehungskosten aus Windenergieanlagen profitiert.



**Abbildung 10: Repräsentativ für alle Szenarien: AEL-Wasserstoffgestehungskosten für den Prognosehorizont 2023 deutschlandweit.**

Die Versorgung mit Wasserstoff durch eine zentrale Wasserstoffproduktion Baden-Württembergs ist allerdings stark von der Infrastruktur abhängig, wie dem angekündigten europäischen Wasserstofftransportnetz European Hydrogen Backbone. Um eine zuverlässige und kosteneffiziente Wasserstoffversorgung aus einer zentralen Produktion sicherzustellen, müssen diese Infrastrukturen zunächst umfassend ausgebaut und optimiert werden. Der Transport von Wasserstoff stellt aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften zusätzliche Herausforderungen dar. Um Wasserstoffversprödung der Metalle zu vermeiden, sind spezielle Materialien für die Leitungen der technischen Infrastrukturen notwendig. Es wird erwartet, dass der Umbau von Erdgasleitungen etwa 12 bis 26 % der Investitionsausgaben für neue Erdgasleitungen ausmacht [104].

Die deutschen Bemühungen, den Wasserstoffbedarf durch bilaterale Abkommen mit internationalen Handelspartnern wie Kanada, Chile, Marokko und Tunesien zu decken, müssen im Kontext ökonomischer und geostrategischer Überlegungen betrachtet werden. Die Wahl des (noch nicht vorhandenen) Transportmittels (Pipeline oder Schiff) und des Transportmediums (Wasserstoff und seine Derivate) ist nicht nur eine Kostenfrage, sondern umfasst Überlegungen zu Verfügbarkeit, Infrastruktur, Energieverlusten, Sicherheitsaspekten, Speicherung, Umweltauswirkungen, politischen und rechtlichen Aspekten sowie der technologischen Reife der Transportmittel und -medien. Diese Überlegungen sind besonders relevant, da es einen internationalen Wasserstoffhandel (noch) nicht gibt. Im Jahr 2019 wurden lediglich etwa fünf Prozent der weltweit produzierten Wasserstoffmengen gehandelt [105]. So sind die transnationalen Wasserstoffabkommen mit Chile und Australien aufgrund der großen Entfernungen auf den Transport per Schiff angewiesen. Obwohl Wasserstoff eine höhere gravimetrische Energiedichte (Energiedichte bezogen auf die Masse) im Vergleich zu anderen Kraftstoffen aufweist, ist für die Schifffahrt die volumetrische Energiedichte (Energiedichte bezogen auf das Volumen) ausschlaggebend (Tabelle 4). Während über Pipelines große Volumina konstant transportiert werden können, ist der Transport per Schiff abhängig von dessen Fassungsvermögen.

**Tabelle 4: Vergleich der Energiebedarf und -verluste für gasförmigen Wasserstoff, flüssigen Wasserstoff und Ammoniak [106].**

	Volumetrische Energiedichte kWh/m <sup>3</sup>	Energiebedarf für die Umwandlung kWh/m <sup>3</sup>	Energiebedarf für die Rückumwandlung kWh/m <sup>3</sup>	Gesamtenergieverlust in % des Heizwerts von Wasserstoff
Gasförmiger Wasserstoff	~ 1,27	-	-	-
Flüssiger Wasserstoff	~ 2,36	~ 10	~ 0,6	~ 30 – 36
Ammoniak	~ 4,04	~ 4,3	~ 10	~ 30 – 43

Warum der Transport über große Entfernungen schwierig ist, zeigt der Vergleich von flüssigem Wasserstoff mit LNG [6,67 kWh/m<sup>3</sup>] [107]. Für die gleiche Energiemenge müsste ein Tanker demnach das 2,8-fache Fassungsvermögen besitzen (äquivalent dazu für die Betrachtung von Ammoniak, das 1,65-fache). Alternativ müssten 2,8 Lieferungen durchgeführt werden, was wiederum eine Erhöhung der Kosten bedeuten würde. Zusätzlich ist zu beachten, dass der bisher größte Wasserstofftanker, die Suiso Frontier, lediglich ein Fassungsvermögen von 1.250 m<sup>3</sup> aufweist [108], während der aktuell größte LNG-Tanker Qmax ein Fassungsvermögen von bis 266.000 m<sup>3</sup> bietet [109]. Im Jahr 2022 waren 15 LNG-Tanker dieser Klasse global im Einsatz und weitere 273 Tanker mit einem Fassungsvermögen von 170.000 und 210.000 m<sup>3</sup> [109]. Darüber hinaus ist die Verflüssigung an einen hohen Energiebedarf gekoppelt, der etwa einem Drittel des Energiegehalts des Wasserstoffs entspricht [104]. Zusätzlich sind die Treibhausgasemissionen zu berücksichtigen: Für den transatlantischen Schiffstransport werden 1,505 kg CO<sub>2-Äq.</sub> pro kg Wasserstoff auf der Route von Québec, Kanada, nach Deutschland und 4,008 kg CO<sub>2-Äq.</sub> pro kg Wasserstoff auf der Strecke von der Atacamawüste in Chile nach Deutschland emittiert [110].

Eine Wasserstoffproduktion in Deutschland erhöht die Diversifizierung der Bezugsquellen, kann die Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten verringern und eine regionale Wertschöpfung und Resilienz erhöhen, allerdings zu hohen Kosten. Neuere Studien zeigen, dass die Verlagerung von Industrie aus Deutschland ins außereuropäische Ausland für Grundstoffe wie Stahl, Harnstoff und Ethylen aufgrund geringerer Wasserstoff- und Transportkosten kosteneffizienter ist als der Betrieb im Inland [111]. Ggfs. würde diese sog. grüne Relokation weitere Industriezweige betreffen.

### 7.3 Einordnung der politischen Zielsetzung im Kontext der Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft

Die kumulierte Gesamtnennkapazität sämtlicher bisher angekündigter Projekte in Deutschland entspricht nur etwa 22 % des von der Bundesregierung gesetzten Ziels. Dabei sind derzeit nur ungefähr 1 % der angekündigten Projekte durch eine finale Investitionsentscheidung gestützt (Tabelle 5). Ein Trend, der sich laut Datenbank der International Energy Agency global fortsetzt. Es wird erwartet, dass bis 2030 weltweit Projekte mit einer Elektrolyseleistung von 15,8 GW das Stadium der endgültigen Investitionsentscheidung überschritten haben, sich im Bau befinden oder bereits produzieren, während Projekte mit einer Gesamtkapazität von 164,7 GW in Machbarkeitsstudien untersucht werden [112]. Zuletzt haben in Europa große Energieunternehmen ihre Flaggschiffprojekte verschoben oder eingestellt. Das deutsche Energieunternehmen UNIPER hat angekündigt, das 500-MW-Offshore-Windkraft-Elektrolyseprojekt H<sub>2</sub>Maasvlakte auf 2030 zu verschieben und die erhaltenen EU-Subventionen zurückzuzahlen. Als Gründe führt das Unternehmen unsicherer Absatzmärkte, die neuen EU-Richtlinien zur Stromversorgung und steigende Netzentgelte an [113]. Auch Shell hat angekündigt, das H<sub>2</sub>Sines.Rdam-Projekt in Portugal im Oktober 2023 aus wirtschaftlichen Gründen, wegen unklarer regulatorischer Rahmenbedingungen, der derzeitigen Reife des Zielmarktes und einer unzureichenden Infrastruktur einzustellen [114].

Der Anteil von erneuerbarem Wasserstoff an der weltweiten Wasserstoffproduktion beträgt derzeit etwa 1 %, während 47 % der Weltwasserstoffproduktion aus Erdgas, 27 % aus Kohle und 22 % aus Erdöl (als Nebenprodukt) stammen [115]. In Baden-Württemberg sind derzeit insgesamt 8 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 4,3 MW in Betrieb, die eine jährliche Wasserstoffproduktion von 0,02 TWh Wasserstoff ermöglichen [33]. Angesichts der Diskrepanz zwischen dem Ziel der Bundesregierung, die Produktionskapazitäten bis 2030 auf 10 GW Elektrolysekapazität auszubauen, und den bislang angekündigten Projekten, ist der Fortschritt kritisch zu reflektieren.

Tabelle 5: Übersicht über Projekte zur erneuerbaren Wasserstoffherzeugung in Deutschland [1]

Anzahl	Status	Technologie	Gesamtkapazität in MWel	kt H <sub>2</sub> pro Jahr	TWh H <sub>2</sub> pro Jahr
<b>17</b>	In Betrieb	AEL	16,4	2,69	0,090
<b>27</b>		PEMEL	41,3	6,18	0,206
<b>1</b>	Im Bau	AEL	0,5	0,08	0,003
<b>2</b>		PEMEL	11,9	1,78	0,059
<b>4</b>	Endgültige Investitionsentscheidung (FID)	AEL	70	11,9	0,397
<b>8</b>		PEMEL	70,8	10,62	0,354
<b>8</b>	Machbarkeitsstudie	AEL	1416,2	257,04	8,567
<b>11</b>		PEMEL	654,6	98,15	3,721
	<b>GESAMT</b>		<b>2281,7</b>	<b>388,44</b>	<b>12,947</b>

## 8 Fazit

- Die Nachfrage nach Rohstoffen wird durch den globalen Ausbau alternativer Energien, der Digitalisierung und dem technologischen Fortschritt einer wachsenden Weltbevölkerung weiterhin zunehmen. Die hohen Konzentrationen der globalen Produktionskapazitäten von Rohstoffen auf einzelne Länder und die notwendigen Rohstoffmengen für den Bau der Energiewandler, Windkraftanlagen und Photovoltaik, sowie der Elektrolyseure steigern das Risiko von Versorgungsengpässen.
- Ein geologischer Mangel an Rohstoffen ist vorerst nicht abzusehen, allerdings besteht die Möglichkeit einer eingeschränkten Rohstoffverfügbarkeit. Rahmenbedingungen und Maßnahmen beinhalten Explorationsanstrengungen und Direktinvestitionen in den Bergbau sowie das Vorhalten von Verhüttung und Raffination, da Recyclingkapazitäten und Kreislaufwirtschaft einen wachsenden Markt alleine nicht sättigen können. Know-how und Innovation ermöglichen, im Wettbewerb um Rohstoffe mit nachhaltigeren Konzepten und Technologien Rohstoff-Partnerschaften mit rohstoffreichen Ländern Alternativen anzubieten und das Rohstoffpotential Deutschlands und Europas zu erfassen.
- Aufgrund der getroffenen technischen wie auch ökonomischen Annahmen für Elektrolyseure bestehen Unsicherheiten, beispielsweise durch fehlende Daten zu Projekten in dieser Größenordnung hinsichtlich der Investitionsausgaben für Elektrolyseure. Zudem können Literaturwerte und Daten realer Projekte variieren. Zukünftige Trends aufgrund des Markthochlaufs sind aktuell nicht vorhersehbar. Hier bestimmen neben dem Preisverlauf für Elektrolyseure auch der Strompreis die LCOH.
- Eine Wirtschaftlichkeit der Pilotanlage ist nicht gegeben. Die Studienergebnisse deuten auf wirtschaftliche Unrentabilität in der untersuchten Region hin. Basierend auf den Ergebnissen scheint die Produktion in Norddeutschland oder der Import kostengünstiger zu sein.
- Globale Importe beinhalten wesentliche Überlegungen zu Mengen, Raten, Kosten, der Verfügbarkeit, von Sicherheitsaspekten, Speicherung, Umweltauswirkungen, politischen und rechtlichen Aspekten, Produktreinheit und der technologischen Reife des Transportmittels.
- Neben dem Ausbau einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur ist eine Relokation von Industriesektoren in das außereuropäische Ausland zu berücksichtigen, wo Standorte mit mehr Wind und Sonne mit geringeren Energie- und Wasserstoffkosten einhergehen aber zudem die hohen Transportkosten eines (noch) nicht vorhandenen Wasserstoffnetzes entfallen.

## 9 Literaturverzeichnis

- [1] International Energy Agency (IEA), "Hydrogen production projects," 2023. Accessed: Oct. 26 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database#license>
- [2] T. Smolinka et al., "Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr," Berlin, 2018. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie\\_v04.1.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf)
- [3] Johnson Matthey, "PGM Market Report: May 2023," Johnson Matthey, 2023.
- [4] G. S. Seck, E. Hache, V. D'Herbement, M. Guyot, and L.-M. Malbec, "Hydrogen development in Europe: Estimating material consumption in net zero emissions scenarios," International Economics, vol. 176, p. 100457, 2023, doi: 10.1016/j.inteco.2023.100457.
- [5] Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt, "Treibhausgasemissionen 2022 Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2022)," 2023. [Online]. Available: [https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- [6] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, "Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland in 2024," 2024. Accessed: Apr. 3 2024. [Online]. Available: Energy-Charts.info
- [7] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., "Die Energieversorgung 2023: Jahresbericht," Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2023.
- [8] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, "Jährlicher Anteil Erneuerbarer Energien an der öffentlichen Nettostromerzeugung und Last in Deutschland: Energy-Chart," 2024. Accessed: Apr. 3 2024. [Online]. Available: Energy-Charts.info
- [9] Bundesnetzagentur, "Bericht: Marktbeobachtung, Monitoring Elektrizität/Gas," Netzenpassmanagement Gesamtjahr 2022, 2022. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1)
- [10] Statista, "Datensatz aus: Füllstand der Gasspeicher in Deutschland auf Tagesbasis vom 31. März 2022 bis zum 31. März 2024," 2024. Accessed: Apr. 4 2024. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1294810/umfrage/fuellstand-der-gasspeicher-in-deutschland-auf-tagesbasis/>
- [11] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, "Datensatz aus Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland in 2023," 2024. Accessed: Apr. 4 2024. [Online]. Available: <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2023>
- [12] Umweltbundesamt auf Basis AG Energiebilanzen, "Energiebilanzen (Stand: 11/2023): Vorläufige Energiebilanz (Stand: 03/2024)," 2023.
- [13] Umweltbundesamt, "Treibhausgasemissionen 2022: Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2022)," 2023.
- [14] T. Kampffmeyer, "Entwicklung der CO2-Emissionen der Industrie in Baden-Württemberg: Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg 10/2023," Stuttgart, 2023. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Monatshefte/PDF/Beitrag22\\_01\\_06.pdf](https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Monatshefte/PDF/Beitrag22_01_06.pdf)
- [15] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, "Emissionsbericht 2022 Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg," Stuttgart, 2023. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: <https://www.statistik-bw.de/Service/Veroeff/Querschnittsver!F6ffentlichungen/278623001.pdf>
- [16] Hydrogen Council, "Global Hydrogen Flows – 2023 Update: Considerations for evolving global hydrogen trade," 2023.
- [17] International Energy Agency (IEA), Ed., "Global Hydrogen Review 2023," 2023.

- [18] Europäische Kommission, "Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa," Brüssel, 2020.
- [19] Delegierten Verordnung [EU] 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie [EU] 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionismethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr: RED II Erste delegierte Verordnung, 2023. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>
- [20] Europäische Union, Delegierte Verordnung [EU] 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie [EU] 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe: RED II Zweite Delegierte Verordnung, 2023. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1185>
- [21] Europäisches Parlament, "EU Rules for renewable hydrogen: Delegated regulations on a methodology for renewable fuels of non-biological origin," 2023. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS\\_BRI\(2023\)747085\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/747085/EPRS_BRI(2023)747085_EN.pdf)
- [22] Richtlinie [EU] 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie [EU] 2018/2001, der Verordnung [EU] 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie [EU] 2015/652 des Rates: RED III, 2023. Accessed: Jan. 23 2024. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>
- [23] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, "Die Nationale Wasserstoffstrategie," Berlin, 2020. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=2)
- [24] SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, "Koalitionsvertrag: Mehr Fortschritt wagen: Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit," 2021. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag\\_2021-2025.pdf](https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf)
- [25] A.-L. Klingler et al., Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: Stuttgart, 2020. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2\\_Presse\\_und\\_Service/Publicationen/Wirtschaft/Wasserstoff-Roadmap-Baden-Wuerttemberg-bf.pdf](https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Wirtschaft/Wasserstoff-Roadmap-Baden-Wuerttemberg-bf.pdf)
- [26] Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg: KlimaG BW, 2023. Accessed: Feb. 9 2024. [Online]. Available: <https://www.landesrecht-bw.de/bsbw/document/jlr-KlimaSchGBW2023rahmen/part/X>
- [27] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, "Erster Fortschrittsbericht zur Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg," 2023.
- [28] International Renewable Energy Agency, "Green hydrogen cost reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal," Abu Dhabi, 2020. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)
- [29] N. Lystbæk, M. Gregersen, and H. R. Shaker, "Review of Energy Portfolio Optimization in Energy Markets Considering Flexibility of Power-to-X," Sustainability, vol. 15, no. 5, p. 4422, 2023, doi: 10.3390/su15054422.
- [30] M. Holst, S. Aschbrenner, T. Smolinka, C. Vogelsätter, and G. Grimm, "Cost forecast for low temperature electrolysis - Technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems: A cost analysis study on behalf of Clean Air Task Force," Freiburg im Brg., 2021.
- [31] M. Chatenet et al., "Water electrolysis: from textbook knowledge to the latest scientific strategies and industrial developments," Chemical Society Reviews, no. 51, pp. 4583–4762, 2022, doi: 10.1039/d0cs01079k.



- [32] terranets bw, Wasserstoff für Baden-Württemberg: Eine Initiative der terranets bw. [Online]. Available: <https://www.h2-fuer-bw.de/> [accessed: Mar. 29 2023].
- [33] E. Althoff et al., "Analyse der aktuellen Situation des H2-Bedarfs und -Erzeugungspotentials in Baden-Württemberg," e-mobil BW GmbH - Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg, Stuttgart. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW\\_Wasserstoffbedarf\\_und\\_-Erzeugungspotenzial.pdf](https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW_Wasserstoffbedarf_und_-Erzeugungspotenzial.pdf)
- [34] A. Christensen, "Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe," International Council on Clean Transportation, 2020.
- [35] K. Andreae et al., "Fortschrittsmonitor 2022: Energiewende," Berlin, 2022.
- [36] R. Bhandari and R. Shah, "Hydrogen as energy carrier: techno-economic assessment of decentralized hydrogen production in Germany," *Renewable Energy*, no. 177, pp. 915–931, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.05.149.
- [37] G. Pawelec, M. Muron, J. Bracht, B. Bonnet-Cantalloube, A. Floristean, and N. Brahy, *Clean hydrogen monitor: Hydrogen Europe*, 2022. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2022/10/Clean\\_Hydrogen\\_Monitor\\_10-2022\\_DIGITAL.pdf](https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2022/10/Clean_Hydrogen_Monitor_10-2022_DIGITAL.pdf)
- [38] Z. Fan et al., *Green hydrogen in a circular carbon economy: Opportunities and limits*. New York: Columbia Center for Global Energy Policy, 2021. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://www.energypolicy.columbia.edu/wp-content/uploads/2021/08/GreenHydrogen\\_CGEP\\_Report\\_111122.pdf](https://www.energypolicy.columbia.edu/wp-content/uploads/2021/08/GreenHydrogen_CGEP_Report_111122.pdf)
- [39] Grimm, Veronika, L. Oechsele, and G. Zöttl, "Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten," Technische Universität Nürnberg; Friedrich-Alexander Erlangen-NürnbergUniversität, 2024.
- [40] A. Patonia and R. Poudineh, *Cost-competitive green hydrogen: How to lower the cost of electrolyzers?* Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies, 2022. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/01/Cost-competitive-green-hydrogen-how-to-lower-the-cost-of-electrolyzers-EL47.pdf>
- [41] A. Key, O. Roberts, and A. Eberle, "Scaling trends for balance-of-system costs at land-based wind power plants: Opportunities for innovations in foundation and erection," *Wind Engineering*, vol. 46, no. 3, pp. 896–913, 2022.
- [42] H. Böhm, S. Moser, S. Puschnigg, and A. Zauner, "Power-to-hydrogen & district heating: Technology-based and infrastructure-oriented analysis of [future] sector coupling potentials," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 63, pp. 31938–31951, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.06.233.
- [43] M. Saxe and P. Alvfors, "Advantages of integration with industry for electrolytic hydrogen production," *Energy*, vol. 32, no. 1, pp. 42–50, 2007, doi: 10.1016/j.energy.2006.01.021.
- [44] R. Kriegel, "Dezentrale Sauerstoffproduktion," Hermsdorf.
- [45] T. Kato, M. Kubota, N. Kobayashi, and Y. Suzuoki, "Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production," *Energy*, vol. 30, no. 14, pp. 2580–2595, 2005, doi: 10.1016/j.energy.2004.07.004.
- [46] Verband der chemischen Industrie e.V., "Chemiewirtschaft in Zahlen online," 2023. Accessed: Feb. 12 2024. [Online]. Available: <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp>
- [47] European Central Bank, "Key ECB interest rates," 2023. Accessed: Oct. 24 2023. [Online]. Available: [https://www.ecb.europa.eu/stats/policy\\_and\\_exchange\\_rates/key\\_ecb\\_interest\\_rates/html/index.en.html](https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/key_ecb_interest_rates/html/index.en.html)
- [48] J. Burchardt, E. Hegnsholt, M. Holm, F. Klose, D. Ritter, and D. Schönberger, "Turning the European Green Hydrogen Dream into Reality: A Call for Action: Without additional regulatory support, European green hydrogen may remain the fuel of the future," 2023. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: <https://media-publications.bcg.com/Turning-the-European-Green-H2-Dream-into-Reality.pdf>

- [49] S. Levi, I. Wolf, S. Sommer, and P. Howe, "Local support of climate change policies is driven by spatial diffusion," Potsdam, 2023.
- [50] S. Carrara, P. Alves Dias, B. Plazzotta, and C. Pavel, "Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system," doi, vol. 10, p. 160859, 2020, doi: 10.2760/160859.
- [51] Horizon 2020 Programme, "SCRREEN – Rare Earth Elements: Factsheets updates based on the EU factsheets 2020 - Rare Earth Elements," 2023c. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://screen.eu/wp-content/uploads/2023/08/SCRREEN2\\_factsheets\\_REE-EUROSTAT.pdf](https://screen.eu/wp-content/uploads/2023/08/SCRREEN2_factsheets_REE-EUROSTAT.pdf)
- [52] C. Minke, M. Suermann, B. Bensmann, and R. Hanke-Rauschenbach, "Is iridium demand a potential bottleneck in the realization of large-scale PEM water electrolysis?," International Journal of Hydrogen Energy, vol. 46, no. 46, pp. 23581–23590, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.04.174.
- [53] S. Kiemel, T. Smolinka, F. Lehner, J. Full, A. Sauer, and R. Miehe, "Critical materials for water electrolyzers at the example of the energy transition in Germany," Int J Energy Res, vol. 45, no. 7, pp. 9914–9935, 2021, doi: 10.1002/er.6487.
- [54] Horizon 2020 Programme, "SCRREEN – Platinum Group Metals: Factsheets updates based on the EU Factsheets 2020 - Platinum Group Metals," 2023a. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://screen.eu/wp-content/uploads/2023/08/SCRREEN2\\_factsheets\\_PGM.pdf](https://screen.eu/wp-content/uploads/2023/08/SCRREEN2_factsheets_PGM.pdf)
- [55] Horizon 2020 Programme, "SCRREEN - Titanium: Factsheets updates based on the EU factsheets 2020 - Titanium," 2023b. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://screen.eu/wp-content/uploads/2024/01/SCRREEN2\\_factsheets\\_TITANIUM\\_V1.pdf](https://screen.eu/wp-content/uploads/2024/01/SCRREEN2_factsheets_TITANIUM_V1.pdf)
- [56] Zwecksverband Hohenloher Wasserversorgungsgruppe, Wasserdargebot: Datenbank. [Online]. Available: <https://wv-hohenlohe.de/wasserdargebot/> [accessed: Apr. 18 2023].
- [57] E. Rommel and S. Pikulski, Rohwasserkonzeption: Wasserwerk Bronn. Crailsheim: Zwecksverband Wasserversorgung Nordostwürttemberg, 2009. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: <https://www.now-wasser.de/versorgungskonzeptionen.html#:~:text=Der%20Kerngedanke%20einer%20Versorgungskonzeption%20ist,kleineren%20Wasseraufbereitungsanlagen%20der%20einzelnen%20Kommunen>.
- [58] Deutscher Bundestag, Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes: Drucksache 20/11900.
- [59] H. H. Cho, V. Strezov, and T. J. Evans, "A review on global warming potential, challenges and opportunities of renewable hydrogen production technologies," Sustainable Materials and Technologies, vol. 35, e00567, 2023, doi: 10.1016/j.susmat.2023.e00567.
- [60] R. Bhandari, C. A. Trudewind, and P. Zapp, "Life cycle assessment of hydrogen production via electrolysis – a review," Journal of Cleaner Production, vol. 85, pp. 151–163, 2014, doi: 10.1016/j.jclepro.2013.07.048.
- [61] Y. Khojasteh Salkuyeh, B. A. Saville, and H. L. MacLean, "Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies," International Journal of Hydrogen Energy, vol. 42, no. 30, pp. 18894–18909, 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2017.05.219.
- [62] International Energy Agency, "Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity," 2023. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/acc7a642-e42b-4972-8893-2f03bf0bfa03/Towardshydrogendefinitionsbasedontheiremissionsintensity.pdf>
- [63] Deutsche Energie-Agentur Gmbh and GASSCO, "German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study: Hydrogen value chain summary report," Berlin, 2023.
- [64] S. Moreira and T. Laing, Sufficiency, sustainability and circularity of critical materials for clean hydrogen: Climate-Smart Mining Facility. Washington, D.C.: International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank, 2022. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099340012132232793/pdf/P1740030a03d520a60a5570f776c34e1701.pdf>
- [65] S. Schlichenmaier and T. Naegler, "May material bottlenecks hamper the global energy transition towards the 1.5 °C target?," Energy Reports, vol. 8, pp. 14875–14887, 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.11.025.

- [66] J. Ölmez and C. Hilgers, "Rohstoffe für Deutschland und Auswirkungen des Russland-Ukraine-Konflikts," THINKTANK Industrielle Ressourcenstrategien, 2023.
- [67] U.S. Geological Survey, "Mineral commodity summaries 2023," 2023.
- [68] B. G. Pollet, I. Staffell, and K.-A. Adamson, "Current energy landscape in the Republic of South Africa," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 46, pp. 16685–16701, 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.09.141.
- [69] RystadEnergy, Green hydrogen: technology breakthroughs mean iridium shortage and high prices will ease in 2023, 08.02.0223. Accessed: Oct. 19 2023. [Online]. Available: <https://www.rystadenergy.com/news/green-hydrogen-technology-breakthroughs-mean-iridium-shortage-and-high-prices-will-ease-in-2023>
- [70] F.-W. Wellmer et al., *Raw Materials for future energy supply*. Springer International Publishing, 2019.
- [71] K. Schulz, Briskey, and Joseph, "Datensatz: Major mineral deposits of the world: Regional locations and general geologic setting of known deposits of major nonfuel mineral commodities.," USGS, 2005.
- [72] T. Járóka et al., "Geology, sulfide mineralogy and petrogenesis of the Angstberg Ni-Cu-(PGE) sulfide mineralization [Lausitz Block, Bohemian Massif, Germany]: A potential Ni-Cu exploration target in Central Europe?," *Ore Geology Reviews*, vol. 110, p. 102924, 2019, doi: 10.1016/j.oregeorev.2019.05.010.
- [73] Aurubis, "Company Release Fiscal Year 2022/23," Aurubis, 2023.
- [74] M. Carmo et al., "PEM water electrolysis: Innovative approaches towards catalyst separation, recovery and recycling," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 7, pp. 3450–3455, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.12.030.
- [75] S. M. Wiclawaska and A. Gavrilova, "Towards a green future. Part 1: How raw material scarcity can hinder our ambitions for green hydrogen and the energy transition as a whole," p. 14, 2021.
- [76] M. Bellini et al., "Remarkable stability of a molecular ruthenium complex in PEM water electrolysis," *Chemical science*, vol. 13, no. 13, pp. 3748–3760, 2022, doi: 10.1039/d1sc07234j.
- [77] A. Valero, A. Valero, G. Calvo, and A. Ortego, "Material bottlenecks in the future development of green technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, pp. 178–200, 2018.
- [78] F.-W. Wellmer and R. W. Scholz, "Peak minerals: What can we learn from the history of mineral economics and the cases of gold and phosphorus?," *Miner Econ*, vol. 30, no. 2, pp. 73–93, 2017, doi: 10.1007/s13563-016-0094-3.
- [79] F.-W. Wellmer and M. Kern, "The dynamics and long-term availability of the total resources from the geosphere and technosphere—re-examined," *Miner Econ*, vol. 37, no. 2, pp. 227–244, 2024, doi: 10.1007/s13563-023-00413-y.
- [80] USGS, "Mineral Commodity Summaries," Reston, 2024.
- [81] Institut der deutschen Wirtschaft Köln Consult GmbH and Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, "Kritisch für die Wertschöpfung – Rohstoffabhängigkeit der deutschen Wirtschaft: Studie für die KfW Bankengruppe," Köln, 2024.
- [82] P. Manalo, "Average lead time almost 18 years for mines started in 2020–23," S&P Global Market Intelligence, Apr. 2024. Accessed: Apr. 12 2024. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/research/average-lead-time-almost-18-years-for-mines-started-in-2020-23>
- [83] M. A. de Boer and K. Lammertsma, "Scarcity of rare earth elements," *ChemSusChem*, vol. 6, no. 11, pp. 2045–2055, 2013, doi: 10.1002/cssc.201200794.
- [84] J. Wang, M. Guo, M. Liu, and X. Wei, "Long-term outlook for global rare earth production," *Resources Policy*, vol. 65, p. 101569, 2020, doi: 10.1016/j.resourpol.2019.101569.
- [85] J. P. Jensen and K. Skelton, "Wind turbine blade recycling: Experiences, challenges and possibilities in a circular economy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 97, pp. 165–176, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.08.041.

- [86] Europäische Kommission, "More circular, less carbon: chemical recycling holds promise for wind-turbine blade waste," Oct. 2023. Accessed: Apr. 4 2024. [Online]. Available: [https://environment.ec.europa.eu/news/more-circular-less-carbon-chemical-recycling-holds-promise-wind-turbine-blade-waste-2023-10-19\\_en](https://environment.ec.europa.eu/news/more-circular-less-carbon-chemical-recycling-holds-promise-wind-turbine-blade-waste-2023-10-19_en)
- [87] Europäische Kommission, "Study on the review of the list of Critical Raw Materials," Brüssel, 2017.
- [88] M. Schönfeldt, O. Diehl, E. Brouwer, K. Opelt, J. Gassmann, and O. Gutfeisch, "Recycling of rare earth permanent magnets for advanced electric drives - Overcoming the criticality and supply risk," 2018.
- [89] Europäische Kommission, "REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL establishing a framework for ensuring a secure and sustainable supply of critical raw materials and amending Regulations (EU) 168/2013, (EU) 2018/858, 2018/1724 and (EU) 2019/1020: COM(2023) 160 final," Europäische Kommission, Brüssel, Mar. 2023. Accessed: Apr. 17 2024. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023PC0160>
- [90] G. J. Orris, Y. Seo, D. A. Briggs, and M. D. Cocker, "Global rare earth element occurrence database," U.S. Geological Survey data release, 2018.
- [91] J. D. Causey, J. P. Galloway, and M. L. Zientek, "Open-File Report," 2009.
- [92] Europäisches Parlament, "Provisional agreement resulting from interinstitutional negotiations," Europäisches Parlament, Brüssel, Nov. 2023.
- [93] M. Fremerey and S. Iglesias, "Geringe Anzahl und Diversität bei Rohstoffbeteiligungen im Ausland," Institut der deutschen Wirtschaft, Köln, 2024.
- [94] Die Bundesregierung, "Rohstoffstrategie der Bundesregierung: Sicherung einer nachhaltigen Rohstoffversorgung Deutschlands mit nicht-energetischen mineralischen Rohstoffen," Die Bundesregierung, Berlin, 2019.
- [95] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, "Garantien für Ungebundene Finanzkredite," Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Accessed: Apr. 17 2024. [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Aussenwirtschaft/garantien-fuer-ungebundene-kredite.html>
- [96] Thyssenkrupp, "thyssenkrupp successfully completes sale of mining business to FLSmidth," Sep. 2022. Accessed: Apr. 2 2024. [Online]. Available: <https://www.thyssenkrupp.com/en/newsroom/press-releases/pressdetailpage/thyssenkrupp-successfully-completes-sale-of-mining-business-to-flsmidth-146753>
- [97] J. Ölmez and C. Hilgers, "Resiliente Rohstoffversorgung Deutschlands – Bergbaupotenziale in ausgewählten Ländern Afrikas und die Rolle Chinas," THINKTANK Industrielle Ressourcenstrategien, 2024.
- [98] The Chamber of Mines of Zimbabwe, "Commodity Outlook 2024," 2024, Harare.
- [99] Wirtschaftsvereinigung Metalle, "Der Geschäftsbericht der Nichteisen-Metallindustrie: Die Situation der Teilbranchen," Wirtschaftsvereinigung Metalle, 2023. Accessed: Apr. 11 2024. [Online]. Available: <https://www.wvmetalle-geschaeftsbericht.de/22-23/k-s-die-situation-der-teilbranchen>
- [100] European Commission, Directorate-General for Internal Market, Industry, Entrepreneurship, SMEs, M. Grohol, and C. Veeh, Study on the critical raw materials for the EU 2023 – Final report: Publications Office of the European Union, 2023.
- [101] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, "Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2022: Erste Abschätzung April 2023," Stuttgart, 2023. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2\\_Presse\\_und\\_Service/Publikationen/Energie/Eneuerbare-Energien-2022.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Eneuerbare-Energien-2022.pdf)
- [102] T. Kern, F. Bergk, K. Wiegmann, T. Fleiter, and M. Sandrock, Sektorziele 2030 und klimaneutrales Baden-Württemberg 2040: Teilbericht Sektorziele 2030. Stuttgart: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg; Insitut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg Cement GmbH; Öko-Institut e. V.; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISI; Hamburg Institute Research, 2022. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user\\_upload/PDFs/SYS\\_Projekte/2022-06-24\\_Teilbericht\\_Sektorziele\\_BW.pdf](https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/SYS_Projekte/2022-06-24_Teilbericht_Sektorziele_BW.pdf)

- [103] J. Nitsch and M. Magosch, Baden-Württemberg klimaneutral 2040: Erforderlicher Ausbau der erneuerbaren Energien. Stuttgart: Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg e.V., 2021. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: [https://erneuerbare-bw.de/fileadmin/user\\_upload/pee/Startseite/Magazin/Projekt/PDF/20211027\\_Studie\\_EE-Ausbau\\_fuer\\_klimaneutrales\\_BW.pdf](https://erneuerbare-bw.de/fileadmin/user_upload/pee/Startseite/Magazin/Projekt/PDF/20211027_Studie_EE-Ausbau_fuer_klimaneutrales_BW.pdf)
- [104] A. Dertinger et al., "Covering Germany's green hydrogen demand: Transport options for enabling imports," 2022. Accessed: Feb. 19 2024. [Online]. Available: <https://guidehouse.com/-/media/www/site/insights/energy/2022/transport-options-for-covering-germanys-green-hydrogen-demand.pdf>
- [105] C. Hebling et al., "Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland," Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI & Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, 2019.
- [106] IRENA, "Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology Review of Hydrogen Carriers," Abu Dhabi, 2022.
- [107] M. Riemer, F. Schreiner, and J. Wachsmuth., "Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia: analysis of Technical Feasibility und Economic Considerations," Karlsruhe, 2022.
- [108] Kawasaki, "World's First Liquefied Hydrogen Carrier SUIISO FRONTIER Launches Building an International Hydrogen Energy Supply Chain Aimed at Carbon-free Society," 2019. Accessed: Apr. 3 2024. [Online]. Available: [https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20191211\\_3487](https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20191211_3487)
- [109] Statista, "Anzahl der weltweiten LNG-Tanker nach Frachtkapazitäten von 2020 bis 2022," 2022. Accessed: Apr. 3 2024. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1308191/umfrage/anzahl-der-weltweiten-Ing-tankern/#:~:text=%E2%80%9EQMax%E2%80%9C%20ind%20mit%20einem%20potenziellen.gr%C3%B6%C3%9Ften%20LNG%2DTanker%20der%20Welt.>
- [110] S. Kolb, J. Müller, N. Luna-Jaspe, and J. Karl, "Renewable hydrogen imports for the German energy transition – A comparative life cycle assessment," Journal of Cleaner Production, vol. 373, p. 133289, 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.133289.
- [111] P. C. Verpoort, L. Gast, A. Hofmann, and F. Ueckerdt, "Impact of global heterogeneity of renewable energy supply on heavy industrial production and green value chains," Nat Energy, vol. 9, no. 4, pp. 491–503, 2024, doi: 10.1038/s41560-024-01492-z.
- [112] IEA, "Hydrogen production projects interactive map," Paris, 2023.
- [113] P. Martin, "EXCLUSIVE | Uniper delays major offshore-wind green hydrogen project to end of decade, hands back EU subsidies," Apr. 2024. Accessed: Apr. 9 2024. [Online]. Available: <https://www.hydrogeninsight.com/production/exclusive-uniper-delays-major-offshore-wind-green-hydrogen-project-to-end-of-decade-hands-back-eu-subsidies/2-1-1620287>
- [114] P. Martin, "EXCLUSIVE | This Shell-backed project to ship vast volumes of liquid green hydrogen from Portugal to the Netherlands has been scrapped," Apr. 2024. Accessed: Apr. 9 2024. [Online]. Available: <https://www.hydrogeninsight.com/production/exclusive-this-shell-backed-project-to-ship-vast-volumes-of-liquid-green-hydrogen-from-portugal-to-the-netherlands-has-been-scrapped/2-1-1621919>
- [115] International Renewable Energy Agency, Hydrogen: Overview, 2023. Accessed: Oct. 18 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen#:~:text=Electricity%20had%20a%20global%20average.capacity%200.7%20GW%20in%202021.>

# Impressum

## **Titel**

Wasserstoffwirtschaft – Rohstoffbedarf und Kosten für die Elektrolyse –  
eine regionale Analyse für Baden-Württemberg

## **Herausgeber**

THINKTANK Industrielle Ressourcenstrategien  
c/o Unternehmer BW e. V.  
Türlestrasse 2, 70191 Stuttgart  
Homepage: [www.thinktank-irs.de](http://www.thinktank-irs.de)  
LinkedIn: THINKTANK Industrielle Ressourcenstrategien

## **Autoren**

Luis Baumgartner, M.Sc.<sup>1</sup>

Uwe Langenmayr, M.Sc.<sup>2</sup>

Jasemin A. Ölmez M.Sc.<sup>1</sup>

Prof. Dr. Frank Schultmann<sup>2</sup>

Prof. Dr. Christoph Hilgers<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Angewandte Geowissenschaften (AGW),  
Adenauerring 20a, 76131 Karlsruhe

<sup>2</sup>Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP),  
Herzstr. 16, 76187 Karlsruhe

## **DOI-Nummer**

10.5445/IR/1000179523

## **Stand**

Veröffentlicht 03/2025

## **Grafische Konzeption, Illustration, Satz**

unger+ kreative strategien GmbH, Stuttgart, [www.ungerplus.de](http://www.ungerplus.de)

## **Copyright**

Wiedergaben in jeglicher Form, auch in Auszügen, müssen mit Quellenangaben gekennzeichnet werden.

## **Verteilerhinweis**

Der THINKTANK Industrielle Ressourcenstrategien ist gefördert aus Mitteln des Ministeriums für Umwelt,  
Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg