

Netzdienliche Wasserstoffherzeugung

Studie zum Nutzen kleiner,
dezentraler Elektrolyseure

Autor:innen

Anne Schalling,
Oliver Arnhold,
Kilian Helfenbein,
Tim Röpcke,
Andra Backhaus

22.02.2022

Im Auftrag von:



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
Abkürzungsverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis.....	7
1. Einleitung und Motivation.....	8
2. Potenzial netzdienlicher Elektrolyse in Deutschland.....	10
2.1 Einsatzszenarien für netzdienliche Elektrolyseure	13
2.2 Geeignete Standorte für netzdienliche Erzeugung	14
2.3 Wirtschaftlichkeit bei netzdienlicher Platzierung.....	19
2.4 Dezentrale Anwendungen für grünen Wasserstoff	25
2.5 Auswirkungen auf das Stromnetz	31
3. SWOT-Analyse: Die Rolle netzdienlicher Elektrolyseure im Energiesystem	39
3.1 Netzdienliche und nicht netzdienliche Elektrolyseure.....	39
3.2 Einfluss auf das Stromnetz.....	41
3.3 Dezentrale Absatzpfade	42
3.4 Geschäftsmodelle.....	46
3.5 Transport und Speicher	49
3.6 Akzeptanz und lokale Wertschöpfung	51
3.7 Ergebnisse der SWOT-Analyse.....	54
4. Fazit und Ausblick	56
5. Anhang.....	59
6. Quellenverzeichnis.....	61

Zusammenfassung

- Kleine, netzdienlich platzierte Elektrolyseure tragen maßgeblich zur Netzstabilität bei und können mit hoher Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich betrieben werden. Zudem senken sie den Bedarf für den Netzausbau und somit dessen Kosten.
- Besonders netzdienlich verhalten sich Elektrolyseure mit einer Spitzenleistung bis zu fünf Megawatt (MW); in Ausnahmefällen auch über 10 MW.
- In Summe könnten dezentral platzierte kleine Elektrolyseure bei netzdienlichem Betrieb – je nach Ausbaugrad der Erneuerbaren Energien – bis zu 19 Terawattstunden (TWh) grünen Wasserstoff pro Jahr in Deutschland erzeugen.

Elektrolyseure können in Gebieten mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien und lokalen Überschüssen von Wind- und Sonnenstrom netzdienlich und wirtschaftlich betrieben werden. Damit leisten sie einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit. Besonders eignen sich hierfür Elektrolyseure mit einer Spitzenleistung bis zu fünf Megawatt. Abnehmer des auf diese Weise hergestellten grünen Wasserstoffs können beispielsweise kleinere regionale Industriebetriebe oder H₂-Tankstellen sein; vor allem für den Öffentlichen Nahverkehr, perspektivisch aber auch LKW mit Brennstoffzellen-Antrieb. Werden außer dem Wasserstoff zudem die Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme genutzt, erhöhen sich Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure erheblich.

Wo und wie in Deutschland die netzdienliche Wasserstoffherzeugung stattfinden kann und wie sie dem gesamten Energiesystem nützt, hat diese Studie untersucht. Wichtig ist das besonders vor dem Hintergrund, dass hierzulande jährlich fünf bis sieben TWh an Ökostrom verloren gehen, weil Erneuerbare Energie-Anlagen (EE-Anlagen) abgeregelt werden müssen. Das ist üblicherweise dann der Fall, wenn die Netze den Strom nicht abtransportieren können. Mit dem von der neuen Bundesregierung geplanten beschleunigten Ausbau von EE-Anlagen würde auch die Abregelung zunehmen. Deshalb stellt sich die dringliche Frage, wie solche Stromüberschüsse künftig genutzt werden können. Elektrolyseure spielen dabei eine zentrale Rolle, neben dem Ausbau von Netzen und Speichern sowie einer flexibleren

Nutzung des Stroms durch Verbraucher (Lastmanagement). Je mehr flexible Abnehmer künftig sinnvoll ins Energiesystem integriert werden – und dazu gehören auch Elektrolyseure –, desto weniger müssen die Netze ausgebaut werden, was wiederum die Kosten senkt. Zwischen sieben und acht Prozent der Netzausbaukosten könnte Deutschland auf diese Weise einsparen, zeigen die RLI-Analysen, je nachdem, welches EE-Ausbauszenario zu Grunde gelegt wird.

Bei der Wahl des Standorts für einen Elektrolyseur müssen sowohl Energieüberschüsse als auch lokale Netzkapazitäten berücksichtigt werden. Um das Potenzial für netzdienlich platzierte Elektrolyseure zu analysieren, wurden zwei verschiedene Szenarien für den Ausbau von Erneuerbaren-Kraftwerken gewählt: einmal mit 75 Prozent und dann mit 100 Prozent der Erzeuger-Kapazität. In beiden Szenarien, so das Ergebnis dieser Studie, können solche Elektrolyseure mit hoher Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich betrieben werden. Dabei eignen sich Gebiete, in denen viel Wind- und Sonnenstrom erzeugt wird, besser für die netzdienliche Elektrolyse als solche, wo bereits hohe Lasten durch Verbraucher wie z. B. Industrie und Gewerbe abgenommen werden. Bei einem 75 Prozent EE-Szenario können in Deutschland bis zu 13,7 TWh grüner Wasserstoff pro Jahr netzdienlich erzeugt werden. Im 100 Prozent EE-Szenario sind es bis zu 19 TWh jährlich.

Bei der Analyse der Stärken und Schwächen netzdienlich betriebener Elektrolyseure kommt die Studie zu einem klaren Ergebnis: Die Vorteile überwiegen deutlich. Nicht nur, weil sie fluktuierende erneuerbare Stromerzeuger ins Energiesystem integrieren und deren Überschüsse abnehmen. Sie ermöglichen auch die notwendige Sektorenkopplung und senken zugleich den Bedarf für Netzausbau sowie dessen Kosten. Durch die Bereitstellung von grünem Wasserstoff lassen sich resiliente regionale Lieferketten aufbauen. Zusätzlich entstehen durch die Vor-Ort-Elektrolyse weniger Transportkosten und -emissionen als bei importiertem Wasserstoff – und dies bei höherer regionaler Wertschöpfung. Ob diese Potenziale gehoben werden können, hängt vor allem vom Tempo des Erneuerbaren-Ausbaus ab – und damit von den nun fälligen politischen Entscheidungen. Ob kleine, dezentrale Elektrolyseure mit ihren Vorteilen für die Integration regionaler EE-Stromüberschüsse und die Netzstabilität auch langfristig wirtschaftlich betrieben werden können, entscheidet sich künftig nicht zuletzt an der Preis-Konkurrenz zu importiertem

grünem Wasserstoff. Um die im Koalitionsvertrag priorisierte heimische Erzeugung grünen Wasserstoffs langfristig zu sichern, müssen bereits heute die politischen Weichen gestellt werden.

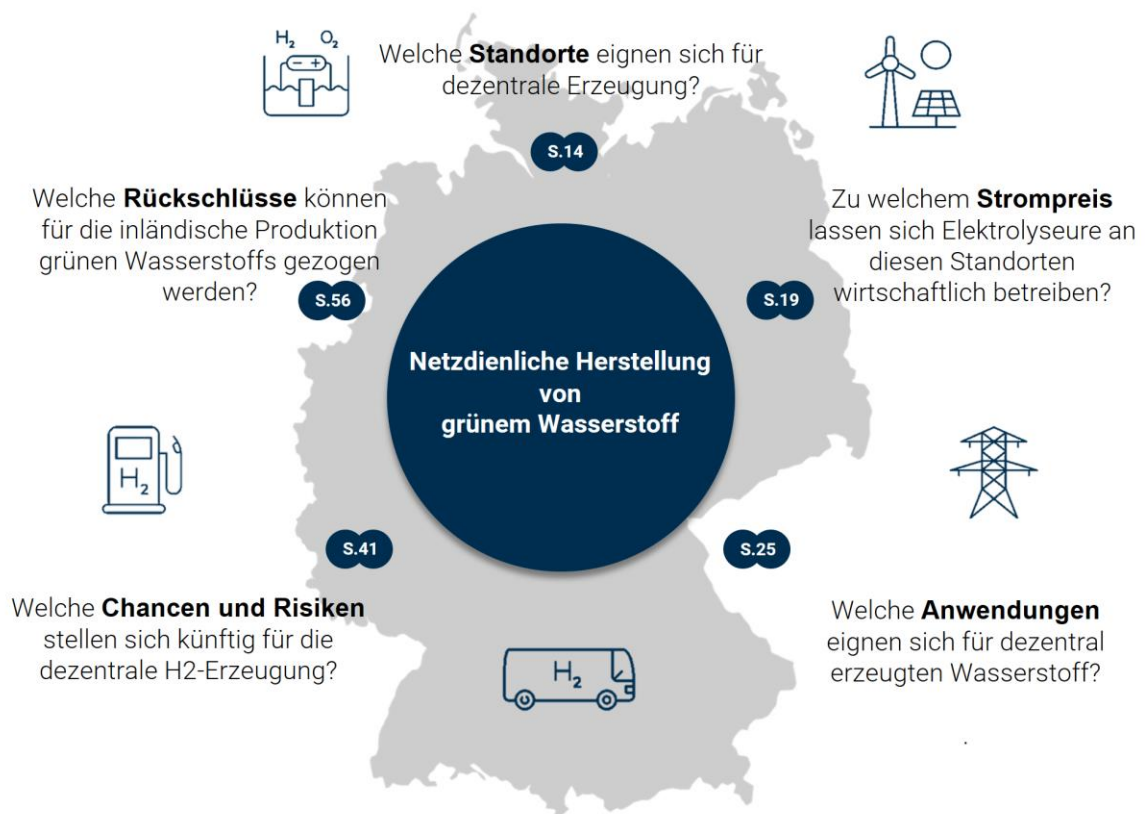


Abbildung 1: Kernfragen, die in der Studie beantwortet werden

Abkürzungsverzeichnis

BZ	Brennstoffzelle
CO ₂	Kohlendioxid
CVD	Clean Vehicles Directive
EE	erneuerbare Energien
EHB	European Hydrogen Backbone
EU-EHS	EU-Emissionshandelssystem
EUA	European Union Allowance
fEE	fluktuierende erneuerbare Energien
H ₂	Wasserstoff
HS	Hochspannung
IRENA	International Renewable Energy Agency
LNfZ	leichte Nutzfahrzeuge
MENA-Region	M iddle E ast & N orth A frica, Nahost und Nordafrika
MS	Mittelspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NIMBY	N ot I n M y B ackyard, Nicht in meinem Garten, positive Einstellung gegenüber der Technologie selbst, aber mangelnde Akzeptanz oder gar Ablehnung der zugehörigen Infrastruktur in der eigenen Umgebung
NS	Niederspannung
NWR	Nationaler Wasserstoffrat
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
PEM-Elektrolyseur	Protonenaustauschmembran-Elektrolyseur
PV	Photovoltaik
Q	Blindleistung
Q(U)-Regelung	Blindleistungsregelung
P	Wirkleistung
PtX	Power-to-X
p.u.-System	Per-Unit-System
RED II	R enewable E nergy D irective – EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
SWOT-Analyse	S trengths, W eaknesses, O pportunities & T hreats, Stärken, Schwächen, Chancen, Gefahren/Risiken
THG	Treibhausgas
U	Spannung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kernfragen, die in der Studie beantwortet werden	5
Abbildung 2: Installierte Leistung an Erzeuger-Kapazitäten und das 80. Perzentil der Last in den Referenznetzgebieten	16
Abbildung 3: Lage der fünf Referenznetzgebiete (links) und die repräsentierten Netzgebiete je Referenznetzgebiet (rechts)	17
Abbildung 4: Bedeutung des Break-Even-Strompreises	20
Abbildung 5: Referenznetzgebiet L1	27
Abbildung 6: Referenznetzgebiet L2	27
Abbildung 7: Referenznetzgebiet W1	28
Abbildung 8: Referenznetzgebiet PV	29
Abbildung 9: Referenznetzgebiet W2	30
Abbildung 10: Q(U)-Regelungskennlinie der Blindleistungsbereitstellung durch die Elektrolyseure	32
Abbildung 11: Veranschaulichung des Vorgehens für die Platzierung der Elektrolyseure anhand des Netzes W1 im 100 %EE-Ausbauszenario	34
Abbildung 12: Histogramme der Leitungsbelastungen der MS-Leitungen und Spannungswerte der MS-Netzknoten	35
Abbildung 13: Netzausbaukosten von MS-Leitungen für die Referenznetzgebiete W1, W2 und PV1	37
Abbildung 14: Hochrechnung der Netzausbaukosten für MS-Leitungen auf ganz Deutschland	38
Abbildung 15: Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Die wichtigsten Parameter der betrachteten Szenarien und des Status Quo 2015 für Deutschland	15
Tabelle 2: Anzahl der repräsentierten Netzgebiete und Kategorie der Referenznetzgebiete	17
Tabelle 3: Parameter der untersuchten Elektrolyseure	22
Tabelle 4: Break-Even-Strompreise der netzdienlich platzierten Elektrolyseure	24
Tabelle 5: Wasserstoffproduktion in den Netzgebieten	25
Tabelle 6: Gegenüberstellung von kleinen und großen PEM-Elektrolyseuren	40
Tabelle 7: SWOT-Darstellung der Rolle netzdienlicher Elektrolyseure	55
Tabelle 8: Zusammenfassung der Elektrolyseure in den Netzgebieten	60

1. Einleitung und Motivation

Um die Klimaziele des Pariser Abkommens zu erreichen, braucht es eine Transformation des Energiesystems. Grünem Wasserstoff kommt hierbei eine Schlüsselrolle zu. Er kann zur Dekarbonisierung von Industrie und Mobilität beitragen, als Energiespeicher dienen, Sektorenkopplung ermöglichen und dabei neue wirtschaftliche Chancen erschließen.

Im Juni 2020 wurde die „Nationale Wasserstoffstrategie“ (NWS) für Deutschland veröffentlicht (BMWi 2020). Es soll ein starker „Heimatmarkt“ aufgebaut werden, jedoch wird davon ausgegangen, dass die Deckung des nationalen Bedarfs überwiegend durch Import von Wasserstoff erfolgt. In Deutschland selbst sollen 5 GW Elektrolysekapazität bis 2030 aufgebaut und damit 14 TWh Wasserstoff erzeugt werden. Aufbauend auf der NWS wurde der Nationale Wasserstoffrat (NWR) gegründet. Dieser veröffentlichte 2021 Maßnahmen zur kurz- und mittelfristigen Umsetzung der H₂-Strategie. Viele der Maßnahmen zielen dabei auf große, zentrale Elektrolyseure und den Import von grünem Wasserstoff ab¹. Die Erzeugung innerhalb Deutschlands spielt dabei eher eine untergeordnete Rolle, da der Großteil des nationalen Bedarfs importiert werden müsse (NWR 2021).

Gleichzeitig gingen in Deutschland in den letzten Jahren zwischen 5 und 7 TWh erneuerbaren Stroms pro Jahr verloren, da Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) abgeregelt werden mussten (AEE 2021). EE-Anlagen werden dann abgeregelt, wenn es mehr Strom aus erneuerbaren Energien (EE) gibt, als die Netze transportieren können (BNetzA 2021). Einer Schätzung des Wuppertal Instituts folgend könnten im Jahr 2030 zwischen 8,3 und 15,7 TWh und im Jahr 2050 zwischen 9,4 und 43,3 TWh an Energieüberschüssen vorhanden sein (Merten u. a. 2020). Es gilt, die zu bestimmten Zeiten vorhandenen Energieüberschüsse künftig zu nutzen, statt sie abzuregeln. Dafür braucht es neben einem effizienten Netzausbau flexible Abnehmer und Möglichkeiten zur Stromspeicherung bzw. -nutzung.

¹ Von den 83 Maßnahmen des NWR adressieren 22 eher zentrale oder große Elektrolyseanlagen oder Importmöglichkeiten. Lediglich fünf der Maßnahmen sind auf kleine, dezentrale Elektrolyseure und eine inländische Erzeugung zugeschnitten.

Ein Großteil der fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) ist und wird in den Verteilnetzen angeschlossen (Agora Energiewende 2017). Um dabei Überlastungen der Netzkomponenten zu vermeiden, müssen die Netze entsprechend ausgebaut werden. Das erhöht die Kosten der Energiewende. Flexible Abnehmer, die die fEE aufnehmen können, tragen dazu bei, den Netzausbaubedarf und genau diese Kosten zu reduzieren.

In diesem Kontext kann die inländische Elektrolyse eine wichtige Rolle spielen. Elektrolyseure, die flexibel als Abnehmer von fEE eingesetzt werden können, unterstützen die Integration von fEE in das Stromnetz. So fungieren die Elektrolyseure als flexibles Lastenmanagement auf der Nachfrageseite, um auf variable EE-Produktion reagieren zu können. Zusätzlich werden grüner Wasserstoff sowie die Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme lokal bereitgestellt. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) verdeutlicht, dass dabei die Standortwahl der Elektrolyseanlage entscheidend sei, um eine netzdienliche Interaktion mit dem Stromnetz zu gewährleisten. Eine dezentrale Platzierung innerhalb Deutschlands kann dazu beitragen, das Stromnetz zu entlasten und Engpässe zu verringern (SRU 2021).

Deshalb wird in dieser Studie Folgendes thematisiert: Wo und wie kann in Deutschland netzdienliche H₂-Erzeugung stattfinden? Und welchen Nutzen bringt diese für das Energiesystem und darüber hinaus?

Um netzdienlich zu sein, muss ein Elektrolyseur dazu beitragen, kritische Netzsituationen zu verhindern. In dieser Studie werden Elektrolyseure dann als netzdienlich bezeichnet, wenn sie sowohl in der Nähe von fEE-Anlagen stehen als auch ausschließlich mit einem Überschuss aus fEE betrieben werden. Ein nicht netzdienlicher Elektrolyseur erfüllt mindestens eins dieser beiden Kriterien nicht.

Im ersten Teil der Studie (Kapitel 2) wird das Potenzial netzdienlicher Elektrolyseure im Energiesystem überprüft. Es werden zunächst netzdienliche Standorte für verschiedene Netzausbauszenarien ermittelt. Anschließend werden an diesen Standorten Elektrolyseure platziert und ihre Leistungsklasse und Volllaststundenzahl ermittelt. Anhand von zwei Preisszenarien für Wasserstoff werden die notwendigen Strompreise ermittelt, die erreicht

werden müssen, um die Elektrolyseure wirtschaftlich zu betreiben. Es wird ermittelt, ob und in welchem Ausmaß der platzierte Elektrolyseur dazu führt, dass weniger Netzausbau notwendig ist.

Im zweiten Teil (Kapitel 3) wird der Einsatz von netzdienlichen Elektrolyseuren untersucht und bewertet. Anhand verschiedener Kategorien werden ihre Stärken und Schwächen analysiert und bewertet, welche Vor- und Nachteile sie für das Energiesystem und darüber hinaus bieten. Es werden Chancen und Risiken ermittelt, welche sich derzeit und künftig für netzdienliche Elektrolyseure stellen könnten.

2. Potenzial netzdienlicher Elektrolyse in Deutschland

In einem Energiesystem mit immer mehr erneuerbaren Quellen wird Flexibilität auf lokaler Ebene, nah am Produktionsstandort der Erneuerbaren, immer relevanter. Elektrolyseure können diese bereitstellen und somit künftig eine wichtige Rolle im Energiesystem spielen.

Am weitesten verbreitet sind derzeit zwei Elektrolyse-Arten: die PEM- und die alkalische Elektrolyse. In dieser Studie werden vorrangig Protonenaustauschmembran (PEM)-Elektrolyseure betrachtet. PEM-Elektrolyseure können gut im Teillastbereich betrieben werden, haben eine niedrige Minimallast und verzeichnen schnelle Anlaufzeiten. Sie sind deshalb gut für einen dynamischen Betrieb in Kombination mit fEE geeignet.

Damit Elektrolyseure netzdienlich betrieben werden können, müssen drei Voraussetzungen erfüllt sein, die in der Folge näher betrachtet werden: (1) netzdienliche Platzierung, (2) netzdienlicher Betrieb und (3) Wirtschaftlichkeit.

1. Voraussetzung: Netzdienliche Platzierung

Der Elektrolyseur muss mit Netzstrom betrieben werden. Entscheidend ist, an welcher **Stelle er im Netz** platziert ist. Er sollte an Standorten stehen, wo es zu einer möglichen Netzüberlastung durch hohe Einspeisungen von fEE kommen kann. Ist dies gegeben, wird von einem dezentralen Elektrolyseur gesprochen. Außerdem spielt die **Dimensionierung** eine wichtige Rolle. Der Elektrolyseur soll allein mit Energieüberschüssen betrieben werden.

2. Voraussetzung: Netzdienlicher Betrieb

Elektrolyseure können auf verschiedene Arten gefahren werden (Sartory u. a. 2018). Entscheidend ist, zu welchem **Zeitpunkt** Strom verbraucht und Wasserstoff produziert wird. Je nachdem, mit welchem Ziel der Elektrolyseur betrieben wird, kommen unterschiedliche Betriebsarten in Frage. Beim netzdienlichen Betrieb im Sinne dieser Studie ist entscheidend, dass der Elektrolyseur **ausschließlich mit Energieüberschüssen aus fEE** betrieben wird. Außerdem muss sichergestellt werden, dass **Netzengpässe lokal vermieden werden** können. Einige ausgewählte Betriebsarten werden hier dargestellt und ihre Netzdienlichkeit bewertet.

Beim **Nennlastbetrieb** läuft der Elektrolyseur bei hoher bzw. maximaler Auslastung ganzjährig und wird nur für Wartungszwecke oder bei einer Störung abgeschaltet. Der Strom kommt aus dem öffentlichen Netz, wurde also – jetzt und auf absehbare Zeit – zumindest nicht jederzeit CO₂-frei produziert. Ein solcher Elektrolyseur erzeugt kontinuierlich Wasserstoff und ist **nicht netzdienlich**.

Beim **strompreisgeführten Betrieb** wird eine Strompreisgrenze festgelegt. Nur wenn diese unterschritten wird, wird der Elektrolyseur bei Nennlast betrieben. Das Preissignal ist nicht notwendigerweise an einen hohen fEE-Anteil gekoppelt. Außerdem kann die Vermeidung lokaler Netzengpässe so nicht vermieden werden. Folglich ist auch diese Betriebsart **nicht netzdienlich** im Sinne dieser Studie.

Eine weitere Betriebsart stellt eine **energiewendedienliche Fahrweise** dar. Sie verbessert die physische und marktliche Integration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien in ein effizientes Energiesystem und unterstützt die Entwicklung eines Systems, das zu hundert Prozent auf Erneuerbaren Energien basiert. Dabei ist der EE-Anteil im Strommix entscheidend für den Einsatz des Elektrolyseurs. Eine exemplarische Umsetzungsmöglichkeit ist der sogenannte „Triggerpreis“. Dieser nutzt die Korrelation zwischen einem hohen EE-Anteil im Stromnetz und den damit verbundenen niedrigen Strompreisen². Kommen ein ausreichend niedriger Strompreis und ein hoher Anteil von EE-Strom zusammen, produziert der Elektrolyseur Wasserstoff (Energy Brainpool 2019). Wird in diese Fahrweise ein Abgleich mit der Stromerzeugung aus lokalen fEE erweitert, kann dies **netzdienlich** sein.

3. Voraussetzung: Wirtschaftlichkeit

Damit der Elektrolyseur auch tatsächlich gebaut wird, ist die Wirtschaftlichkeit an diesem Standort eine wichtige Voraussetzung für netzdienliche Elektrolyseure. Die Wirtschaftlichkeit ist davon abhängig, zu welchen Kosten der Elektrolyseur gebaut und betrieben werden kann sowie von den Erlösen, die durch den Verkauf von Wasserstoff, Sauerstoff und Wärme generiert werden können.

Wirtschaftlich im Sinne dieser Studie sind die Elektrolyseure, die **selbst bei hohen Strombezugskosten profitabel** sind. Unwirtschaftlich sind die Elektrolyseure, die ihren Strom unter 0,05 € pro kWh einkaufen müssten, um schwarze Zahlen zu schreiben³.

² Das Triggerpreismodell bezieht zusätzlich die bisherigen Volllaststunden des Elektrolyseurs in Bezug auf einen Soll-Jahreswert ein und korrigiert die Höhe des Preises entsprechend.

³ Die Stromgestehungskosten unterscheiden sich je nach Erzeugungsart und sinken im zeitlichen Verlauf. Vereinfachend wird hier Wert von 0,05 € pro kWh angenommen, welcher im mittleren Bereich der vom Fraunhofer ISE ermittelten Preispfade liegt (nach Fraunhofer ISE 2021).

2.1 Einsatzszenarien für netzdienliche Elektrolyseure

In diesem Kapitel werden im deutschen Energiesystem schrittweise netzdienliche Elektrolyseure platziert und bewertet. Deutschlandweit werden synthetische Netzgebiete⁴ betrachtet, die anhand von Erzeugungs- bzw. Lastkapazitäten geclustert werden.

Das Vorgehen: Clusterung und Simulation

Pro Cluster wird ein repräsentatives Netzgebiet ausgewählt. Daraus resultieren fünf Referenznetzgebiete, in denen jeweils zwei Netzstränge ausgewählt werden, die für die netzdienliche Elektrolyse in Frage kommen. Dabei werden die Stränge mit den höchsten Energieüberschüssen – ausschließlich aus fEE – ausgewählt. Im Anschluss werden die Zeitreihen der Energieüberschussmengen ermittelt.

Die Elektrolyseure werden anschließend innerhalb der ausgewählten Netzstränge vor etwaigen Netzengpässen platziert. Mit Hilfe der Energieüberschuss-Zeitreihen wird die Größe der Elektrolyseure und die Anzahl der Volllaststunden bestimmt. Anhand dieser Kennwerte wird der für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendige Strompreis unter Annahme von zwei H₂-Preisszenarien simuliert.

Die betrachteten Netzgebiete werden dann auf die Möglichkeit einer regionalen Abnahme von Wasserstoff hin bewertet und Nutzungsszenarien skizziert.

In einem letzten Schritt wird der Netzausbaubedarf innerhalb der Referenznetzgebiete einmal ohne und einmal mit netzdienlich platzierten Elektrolyseuren ermittelt. Die Ergebnisse der Simulationen werden miteinander verglichen und der Einfluss der netzdienlichen Elektrolyseure bestimmt.

⁴ Grund für die Verwendung einer synthetischen Netztopologie ist, dass für echte Verteilnetze keine ausreichende und öffentlich verfügbare Datenlage existiert. Aufgrund dieses Datenmangels wurden im *open_eGo Projekt* (Müller u. a. 2019) Methoden zur Generierung synthetischer Netzgebiete entwickelt, die hier angewendet werden.

2.2 Geeignete Standorte für netzdienliche Erzeugung

Das Ziel: Ermittlung netzdienlicher Standorte für zwei Netzausbauszenarien

Um die Realisierbarkeit der dezentralen Elektrolyseure abzuschätzen, werden potenzielle, **netzdienliche Standorte** für dezentrale Elektrolyseure ermittelt. Mithilfe der Clusterung werden repräsentative Netzgebiete gefunden. Innerhalb dieser Referenznetzgebiete werden anschließend Standorte ermittelt, die ein hohes Erzeugungspotenzial aus fEE versprechen. Abschließend werden je Referenznetzgebiet zwei für die Platzierung von Elektrolyseuren besonders gut geeignete Standorte ausgewählt.

Die Annahmen: Hochlaufszzenarien und synthetische Netzgebiete

Es werden zwei Hochlaufszzenarien für den EE-Ausbau untersucht, welche in dem Forschungsprojekt *open_eGo* (Müller u. a. 2019) aufgestellt wurden. Die Szenarien Netzentwicklungsplan (*NEP*) 2035 und *eGo 100* spiegeln einen EE-Anteil an der installierten Erzeuger-Kapazität in Deutschland von 75 % bzw. 100 % wider. Dem folgend nutzt die vorliegende Studie diese beiden Szenarien: **75 %- und 100 %-EE-Ausbauszenario**. Eine Zusammenfassung der wichtigsten Parameter der beiden Szenarien und dem Status Quo im Jahr 2015 findet sich in Tabelle 1.

Tabelle 1: Die wichtigsten Parameter der betrachteten Szenarien und des Status Quo 2015 für Deutschland⁵

Quelle: (Müller u. a. 2019)

	Status Quo	NEP 2035	eGo 100
EE-Anteil an installierter Leistung in %	50	75	100
Installierte Leistung PV in GW	38,5	60,6	97,8
Installierte Leistung Wind onshore in GW	41,3	90,3	98,4
Installierte Leistung sonstige EE in GW	15,8	30,6	58,0
Jährlicher Netto Stromverbrauch in TWh	506	506	506
Jährliche Spitzenlast in GW	87	87	87
EE-Anteil am el. Stromverbrauch in %	27	66	100

Die Identifikation von netzdienlichen Standorten für dezentrale Elektrolyseure erfolgt auf Grundlage einer Datenbasis von synthetischen Mittelspannungs (MS)-Netzgebieten für Gesamtdeutschland, welche über 3.600 MS-Netze inklusive darunterliegender Niederspannungs (NS)-Netze umfasst (Müller u. a. 2019). Um die räumliche Komplexität zu reduzieren, werden mit Hilfe eines *k-means-Clusterings* (Müller u. a. 2019) fünf repräsentative Netzgebiete identifiziert. Die Clusterparameter werden dabei so ausgewählt, dass innerhalb der Cluster ein möglichst homogener Netzausbaubedarf in den Hochlaufszzenarien besteht. Hierdurch wird eine möglichst repräsentative Wirkung der Hochrechnungen des Netzausbaubedarfs erreicht. Zu diesem Zweck werden die folgenden Parameter der einzelnen MS-Netzgebiete ausgewählt:

- Ausbau der PV-Kapazitäten vom Status Quo bis zum 100 %-EE-Ausbauszenario
- Ausbau der Wind-Kapazitäten vom Status Quo bis zum 100 %-EE-Ausbauszenario
- Das 80. Perzentil⁶ der Last

⁵ Der tatsächliche Strombedarf wird aufgrund der Sektorenkopplung in Zukunft deutlich höher ausfallen. Diese wird in den Szenarien nicht berücksichtigt.

⁶ Das 80. Perzentil beschreibt den Wert, bei welchem 80 % aller Werte den gleichen oder einen geringeren Wert besitzen.

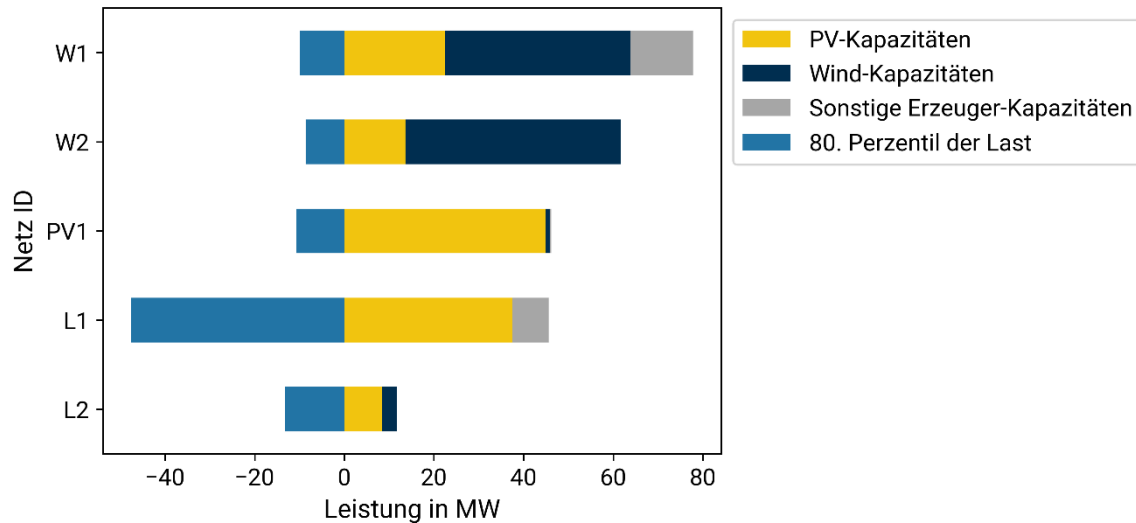


Abbildung 2: Installierte Leistung an Erzeuger-Kapazitäten und das 80. Perzentil der Last in den Referenznetzgebieten

Die Ergebnisse: Fünf Referenznetzgebiete und geeignete Standorte für netzdienliche Elektrolyseure

In Abbildung 2 sind die wichtigsten Charakteristika der fünf identifizierten Referenznetzgebiete dargestellt. Diese ausgewählten Gebiete stehen stellvertretend für 93 % der synthetischen MS-Netzgebiete in Deutschland. Bei den verbleibenden 7 % handelt es sich um urbane Netze, welche sich aufgrund ihrer geringen Erzeuger-Kapazitäten nicht für den Betrieb von Elektrolyseuren eignen. Die fünf Referenznetzgebiete lassen sich grob anhand der dargestellten Charakteristika in die Kategorien **Wind-, PV- und Last-dominiert** einteilen. Die Referenznetzgebiete sind entsprechend der Versorgungsaufgabe des Status Quo ausgebaut. Zudem findet sich in Tabelle 2 die Anzahl repräsentierter Netze je Referenznetzgebiet. Die folgende Abbildung 3 zeigt die Lage der Referenznetzgebiete und die Verteilung der repräsentierten Netzgebiete je Referenznetzgebiet in Deutschland.

Tabelle 2: Anzahl der repräsentierten Netzgebiete und Kategorie der Referenznetzgebiete

Netz ID	Kategorie	Anzahl repräsentierter Netze
W1	Wind-dominiert	463
W2	Wind-dominiert	92
PV1	PV-dominiert	588
L1	Last-dominiert	421
L2	Last-dominiert	1.794

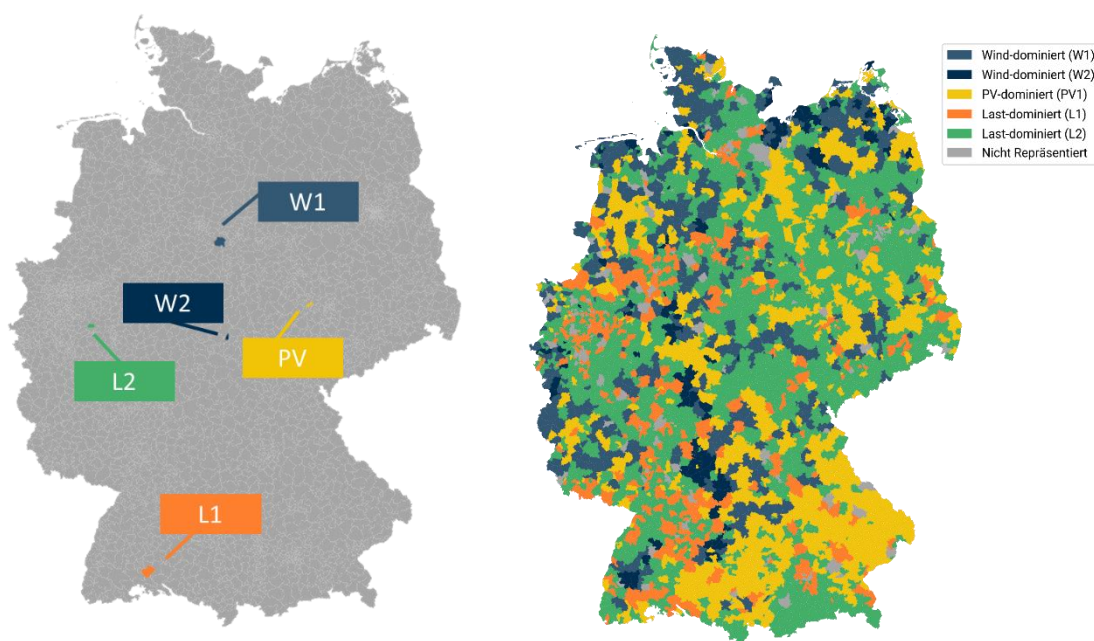


Abbildung 3: Lage der fünf Referenznetzgebiete (links) und die repräsentierten Netzgebiete je Referenznetzgebiet (rechts)

Die Identifikation von geeigneten Standorten für Elektrolyseure innerhalb der fünf Referenznetzgebiete erfolgt mit Hilfe des Open Source Netzplanungstool *eDisGo* (Ammé und Pleßmann 2017). Die zusätzlichen EE-Anlagen der zwei Szenarien werden in die Referenznetzgebiete integriert. Durch eine nicht lineare Lastflussanalyse werden innerhalb der Referenznetzgebiete je MS-Abgang⁷ die lokalen **Energieüberschüsse von fEE** identifiziert. Energieüberschüsse sind hierbei definiert als durch fEE produzierte Energie, welche nicht innerhalb des MS-Abgangs verbraucht werden kann und entsprechend in die

⁷ MS-Leitungsabgänge von einem HS-MS-Umspannwerk werden als MS-Abgang bezeichnet.

Hochspannungs (HS)-Ebene eingespeist wird. Der Energieüberschuss eines MS-Netzgebietes entspricht der Summe der Energiemengen der Rückspeisefälle je MS-Abgang. Einspeisung aus steuerbaren Kraftwerken (inkl. Biomasse u. Ä.) wird hierbei nicht berücksichtigt. Auf diese Weise werden **Zeitreihen von lokalen Energieüberschüssen aus fEE** ermittelt, welche für die Auslegung der dezentralen Elektrolyseure genutzt werden. Kurz gefasst: je Referenznetzgebiet und MS-Netzstrang werden die fEE-Energieüberschüsse ermittelt, welche nicht innerhalb des Netzgebietes verbraucht werden können.

Abschließend werden je Netzgebiet zwei MS-Abgänge ausgewählt, die für die **Platzierung der netzdienlichen Elektrolyseure** besonders gut geeignet sind. Bei der Auswahl wird auf einen Kompromiss zwischen einem wirtschaftlichen und einem netzdienlichen Betrieb geachtet. Aus diesem Grund wird neben der Summe der Energieüberschüsse auch die Varianz der Einspeisezeitreihen je MS-Abgang in die Auswahl einbezogen. Während die Summe der Energieüberschüsse über die mögliche H₂-Produktion entscheidet, und somit über die Wirtschaftlichkeit der Anlage, deutet eine hohe Varianz auf kurzfristige, hohe Belastungen der Betriebsmittel hin. Genau die sollen durch den Einsatz der Elektrolyseure abgefangen werden. Als Ergebnis werden die Elektrolyseure an Standorten platziert, welche sowohl eine hohe H₂-Produktion erlauben als auch eine Netzentlastung erwarten lassen.

In allen Netzgebieten konnten jeweils zwei MS-Abgänge identifiziert werden, welche die zuvor beschriebenen Anforderungen erfüllen. Grundsätzlich gibt es somit in allen Referenznetzgebieten Potenziale für eine netzdienliche Platzierung. Aufgrund der abweichenden Verteilung der fEE-Anlagen zwischen den beiden betrachteten Netzausbauszenarien (75 % und 100 % EE), unterscheiden sich die genauen Standorte der Elektrolyseure mitunter in den jeweiligen Referenznetzgebieten. Für die fünf Referenznetzgebiete und die zwei Netzausbauszenarien ergeben sich somit 20 Standorte für netzdienliche Elektrolyseure.

2.3 Wirtschaftlichkeit bei netzdienlicher Platzierung

Zweite Voraussetzung ist der netzdienliche Betrieb des Elektrolyseurs. Hier wird keine der oben beschriebenen Betriebsarten vorgeschrieben. Zur Sicherstellung dieses Kriteriums wird für die nachfolgende Simulation jedoch ein Zielwert von 3.500 Volllaststunden vorgegeben⁸.

Das Ziel: Ermittlung des Break-Even-Strompreises

Um die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure zu ermitteln, werden zunächst die Leistungsklassen der Elektrolyseure mit Hilfe der Simulationssoftware *SMOOTH* ermittelt. Die Leistungsklasse ergibt sich aus der Energieüberschuss-Zeitreihe im jeweiligen Netzstrang. Je mehr Energieüberschüsse vorhanden sind, desto größer kann der Elektrolyseur dimensioniert werden.

Im Anschluss wird ermittelt, bis zu welchem **Break-Even-Strompreis** der Elektrolyseur arbeiten kann. Abbildung 4 zeigt, wie der Break-Even-Strompreis zu interpretieren ist. Es ist der Strombezugspreis, zu dem der Elektrolyseur gerade noch wirtschaftlich arbeiten kann. Liegt der reale Strompreis zukünftig unterhalb der grünen Linie, macht der Elektrolyseur Gewinn (grüner Bereich). Sind die realen Stromkosten jedoch höher als der Break-Even-Strompreis, dann kann der Elektrolyseur nicht mehr wirtschaftlich arbeiten.

⁸ Der Zielwert der Volllaststunden dient der Kompromissfindung zwischen wirtschaftlichem und netzdienlichem Betrieb.

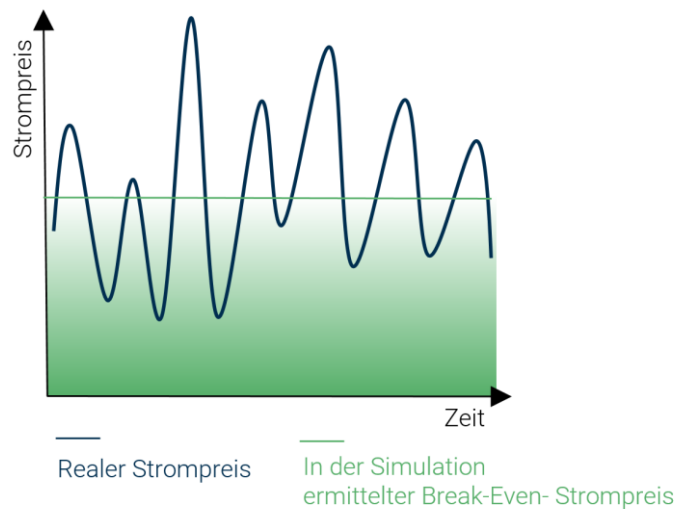


Abbildung 4: Bedeutung des Break-Even-Strompreises

Die Annahmen: Preise und Kosten

Weiteres Kriterium für die Wirtschaftlichkeit ist der Preis, zu welchem der grüne Wasserstoff (sowie die Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme) verkauft werden kann. Dafür wurden zwei Preisszenarien entwickelt. Die beiden Szenarien – „Best“- und „Worst“-Case – spannen einen Möglichkeitsraum auf, innerhalb dessen sich die Preisentwicklung in den nächsten Jahrzehnten wahrscheinlich abspielt.

Das **Hochpreisszenario** geht von einer Knappheit von grünem Wasserstoff aus. Es wurden 4 €/kg H₂-Gestehungskosten angenommen (Green Planet Energy eG 2020). Hinzu kommt ein Aufschlag, der sich aus dem Handel mit der THG-Quote ergibt (siehe auch Kapitel 3.4). Hier ergibt sich ein möglicher zusätzlicher Erlös von 5,50 €/kg Wasserstoff⁹. Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass grüner

⁹ Die Berechnung erfolgt unter Annahme von drei geplanten Änderungen im „Referentenentwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote“ (BMU 2020):

(1) Die THG-Quote wird auf 25 % bis 2030 angehoben.

(2) Die Strafzahlung von 0,47 €/kg_{CO2} erhöht sich auf 0,60 €/kg_{CO2}, wenn die THG-Quote nicht erfüllt wird. Mit diesen beiden Annahmen kann ein mit einem Quotenerlös von etwa 4 € pro Kilogramm Wasserstoff gerechnet werden.

(3) Zusätzlich wird eine doppelte Anrechnung für fortschrittliche Biokraftstoffe angestrebt. Entsprechend wurde ein weiterer Aufschlag von 1,50 € pro Kilogramm Wasserstoff geschätzt.

Wasserstoff bis 2050 ein knappes Gut bleibt und sich diese Knappheit im Preis widerspiegelt.

Der mögliche Gesamterlös für ein Kilogramm grünen Wasserstoff liegt damit bei 9,50 € netto (im Gegensatz zu dem aktuell festgesetzten H₂-Preis an Wasserstofftankstellen von 9,50 € brutto bzw. 7,98 €/kg netto (H₂ Mobility 2021a).) Dies stellt das Best-Case-Szenario für die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure sowohl für 2030 als auch für 2050 dar.

Im **Niedrigpreisszenario** gilt die Annahme starker Konkurrenz am grünen H₂-Markt. Dabei muss lokal produzierter, grüner Wasserstoff mit importiertem konkurrieren. Beim importierten Wasserstoff wurden sowohl die Kosten für Erzeugung als auch für den Transport berücksichtigt (Fraunhofer IEE 2021). Der günstigste, flüssig transportierte Wasserstoff könnte demnach 2030 beispielsweise aus der MENA-Region¹⁰ für 5 €/kg und 2050 aus Marokko für 3,33 €/kg¹¹ kommen.

Basierend auf den Berechnungen der International Renewable Energy Agency (IRENA) wird davon ausgegangen, dass die realen Strombezugskosten in den Jahren 2030 und 2050 durchschnittlich 0,05 € pro Kilowattstunde betragen (Fraunhofer ISE 2021). Es wird die Annahme getroffen, dass Elektrolyseure am Netz ihren Strom folglich nicht günstiger beziehen können.

Kernstück der Simulation ist ein PEM-Elektrolyseur. Seine Systemgrenzen orientieren sich an der Definition der Elektrolyseure der IRENA (IRENA 2020). Zu einem H₂-Produktionsstandort gehören dabei die Kühlanlagen und die verschiedenen Komponenten, die den Input (Strom und Wasser) und den Output (Wasserstoff, Sauerstoff und Wärme) verwalten¹². Speicher werden in der Simulation nicht berücksichtigt. Elektrolyseure unter 100 kW sind aus Gründen der Praktikabilität ausgeschlossen.

¹⁰ Middle East & North Africa, Nahost und Nordafrika. Der Begriff bezeichnet die Region von Marokko bis zum Iran.

¹¹ Kosten für 2030: ca. 150 €/MWh, Kosten für 2050: ca. 100 €/MWh. Die Umrechnung erfolgte mit einem Heizwert von 0,0333 MWh/kg (Energie-Lexikon 2021).

¹² Dazu gehören H₂-Kompressor und -filtersystem, elektrischer Gleichrichter und Transformator, Wasserentionisierung usw. Ein Elektrolyseur selbst wird als eine Reihe von miteinander verbundenen Stacks betrachtet.

Zudem werden zwei Effekte in die Investitionskosten der Elektrolyseure mit einbezogen: **Skalen- und Lerneffekt**. Für den Skaleneffekt werden die größenabhängigen Investitionskosten von IRENA als Grunddaten genutzt¹³ (IRENA 2020). Je größer ein Elektrolyseur, desto geringer werden seine spezifischen Investitionskosten. Beim Lerneffekt wird davon ausgegangen, dass Elektrolyseure über die Zeit günstiger werden, beispielsweise aufgrund von Standardisierung, alternativen Technologieoptionen sowie menschlicher Lernkurven bei der Produktion (HORIZON2020 2018). Aufbauend auf der prognostizierten Kostenreduktion für einen 5 MW-Elektrolyseur aus dem EU-Projekt *Store&Go* (HORIZON2020 2018) wurden Degressionsfaktoren von jeweils 0,54 für den Zeitraum 2020 bis 2030 sowie zwischen 2030 und 2050 ermittelt. Es ergeben sich vier Szenarien, die für jeden platzierten Elektrolyseur berechnet werden. Tabelle 3 fasst diese zusammen.

Tabelle 3: Parameter der untersuchten Elektrolyseure

Szenario	Name	Jahr	Investitionskosten in €/kW Leistungsklasse des Elektrolyseurs					Marktpreis Wasserstoff (€/kg netto)
			1 MW	2 MW	3 MW	4 MW	5 MW	
1	Hochpreis 2030	2030	540	460	425	404	384	9,50
2	Niedrigpreis 2030	2030	540	460	425	404	384	5,00
3	Hochpreis 2050	2050	291	248	229	218	207	9,50
4	Niedrigpreis 2050	2050	291	248	229	218	207	3,33

Die Ergebnisse: Bewertung der Wirtschaftlichkeit

In Tabelle 4 sind die Break-Even-Strompreise der 20 simulierten Elektrolyseure sowie ihre Leistungsklassen und Vollaststundenzahl dargestellt. Grün markiert sind dabei alle Break-Even-Preise ab 0,05 € pro kWh und darüber. Hier wird voraussichtlich ein wirtschaftlicher Betrieb möglich sein. Gelb markiert sind diejenigen, die zwischen 0,00 und 0,05 € pro kWh liegen. Hier ist ein wirtschaftlicher Betrieb nur möglich, wenn die Strombezugskosten unter

Ein Stack umfasst mehrere in Reihe geschaltete Zellen, die in einem Rahmen eingekapselt sind, und zwei Endplatten zum Sammeln von Flüssigkeiten. Die Zelle ist die Hauptkomponente, in der die elektrochemische Reaktion stattfindet.

¹³ Die Umrechnung erfolgte mit einem Wechselkurs von 0,8473 USD/€ (Stand: 30.08.2021).

0,05 € pro kWh sinken. Rot markiert sind negative Preise. In diesen Fällen ist davon auszugehen, dass der Elektrolyseur nicht wirtschaftlich arbeiten kann, auch dann nicht, wenn die Strompreise stark sinken.

Sind in einem Jahr die Markierungen sowohl für Hoch- als auch das Niedrigpreisszenario grün, dann ist dieser netzdienlich platzierte Elektrolyseur mit einer hohen Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich. Ist das Hochpreisszenario grün markiert und das zugehörige Niedrigpreisszenario gelb, dann ist der Elektrolyseur mit einer mittleren Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich. Ist eine rote Markierung dabei, ist der Betrieb voraussichtlich unwirtschaftlich.

Es wird deutlich, dass in den ausgewählten Netzen, die Wind- oder PV-dominiert (W1, W2, PV) sind, ein wirtschaftlicher Betrieb der Elektrolyseure wahrscheinlich ist. Der Break-Even-Strompreis liegt im Jahr 2030 für diese Elektrolyseure im schlechtesten Fall (Niedrigpreisszenario) bei 0,07 € pro kWh. Bestenfalls (Hochpreisszenario) liegt er bei 0,16 € pro kWh. Alle 12 Elektrolyseure (100 %) können im Jahr 2030 mit einer hohen Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich betrieben werden. Im Jahr 2050 sind es noch 67 %.

Bei den Last-dominierten Netzen zeigt sich ein differenzierteres Bild. Dort können im Jahr 2030 lediglich 25 % und im Jahr 2050 nur noch 12,5 % der Elektrolyseure mit einer hohen Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich betrieben werden.

Der Großteil (62,5 %) der netzdienlich platzierten Elektrolyseure kann im Jahr 2030 mit einer mittleren Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich betrieben werden. Grund hierfür sind zumeist die sehr niedrigen Volllaststunden, welche sich wiederum aus geringen Energieüberschüssen an den jeweiligen Standorten ergeben.

Ein Elektrolyseur ist auf negative Strompreise angewiesen und damit unwirtschaftlich.

Tabelle 4: Break-Even-Strompreise der netzdienlich platzierten Elektrolyseure

Szenario-Nr.	Netzname	EE-Ausbau	Leistungs- klasse [kW]	Volllast- stunden [h/a]	Break-Even-Strompreise [€/kWh]			
					2030		2050	
					Hochpreis- szenario 1	Niedrigpreis- szenario 2	Hochpreis- szenario 3	Niedrigpreis- szenario 4
Last-dominiert (L1)		100%	1250	612	● 0,09	● 0,01	● 0,13	● 0,02
		100%	250	1629	● 0,13	● 0,05	● 0,14	● 0,03
Last-dominiert (L1)		75%	500	1039	● 0,12	● 0,04	● 0,14	● 0,03
		75%	250	890	● 0,10	● 0,02	● 0,13	● 0,02
Last-dominiert (L2)		100%	250	698	● 0,09	● 0,00	● 0,12	● 0,01
		100%	750	2953	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05
Last-dominiert (L2)		75%	750	177	● -0,12	● -0,21	● 0,01	● -0,11
		75%	500	3418	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05
Wind (W1)		100%	5250	3453	● 0,16	● 0,08	● 0,16	● 0,05
		100%	3250	3455	● 0,16	● 0,08	● 0,16	● 0,05
Wind (W1)		75%	2250	3491	● 0,16	● 0,08	● 0,16	● 0,05
		75%	4000	3414	● 0,16	● 0,08	● 0,16	● 0,05
Photovoltaik (PV)		100%	1000	3350	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05
		100%	750	3583	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05
Photovoltaik (PV)		75%	500	2953	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05
		75%	500	3367	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05
Wind (W2)		100%	2250	3263	● 0,16	● 0,08	● 0,16	● 0,05
		100%	14000	3665	● 0,16	● 0,08	● 0,17	● 0,06
Wind (W2)		75%	250	3670	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05
		75%	12750	3488	● 0,16	● 0,08	● 0,17	● 0,05

2.4 Dezentrale Anwendungen für grünen Wasserstoff

Dezentral erzeugter, grüner Wasserstoff hat eine Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten. Die Stärke liegt dabei in der Flexibilität auf der Abnahmeseite. Statt einem großen Abnehmer, kann es eine Zusammensetzung unterschiedlicher Verbraucher geben. Diese reichen von Anwendungen im Mobilitätsbereich über industrielle Anwendungen bis hin zu Wärmeanwendungen. Besonders effizient ist der Elektrolyseur, wenn alle bei der Elektrolyse entstehenden Produkte, also Wasserstoff, Sauerstoff sowie Abwärme genutzt werden.

Tabelle 5 zeigt, dass in fast jedem Netzgebiet (Ausnahme L2) zwei netzdienlich platzierte Elektrolyseure mit hoher oder mittlerer Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich betrieben werden können. Tabelle 5: Wasserstoffproduktion in den Netzgebieten¹⁴

Netzname	EE-Ausbau	Leistungs- klasse [kW]	Name des Elektrolyseurs	Wahrschein- lichkeit für Wirtschaftlich- keit	Wasserstoff Netzgebiet gesamt [kg/a]
Last-dominiert (L1)	100%	1250	L1 A	mittel	21400
	100%	250	L1 B	mittel	
Last-dominiert (L1)	75%	500	L1 A	mittel	13600
	75%	250	L1 B	mittel	
Last-dominiert (L2)	100%	250	L2 A	mittel	43500
	100%	750	L2 B	hoch/mittel	
Last-dominiert (L2)	75%	750	L2 A	gering	30900
	75%	500	L2 B	hoch	
Wind (W1)	100%	5250	W1 A	hoch	527400
	100%	3250	W1 B	hoch	
Wind (W1)	75%	2250	W1 A	hoch	385300
	75%	4000	W1 B	hoch	
Photovoltaik (PV)	100%	1000	PV1 A	hoch	107200
	100%	750	PV1 B	hoch/mittel	
Photovoltaik (PV)	75%	500	PV1 A	hoch/mittel	55500
	75%	500	PV1 B	hoch/mittel	
Wind (W2)	100%	2250	W2 A	hoch	1058200
	100%	14000	W2 B	hoch	
Wind (W2)	75%	250	W2 A	hoch/mittel	818300
	75%	12750	W2 B	hoch	

Die fünf Referenznetzgebiete (siehe Abbildung 3) werden im Folgenden jeweils als eine zusammenhängende Region mit einer Gesamtmenge an produziertem Wasserstoff aufgefasst. Je Region gibt es unterschiedliche H₂-Erzeugungsmengen abhängig vom EE-

¹⁴ Die Wahrscheinlichkeit für die Wirtschaftlichkeit unterscheidet sich teilweise zwischen den Jahren 2030 und 2050. Gibt es einen Unterschied, werden diese für „Wahrscheinlichkeit 2030/Wahrscheinlichkeit 2050“ dargestellt. Der Elektrolyseur L2_A wird voraussichtlich nicht wirtschaftlich zu betreiben sein. Aus diesem Grund werden seine möglichen Outputmengen in den folgenden Abschnitten nicht weiter betrachtet und in der Tabelle gestrichen.

Ausbauszenario: Werden 100% EE ausgebaut, entsteht deutlich mehr grüner Wasserstoff aus Energieüberschuss, als wenn 75% EE ausgebaut werden.

Beispielhaft werden im Folgenden Anwendungsbeispiele für lokal erzeugten Wasserstoff skizziert. Dabei wird auf die regionalen Besonderheiten der gewählten Referenznetzgebiete eingegangen¹⁵. In Tabelle 8 im Anhang werden alle Netzgebiete, Elektrolyseure, deren Leistungsklassen sowie Anwendungen zusammengefasst dargestellt. Weitere Informationen zu dezentralen Absatzmöglichkeiten finden sich in Kapitel 3.3.

Referenznetzgebiet L1

Im Last-dominierten Netz rund um die Stadt Tuttlingen ist die mögliche Erzeugungsleistung gering. Die Wahrscheinlichkeit eines wirtschaftlichen Betriebs der Elektrolyseure ist mittelmäßig. Das bedeutet, in diesem Netzgebiet muss Strom zu sehr niedrigen Kosten (0,05 € pro kWh oder darunter) bezogen oder aber grüner Wasserstoff zu Preisen von über 5 € pro kg im Jahr 2030 verkauft werden. Es könnten zwischen **13,6 und 21,4 Tonnen grüner Wasserstoff** pro Jahr netzdienlich bereitgestellt werden. Hinzu kommen 108 bis 170 Tonnen Sauerstoff und 0,4 bis 0,6 TJ Wärme. Da es in dieser ländlichen Region mindestens 16 verkehrende Buslinien gibt, bietet sich die Nutzung des Wasserstoffs in einer Busflotte an. Es können mit dem regionalen Elektrolyseur ca. 3 bis 4 Busse betrieben werden. Sauerstoff und Wärme könnten verkauft werden, wobei es in dieser Region noch kein bestehendes Fernwärmenetz gibt.

¹⁵ Für die Umsetzung eines regionalen H₂-Konzeptes reicht diese Analyse nicht aus. In verschiedenen Stufen des HyLand-Wettbewerbs werden derzeit genau solche Betrachtungen durchgeführt und bewertet (NOW GmbH 2021a).

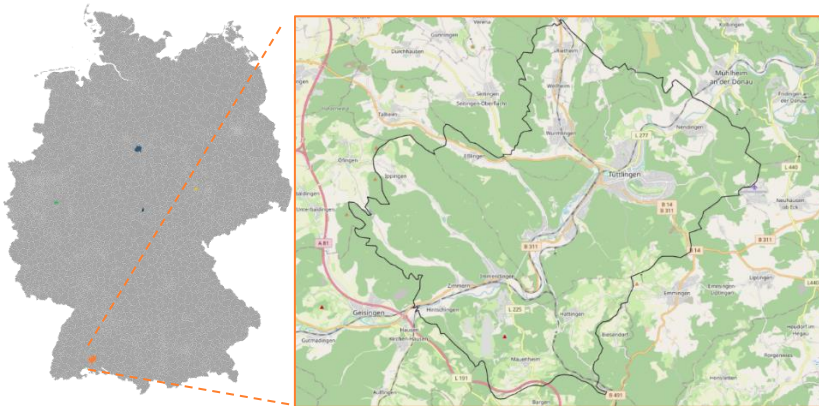


Abbildung 5: Referenznetzgebiet L1

Referenznetzgebiet L2

Im Last-dominierten Netzgebiet L2 können lediglich Elektrolyseure unter 1 MW platziert werden. Im 75 % EE-Ausbauszenario hat einer der Elektrolyseure nur eine geringe Wahrscheinlichkeit, wirtschaftlich betrieben werden zu können. Er wird deshalb nicht weiter für die Bereitstellung von Wasserstoff betrachtet. Trotzdem entstehen in diesem Netzgebiet rund um Marienheide zwischen **30,9 und 43,5 Tonnen grüner Wasserstoff**, 245 bis 323 Tonnen Sauerstoff und etwa 1 TJ Wärme pro Jahr. Da es in der Region verschiedene Logistikunternehmen gibt, könnte hier die (teilweise) Versorgung einer H₂-Tankstelle für schwere Nutzfahrzeuge Sinn ergeben. Mit der bereitgestellten Menge an grünem Wasserstoff könnten etwa vier Lkw versorgt werden.

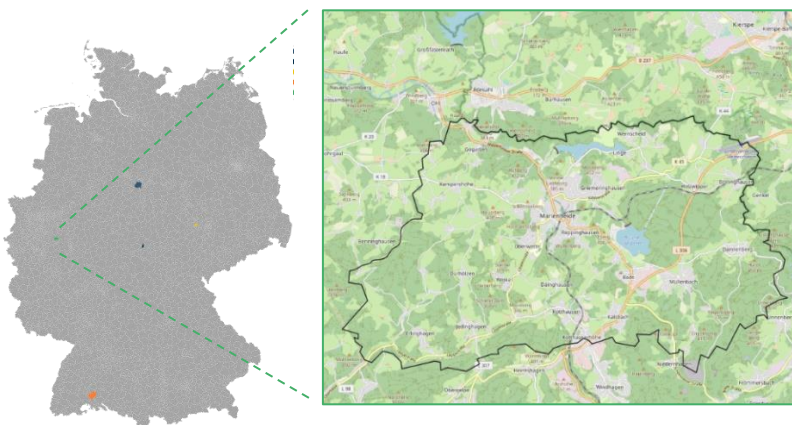


Abbildung 6: Referenznetzgebiet L2

Referenznetzgebiet W1

In beiden EE-Ausbauszenarien können in Referenznetzgebiet W1 aufgrund des fEE-Energieüberschusses zwei netzdienliche Elektrolyseure platziert werden. Es können in diesem Netzgebiet in der Nähe von Hildesheim zwischen **385 und 527 Tonnen grüner Wasserstoff** pro Jahr produziert werden. Für dessen Nutzung bietet sich ein nahegelegenes Glaswerk an. In der ländlichen Region östlich von Hildesheim könnte zusätzlich eine Busflotte mit 30 bis 50 H₂-Bussen zum Einsatz kommen. Auch die produzierte Menge an Sauerstoff ist mit 3.000 bis 4.200 Tonnen pro Jahr nicht unerheblich. Die vier regionalen Kläranlagen in und um das Referenznetzgebiet könnten diesen Sauerstoff abnehmen. Mit der produzierten Abwärme der Elektrolyseure zwischen 11 und 15 TJ könnten zudem etwa 1.000 Haushalte¹⁶ mit Wärme versorgt werden. Allerdings gibt es in diesem Netzgebiet noch kein bestehendes Fernwärmenetz.

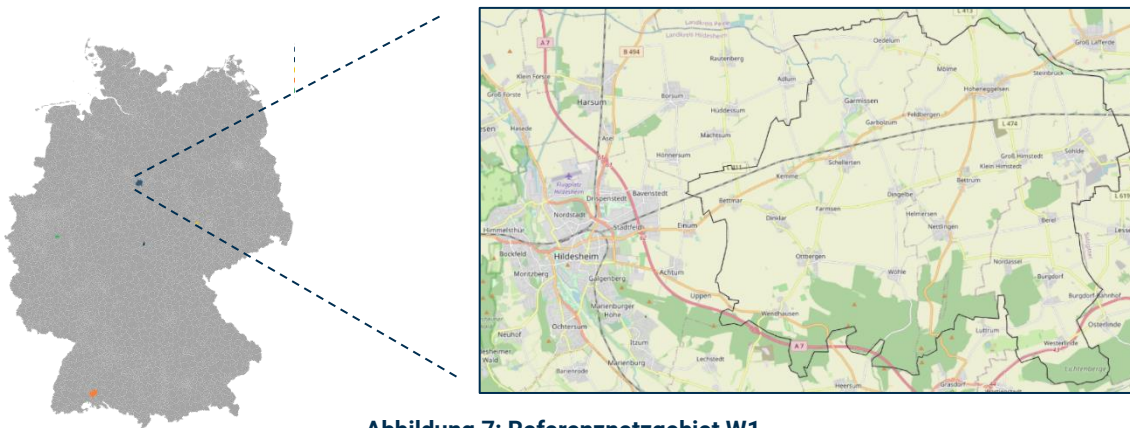


Abbildung 7: Referenznetzgebiet W1

Referenznetzgebiet PV

In diesem PV-dominierten Netzgebiet in und um Merseburg macht sich der Unterschied in den EE-Ausbauszenarien besonders bemerkbar. Im **75 % EE-Ausbauszenario können 55,5 Tonnen grüner Wasserstoff** jährlich produziert werden, während es im **100 % EE-Ausbauszenario mit 107,2 Tonnen** fast doppelt so viel ist. In dieser Region gibt es eine

¹⁶ Für die Haushalte wird von einem Niedrigenergiestandard und einem jährlichen Verbrauch von 3.333 kWh Wärme ausgegangen.

nicht elektrifizierte Zugstrecke von Merseburg nach Querfurt. Dort könnten mit dem lokal produzierten Wasserstoff bis zu 3 Brennstoffzellen (BZ)-Züge betrieben werden. In dieser Region gibt es ein bestehendes Fernwärmenetz, welches jährlich 274 TJ an Wärme bereitstellt (Flensburg, Halmstad, und Aalborg Universities 2018). Die Elektrolyseure in diesem Netzgebiet könnten zwischen 2 und 3 TJ an Wärme liefern und damit ca. 140 bis 260 Haushalte versorgen ¹⁷.

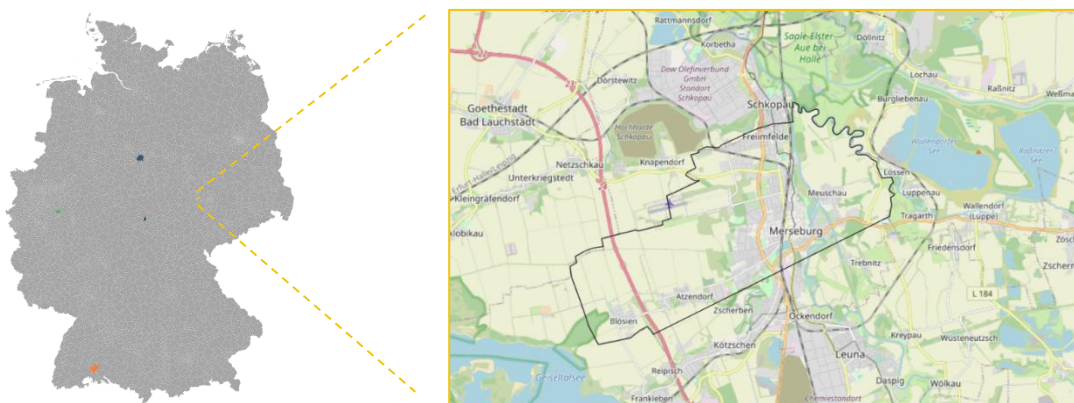


Abbildung 8: Referenznetzgebiet PV

Referenznetzgebiet W2

In diesem Netzgebiet bei Eisenach in Südthüringen können zwei netzdienliche Elektrolyseure platziert werden. Einer dieser Elektrolyseure könnte dabei eine Leistungsklasse zwischen 13 und 14 MW haben. Ursache hierfür ist ein nahegelegener Windpark, der zu hohen Überschüssen von fEE im Netz führt. Mit dieser entsprechend höheren Leistung können jährlich zwischen **818 bis 1.058 Tonnen grüner Wasserstoff** netzdienlich erzeugt werden. Außerdem entstehen zwischen 6.500 und 8.400 Tonnen Sauerstoff sowie zwischen 24 und 31 TJ Wärme. Dieses Referenznetzgebiet liegt in Thüringen und in der Region gibt es mehrere nicht elektrifizierte Zugstrecken (DB Netze 2021). Die Südthüringenbahn besitzt 37 Fahrzeuge, die derzeit noch mit Diesel betrieben werden (Südthüringen Bahn GmbH 2021). Der lokal in Thüringen erzeugte grüne

¹⁷ Ergebnis dieser Studie. Basierend auf einem jährlichen Verbrauch von 3.333 kWh pro Haushalt.

Wasserstoff aus den beiden netzdienlich platzierten Elektrolyseuren böte in dieser Region die Möglichkeit zwischen 27 und 35 Züge emissionsfrei zu betreiben¹⁸. Außerdem gibt es hier ein bestehendes Fernwärmenetz, welches jährlich 764 TJ an Wärme bereitstellt (Flensburg, Halmstad, und Aalborg Universities 2018). Die Abwärme der Elektrolyseure könnte zwischen 3 und 4 Prozent des regionalen Wärmebedarfs decken¹⁹.

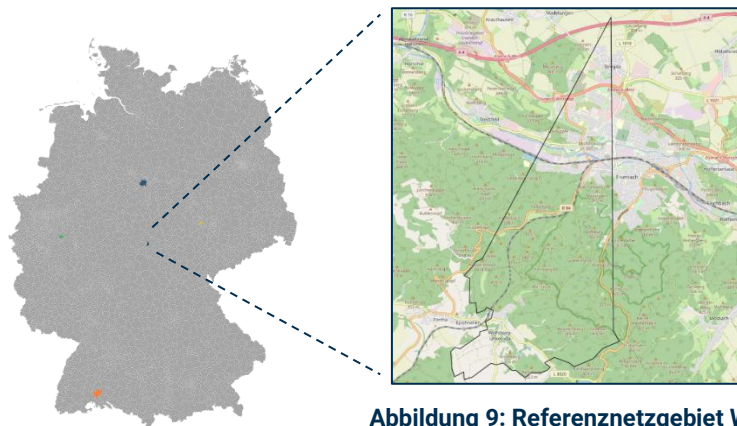


Abbildung 9: Referenznetzgebiet W2

Zusammenfassung: Übertragung auf das gesamte Bundesgebiet

Die Produktionsmenge von Wasserstoff pro Netzgebiet variiert. Jedoch lässt sich sagen, dass in Wind- und PV-dominierten Netzen im Durchschnitt mehr Wasserstoff produziert werden kann als in den Last-dominierten. Je höher der fEE-Ausbau, desto höher die Menge des mittels netzdienlicher Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs.

Skaliert man die Ergebnisse der repräsentativen Netzgebiete auf ganz Deutschland, wird deutlich, dass netzdienliche Elektrolyseure einen wichtigen Beitrag zur Produktion von grünem Wasserstoff leisten können²⁰. Im 75% EE-Ausbauszenario könnten durch netzdienliche Elektrolyseure bis zu **13,7 TWh grüner Wasserstoff** pro Jahr erzeugt

¹⁸ Annahmen: Die Züge haben eine durchschnittliche Tagesfahrleistung von ca. 300 Kilometern. Der jährliche Verbrauch eines Zuges liegt bei ca. 30 Tonnen Wasserstoff pro Jahr (Dittus 2020).

¹⁹ Ergebnis dieser Studie.

²⁰ Es ist zu beachten, dass es sich hierbei um eine grobe Abschätzung handelt. Die Skalierung erfolgte durch Multiplikation der Output-Werte für ein Referenznetzgebiet und wurde mit der Anzahl der repräsentierten Netzgebiete multipliziert. Für die Skalierung wurden nur Elektrolyseure einbezogen, die eine hohe oder mittlere Wahrscheinlichkeit haben, in den Jahren 2030 oder 2050 wirtschaftlich zu arbeiten.

werden²¹. Im 100 % EE-Ausbauszenario könnten dies sogar **19 TWh** pro Jahr sein. Zum Vergleich: In der nationalen Wasserstoffstrategie werden derzeit bis 2030 insgesamt 14 TWh grüne H₂-Erzeugung in Deutschland angestrebt (BMWi 2020). Die neue Bundesregierung will diesen Wert verdoppeln (SPD, BÜNDNIS90/DIE GRÜNEN, FDP 2021).

2.5 Auswirkungen auf das Stromnetz

Elektrolyseure können flexibel Energieüberschüsse aus der fEE-Erzeugung aufnehmen und – durch die Umwandlung in Wasserstoff – auch speichern. Um jedoch gleichzeitig eine Entlastung der Verteilnetze zu erreichen und die Netzintegration von fEE zu unterstützen, muss die Integration von Elektrolyseuren ebenfalls dezentral in räumlicher Nähe zu den Erzeugungsanlagen erfolgen und eine netzdienliche Fahrweise angewandt werden.

Das Vorgehen: Ermittlung von Netzengpässen und des Netzausbaubedarfs

Um die Auswirkungen einer netzdienlichen Integration der dezentralen Elektrolyseure auf das Stromnetz bewerten zu können, wird der nötige Netzausbaubedarf der MS-Ebene der Referenznetzgebiete mit und ohne Integration der Elektrolyseure bestimmt. Dabei führen sowohl Verletzungen des Spannungsbandes sowie Überschreitungen zulässiger Betriebsmittelbelastungen zu Netzausbaubedarf. Die Bestimmung des Netzausbaubedarfs erfolgt dabei mit Hilfe des Netzplanungstools *eDisGos* (Amme und Pleßmann 2017).

Das erlaubte Spannungsband beträgt im MS- und NS-Netz $\pm 10\%$. Die Aufteilung des Spannungsbandes erfolgt gemäß der Studie des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM 2017). Bei der Einspeisung sind Abweichungen von der Spannung auf der MS-Ebene von 5 % erlaubt; auf der MS-NS-Umspannebene weitere 1,5 %. Bei der Abnahme sind auf der MS-Ebene Abweichungen von 1,5 % und auf der MS-NS-Umspannebene um weitere 2 % erlaubt. Das Nichteinhalten des Spannungsbandes und das Überschreiten von Scheinleistungsbelastbarkeiten von

²¹ Wann diese H₂-Mengen erreicht wird, ist davon abhängig, in welchem Jahr die EE-Ausbauszenarien realisiert werden und die entsprechenden Energieüberschüsse zur Verfügung stehen.

Betriebsmitteln verursachen **Netzengpässe oder -probleme**. Diese führen zu einem Bedarf an Netzausbau.

Um im Hinblick auf die Spannungsqualität eine netzdienliche Integration der Elektrolyseure sicherzustellen, werden die Elektrolyseure über eine Blindleistungsregelung in Form einer Q(U)-Regelung betrieben. Das bedeutet: Die Blindleistung (Q) wird eingestellt in Abhängigkeit von der Spannung (U) am jeweiligen Netzanschlusspunkt in Form eines vorgegebenen Verhältnisses von Blindleistung zu momentaner Wirkleistung (P). Das Per-Unit-System (p.u.) gibt das Verhältnis eines Istwertes zum Nennwert einer elektrischen Anlage wieder. Die elektrische Spannung im Stromnetz muss sich innerhalb des definierten Spannungsbandes um einen von der Spannungsebene abhängigen Soll-Wert befinden. Ein Wert von 1 p.u. bedeutet also, dass der Istwert genau dem Sollwert entspricht. Mit Hilfe des gezielten Einsatzes von Blindleistung, kann die Spannung sowohl angehoben als auch abgesenkt werden. Die in dieser Studie verwendete Abhängigkeit der Blindleistung von der Spannung in p.u. ist in Abbildung 10: dargestellt.

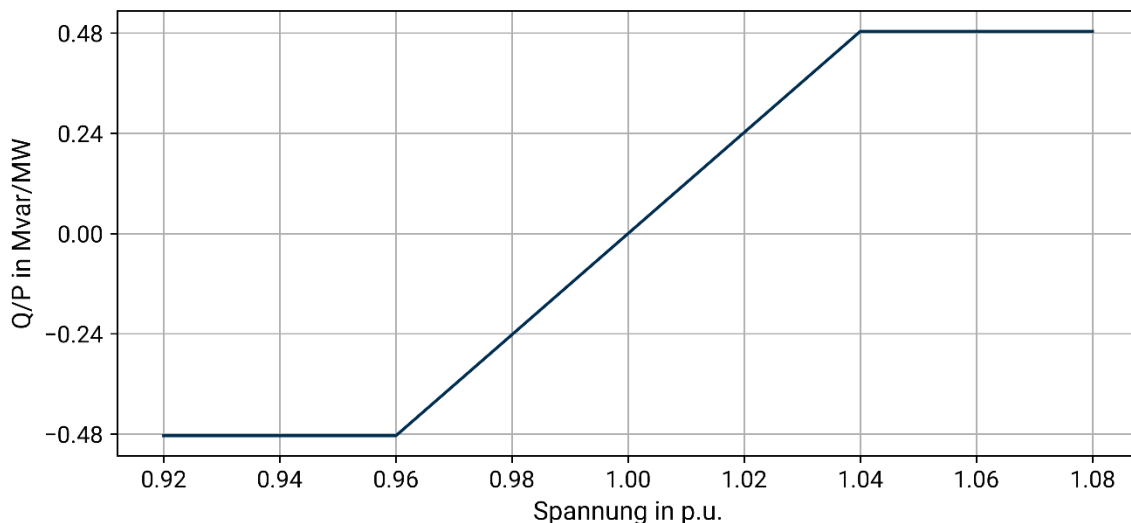


Abbildung 10: Q(U)-Regelungskennlinie der Blindleistungsbereitstellung durch die Elektrolyseure

In den vorangegangenen Abschnitten wurden bereits geeignete MS-Abgänge innerhalb der Referenznetzgebiete für die Platzierung von Elektrolyseuren identifiziert. Da mögliche Netzengpässe im gesamten Verlauf des MS-Abgangs berücksichtigt werden müssen, muss die Platzierung der Elektrolyseure auch innerhalb des MS-Abgangs netzdienlich erfolgen. Der Prozess für die netzfremdliche Platzierung ist in Abbildung 11 dargestellt.

Zuerst werden mit Hilfe einer Lastflussanalyse (a) Netzprobleme in den Referenznetzgebieten ohne die Netzintegration der Elektrolyseure ermittelt. Anschließend wird (b) der benötigte Netzausbau²² je Referenznetzgebiet ermittelt, um die Netzprobleme aufzulösen. Nachfolgend werden (c) die Elektrolyseure innerhalb der zuvor ermittelten MS-Abgänge an dem am weitesten vom Umspannwerk entfernten Netzknoten²³ platziert, welcher sich an einer in (b) ausgebauten Leitung befindet. Sollte innerhalb eines identifizierten MS-Abgangs kein Netzausbaubedarf bestehen, erfolgt die Platzierung an der Leitung, über welche die größte Menge fEE-Energieüberschüsse fließt. Abschließend ist in (d) der vermiedene Netzausbaubedarf nach der Integration der netzdienlichen Elektrolyseure dargestellt.

²² An dieser Stelle wird zu Veranschaulichungszwecken nur ein Ausschnitt der Ergebnisse dargestellt. Innerhalb des Netzgebietes kommt es zu weiterem Netzausbaubedarf in MS-Abgängen, welche nicht für die Platzierung von Elektrolyseuren in Kapitel 2.2 ausgewählt wurden und somit auch nicht beeinflusst werden können.

²³ Netzengpässe können nur dann durch den Einsatz von Elektrolyseuren vermieden bzw. gemindert werden, wenn die Platzierung der Elektrolyseure vor dem Netzengpass erfolgt. Bei einspeisebedingten Netzengpässen bedeutet dies, dass Elektrolyseure an dem vom Umspannwerk weiter entfernten Ende des Netzengpasses platziert werden müssen.

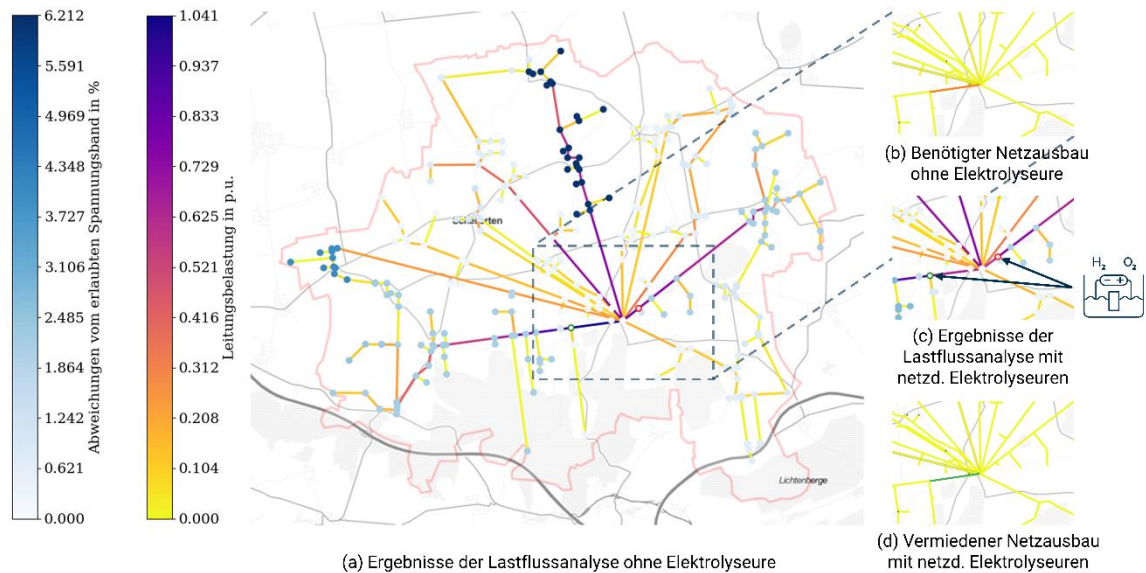


Abbildung 11: Veranschaulichung des Vorgehens für die Platzierung der Elektrolyseure anhand des Netzes W1 im 100 %EE-Ausbauszenario

Der Einsatz der Elektrolyseure führt in dem Beispiel in Abbildung 11 in beiden Fällen zu einer Senkung der Leitungsbelastungen stromaufwärts gelegener Leitungen. Auch kann aufgrund der Spannungshaltungsmaßnahmen die Spannung in den MS-Abgängen stabil gehalten werden. Dieser Trend bestätigt sich ebenfalls in den verbleibenden Referenznetzgebieten und Szenarien. In Abbildung 12 sind logarithmische Histogramme der Leitungsbelastungen der MS-Leitungen und Spannungswerte von MS- und MS-NS-Netzknotten dargestellt. Dabei wurden alle MS-Abgänge der Referenznetzgebiete des 100 % EE-Ausbauszenarios, in denen Elektrolyseure platziert werden, zusammengefasst und nur Zeitpunkte berücksichtigt, in denen der jeweilige Elektrolyseur Wasserstoff produziert.

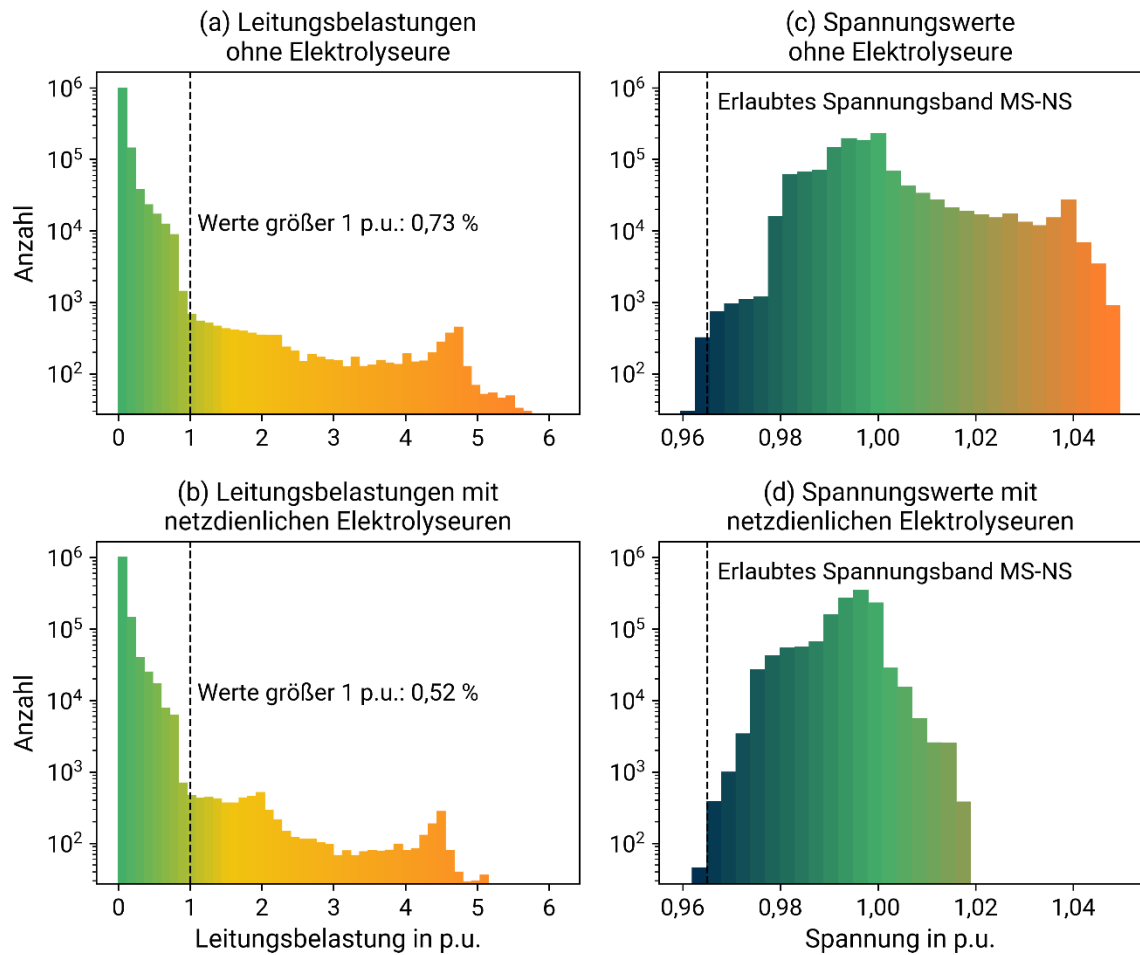


Abbildung 12: Histogramme der Leitungsbelastungen der MS-Leitungen und Spannungswerte der MS-Netzknoten

Das Ergebnis: Positive Auswirkung der Integration von Elektrolyseuren

Im **Vergleich der Leitungsbelastungen ohne und mit Elektrolyseur zeigt sich eine Abnahme der maximalen Leitungsbelastungen**. So werden vor der Netzintegration die MS-Leitungen nach (a) noch in durchschnittlich 0,73 % der betrachteten Zeitpunkte überlastet, was zu einem erhöhten Netzausbaubedarf führt. Demgegenüber werden die MS-Leitungen nach der Netzintegration der Elektrolyseure nach (b) nur noch in 0,52 % der Zeitpunkte überlastet. Auch können die netzauslegungsrelevanten Maximalwerte der Leitungsbelastungen und Spannungen gemindert werden. Nach (c) und (d) werden durch den Einsatz der netzdienlichen Elektrolyseure Überspannungen (Werte über 1 p.u.) reduziert, ohne Unterspannungen (Werte unter 1 p.u.) zu erhöhen. Lokale Unterspannungen entstehen in diesem Fall dadurch, dass konventionelle Erzeugungsanlagen abgeschaltet werden.

Diese Verbesserungen spiegeln sich auch im MS-Netzausbaubedarf wider, dessen Kosten in Abbildung 13 dargestellt sind. Bei den Last-dominierten Netzen L1 und L2 ist aufgrund des geringen Zubaus von Erzeugerkapazitäten in den Hochlaufszzenarien kein zusätzlicher Netzausbau der MS-Ebene ohne und mit Elektrolyseuren notwendig, weshalb diese nicht dargestellt sind.

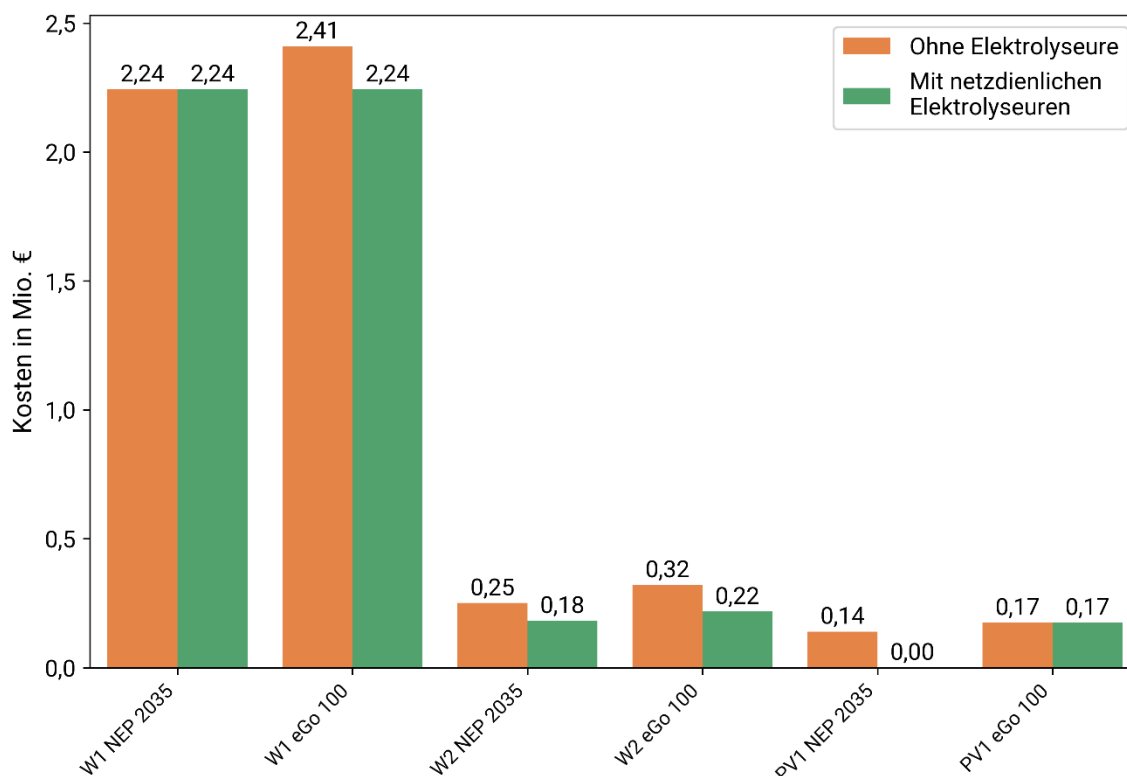


Abbildung 13: Netzausbaukosten von MS-Leitungen für die Referenznetzgebiete W1, W2 und PV1

In den meisten Fällen kann durch die Integration der Elektrolyseure der MS-Netzausbau reduziert oder sogar vermieden werden. Aufgrund der netzdienlichen Fahrweise der Elektrolyseure kommt es in keinem Fall zu einer Erhöhung der Netzausbaukosten. Eine Hochrechnung der MS-Netzausbaukosten auf alle repräsentierten Netzgebiete (vgl. Kapitel 2.2) zeigt sowohl im 75 % als auch im 100 % EE-Ausbauszenario um 7 % reduzierte Netzausbaukosten, was in Abbildung 14 dargestellt ist. An dieser Stelle sei aufgrund der geringen Anzahl an Clustern auf die mögliche Ungenauigkeit der Hochrechnung hingewiesen.

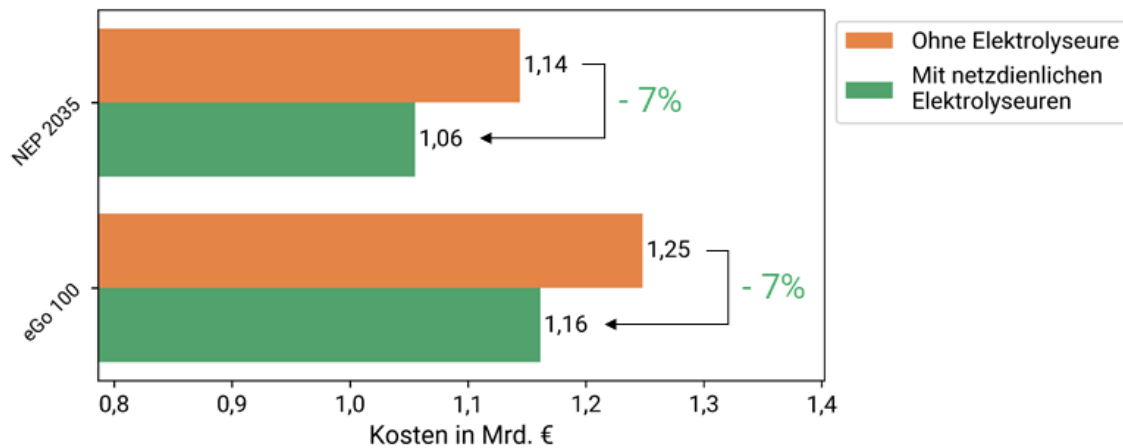


Abbildung 14: Hochrechnung der Netzausbaukosten für MS-Leitungen auf ganz Deutschland

Bei der Platzierung der Elektrolyseure wurde ein Kompromiss zwischen einer möglichst hohen Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure und der Netzdienlichkeit gesucht (vgl. Kapitel 2.2). Trotz dieses Kompromisses konnte aufgrund der netzdienlichen Vorgehensweise zur Platzierung und Anwendung der Elektrolyseure der Netzausbaubedarf in der Regel gesenkt werden. In keinem Fall erhöhte sich der Netzausbaubedarf. Diese Erkenntnis ist bedeutend, denn es werden mitunter Lasten mit sehr hohen Leistungen angeschlossen²⁴.

Werden Elektrolyseure nicht netzdienlich platziert, dimensioniert oder betrieben, kann dies zu zusätzlichem Netzausbaubedarf und somit zu höheren Netzkosten führen.

²⁴ In den betrachteten Referenznetzgebieten war die maximale Last durch die Elektrolyseure 16,25 MW im Referenznetzgebiet W2.

3. SWOT-Analyse: Die Rolle netzdienlicher Elektrolyseure im Energiesystem

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Potenzialanalyse der netzdienlich platzierten Elektrolyseure aufgegriffen und mit einer breiteren, qualitativen Betrachtungsweise reflektiert. Zunächst werden die Erkenntnisse zu den netzdienlichen Elektrolyseuren zusammengefasst. Im Anschluss werden Stärken und Schwächen der netzdienlichen Elektrolyse für das Energiesystem und darüber hinaus, z. B. durch lokale Wertschöpfung, bewertet. Zudem wird analysiert, inwiefern die derzeitigen Rahmenbedingungen Chancen beziehungsweise Risiken für die netzdienliche Erzeugung von grünem Wasserstoff bieten. Am Ende werden diese Ergebnisse der SWOT-Analyse zusammengefasst²⁵.

3.1 Netzdienliche und nicht netzdienliche Elektrolyseure

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass **überwiegend kleine Elektrolyseure** für eine netzdienliche Platzierung in Frage kommen. Aufgrund der Netzstruktur und dem zukünftigen EE-Dargebot hat ein netzdienlicher Elektrolyseur in 90 % der Fälle etwa eine Leistungsklasse bis 5 MW. In Einzelfällen können auch größere Elektrolyseure bis zu 15 MW netzdienlich sein.

Eigenschaften von kleinen und großen PEM-Elektrolyseuren sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Große Elektrolyseure haben sowohl bei den spezifischen Investitionskosten als auch bei den spezifischen Betriebskosten Vorteile, da durch Skalierungseffekte eine Kostenreduktion erreicht werden kann. Deutlich wird auch, dass zukünftig eine starke Senkung der Investitionskosten für Elektrolyseure erwartet wird, wodurch der Kostenvorteil von großen Elektrolyseuren sinkt. Kleine Elektrolyseure können dafür leichter dezentral platziert und ausschließlich mit fEE-Energieüberschüssen betrieben werden. Zudem haben sie geringere Flächen- und Wasserbedarfe im Vergleich zu großen Elektrolyseuren.

²⁵ SWOT-Analyse: Analyse der Stärken (**S**trengths), Schwächen (**W**eaknesses), Chancen (**O**pportunities) und Gefahren/Risiken (**T**hreats).

Tabelle 6: Gegenüberstellung von kleinen und großen PEM-Elektrolyseuren

	Kleine Elektrolyseure	Große Elektrolyseure
Leistungsklasse²⁶	<= 5 MW _{el}	> 5 MW _{el}
Produzierter Wasserstoff in Tonnen pro Jahr²⁷	60,9 – 304,5 (1 bis 5 MW)	304,5 – 6.090 (5 bis 100 MW)
Spezifische Investitionskosten (€/kW Eingangsstrom)²⁸		
Investitionskosten gesamt (€)²⁹	0,96 Mio € – 3,54 Mio € (1 bis 5 MW)	3,5 Mio € – 40,2 Mio € (5 bis 100 MW)
Durchschnittliche Betriebskosten³⁰	ca. 7 % der CAPEX (1 MW)	4 % der CAPEX (100 MW)
Wasserverbrauch pro Jahr in Kubikmetern³¹	550 – 2.700 (1 bis 5 MW)	2.700 – 55.000 (5 bis 100 MW)
Flächenbedarf in Quadratmetern³²	20 – 100 (1 bis 5 MW)	> 100 m ²
Produzierter Sauerstoff in Tonnen pro Jahr³³	490 – 2.450 (1 bis 5 MW)	> 2.450
Rückgewinnbare Wärme in MWh pro Jahr³⁴	910 – 4.550 (1 bis 5 MW)	> 4.550

²⁶ Ergebnis dieser Studie.

²⁷ Nach Angaben von (Energinet und Danish Energy Agency 2021), erzeugt ein 1-MW-PEM-Elektrolyseur 17,4 kg Wasserstoff pro eingesetzter MWh Strom. Der Wert wurde auf 3.500 Volllaststunden pro Jahr und die genannte Kapazität skaliert.

²⁸ Basierend auf (IRENA 2020) und (Fraunhofer IEE 2021).

²⁹ Basiert auf den Kosten für 2020.

³⁰ Die Betriebskosten wurden aus (Energinet und Danish Energy Agency 2021) abgeleitet, die einen Betriebsaufwand von 5 % für 1 MW-PEM-Elektrolyseure und zusätzliche 2 % aus den Stack-Ersatzkosten annimmt. Es wird davon ausgegangen, dass Stacks während der technischen Lebensdauer (ca. 20 Jahre) eines Elektrolyseurs bei etwa 4.000 Volllaststunden pro Jahr voraussichtlich zweimal ausgetauscht werden. Die Stromkosten werden nicht berücksichtigt. Für einen 100 MW-Elektrolyseur werden 2 % der Betriebskosten und 2 % der Kosten für die Erneuerung der Stacks in derselben Quelle berücksichtigt.

³¹ Basierend auf 157 kg pro eingesetzter MWh Strom für einen 1 MW Elektrolyseur (Energinet und Danish Energy Agency 2021). Angepasst an 3.500 Volllaststunden pro Jahr.

³² Basiert auf einem Platzbedarf von 20 m²/MW für einen 1 MW-Elektrolyseur (Energinet und Danish Energy Agency 2021).

³³ Ergebnis dieser Studie.

³⁴ Basierend auf 26 % der rückgewinnbaren Wärme (Energinet und Danish Energy Agency 2021) skaliert auf 3.500 Volllaststunden.

3.2 Einfluss auf das Stromnetz

Stärken und Schwächen:

Dezentrale Elektrolyseure können die Flexibilität des Stromnetzes erhöhen. Vor allem **PEM-Elektrolyseure bringen Flexibilitätsvorteile** für das zukünftige Energiesystem. Zum einen können sie im Teillastbereich zwischen 5 und 100 % sowie mit Überlast betrieben werden. Außerdem kann ihre Leistung um 10 % pro Sekunde verändert werden (Pichlmair, Hübner, und Kigle 2019). Elektrolyseure können dadurch sowohl auf Day-Ahead- als auch auf Intraday-Strompreise reagieren und gleichzeitig Wasserstoff als saisonalen Speicher nutzen (IRENA 2020). Zusätzlich können Elektrolyseure aufgrund Ihrer Reaktionsfähigkeit auch am Regelenergiemarkt teilnehmen und sowohl Primär- als auch Sekundärleistung anbieten. Werden Elektrolyseure dezentral und nach netzdienlichen Kriterien (siehe Kapitel 2) platziert, können sie die Systemintegration von fEE aktiv verbessern. Lokale Peaks werden durch die netzdienliche Fahrweise ausgeglichen und **Netzüberlastungen können vermieden werden** (Schlussfolgerung der Studie, IRENA 2020).

Es konnte gezeigt werden, dass die Leitungsbelastungen sowie die Spannungswerte im MS-Netz durch den Einsatz von netzdienlichen Elektrolyseuren abnehmen. Ein solcher Einsatz lohnt sich für das Stromnetz als Ganzes und führt dazu, dass der **Netzausbaubedarf sinkt**³⁵. Je nach EE-Ausbauszenario können in Deutschland zwischen 7 und 8 % Netzausbaukosten eingespart werden, wenn netzdienliche Elektrolyseure zum Einsatz kommen. Durch den Einsatz von nicht netzdienlich platzierten oder zu groß dimensionierten Elektrolyseuren, könnte auf der anderen Seite der Netzausbaubedarf steigen.

Allerdings gibt es auch eine mögliche Schwäche der netzdienlichen Elektrolyseure: Ein netzdienlicher Betrieb ist nicht automatisch auch systemdienlich³⁶. Gibt es zu einem Zeitpunkt regional ein hohes Angebot an fEE, dann produziert der Elektrolyseur bei einer netzdienlichen Fahrweise Wasserstoff. Gibt es zum gleichen Zeitpunkt jedoch in anderen

³⁵ Ergebnis dieser Studie.

³⁶ System meint hier das Stromsystem Deutschlands.

Regionen ein zu geringes Angebot an fEE, dann es wäre aus Systemsicht besser, den Strom in andere Regionen zu transportieren. Hier könnte also aus Systemsicht zusätzlicher Netzausbau zum Stromtransport Sinn ergeben. Aus systemischer Sicht sollte die H₂-Produktion immer dann erfolgen, wenn es insgesamt ein hohes EE-Dargebot gibt. Dies muss nicht zwingend mit den regionalen Energieüberschüssen zusammenpassen.

Chancen und Risiken:

Es wurde deutlich, dass die inländische H₂-Produktion durch netzdienliche Elektrolyse stark vom EE-Ausbau abhängt (siehe Kapitel 2). Je höher der Ausbau der EE-Kapazitäten, desto mehr Möglichkeiten gibt es, zukünftig netzdienlich und wirtschaftlich Wasserstoff herzustellen. Derzeit ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Elektrolyseuren allein mit Energieüberschüssen noch nicht möglich (SRU 2021). Damit das zukünftig möglich ist, braucht es einen **verstärkten EE-Ausbau**. Damit geht auch das größte Risiko für netzdienliche Elektrolyseure einher: Werden die erforderlichen EE-Kapazitäten nicht schnell genug aufgebaut, könnten netzdienliche Elektrolyseure auch in den nächsten Jahrzehnten weiter unwirtschaftlich bleiben.

3.3 Dezentrale Absatzpfade

Dezentrale Absatzpfade sind diejenigen, die in einem regionalen Kontext Wasserstoff abnehmen und deren Abnahmemengen einen netzdienlichen Betrieb der Elektrolyseure nicht ausschließen. Eine trennscharfe Unterscheidung zwischen zentralen und dezentralen Anwendern kann hier nicht getroffen werden. Allerdings gibt es H₂-Anwender, die unterschiedlich gut als dezentrale Verbraucher geeignet sind.

Als gut geeignete Verbraucher im Sinne dieser Studie zählt der ÖPNV mit BZ-Zügen und BZ-Bussen. Auch BZ-Lkw könnten perspektivisch als dezentrale Verbraucher zählen. Hier können sowohl eine regionale Abnahme, z. B. durch die Tankstelleninfrastruktur, als auch ausreichend kleine Abnahmemengen realisiert werden (IRENA 2019a). Auch kleinere

industrielle Verbraucher, wie z.B. die Glas- oder Papierindustrie, können diese Kriterien erfüllen³⁷.

Stärken und Schwächen:

Im Absatzpfad Mobilität besteht die Herausforderung, H₂-Tankstellen mit den benötigten mehreren hundert Kilogramm Wasserstoff pro Tag zu beliefern. Trailer für gasförmigen Wasserstoff können zwischen 500 und 1.000 kg transportieren. Es bräuchte also fast täglich eine H₂-Lieferung mit einem (Diesel-)Lkw, um genügend Wasserstoff an der Tankstelle bereitzustellen. Eine Alternative wäre ein Pipelinetransport. Reine H₂-Netze sind sowohl mit hohen Anfangsinvestitionen als auch mit einem langen Investitionshorizont verbunden. Die Beimischung von Wasserstoff ins Gasnetz könnte zwar Kostenvorteile bringen, jedoch braucht es dann weitere Investitionen, bspw. um die H₂-Aufbereitung an der Entnahmestelle sicherzustellen (H₂ Mobility 2021b). In den in dieser Studie simulierten Wind- und PV-dominierten Netzgebieten kann diese Herausforderung lokal gelöst werden: Es könnten in diesen Netzgebieten zwischen 300 und 1.000 kg_{H₂}

Exkurs: H ₂ -Tankstellen
<p>Für BZ-Busse und leichte Nutzfahrzeuge (LNFZ) ist die Entwicklung der Tankinfrastruktur weit fortgeschritten. BZ-Busse werden bereits in vielen europäischen Ländern eingesetzt und die Technologie wird kommerziell angewendet. Sie werden dabei zumeist mit der 350-bar-Technologie betrieben (Fraunhofer ISI 2020).</p> <p>BZ-Lkw sind in der Regel für den regionalen und überregionalen Güterverkehr vorgesehen, können große Lasten transportieren und haben wenig On-board-Speicher zur Verfügung. Sie benötigen deshalb eine Betankung mit der 700-bar-Technologie, die große Mengen Wasserstoff in kurzer Zeit bereitstellen kann. Zwar ist dies das gleiche Druckniveau wie für BZ-Pkw, jedoch werden höhere H₂-Mengen und dafür größere Hochdruckzwischenpeicher benötigt. Alternativ muss erneut verdichtet werden, was aber zu deutlich längeren Betankungsvorgängen führt (Fraunhofer ISI 2020).</p>

grünen Wasserstoff pro Tag allein aus fEE-Energieüberschüssen produziert werden³⁸.

Durch Vor-Ort-Produktion können also H₂-Tankstellen betrieben werden, die weder einen hohe Trailer-Frequenz noch einen Pipeline-Anschluss benötigen. Dies bietet einen

³⁷ Im Kontrast dazu sind große, industrielle Verbraucher, wie bspw. Raffinerien, Zement- oder Stahlindustrie weniger gut für eine dezentrale Versorgung geeignet. Sie brauchen meist sehr große und konstante Mengen an Wasserstoff zu niedrigen Preisen. Entsprechend lohnt sich hier eher der zentrale Aufbau von großen EE-Kapazitäten in Verbindung mit Elektrolyse. Eine Nutzung von Energieüberschüssen aus dem Stromnetz wird dadurch hinfällig. Auch Pipeline-Anschlüsse sind in diesem Kontext lohnenswerter als eine dezentrale H₂-Versorgung (Wang u. a. 2020).

³⁸ Dies bezieht sich auf die Ergebnisse aus Simulation des 100 % EE-Ausbauszenarios (siehe Abbildung 4).

Vorteil für alle H₂-Tankstellen mit hohen H₂-Bedarfen, für die sich aber ein Pipeline-Anschluss noch nicht lohnt.

Für die dezentrale Abnahme größerer Mengen an Wasserstoff eignen sich auch BZ-Züge. Besonders interessant sind diese Zugtypen für nicht elektrifizierte Strecken, bei denen sich eine Oberleitung mitunter nicht lohnt. Derzeit haben etwa 39 % des Bundesschiennetzes keine Oberleitung. Besonders im Schienenpersonennahverkehr können alternative Antriebe sinnvoll eingesetzt werden, da die BZ-Fahrzeuge für kleine bis mittlere Fahrzeuggrößen geeignet sind (Allianz pro Schiene 2021)³⁹. Herausforderungen sind derzeit noch die hohen Investitions- und Treibstoffkosten. Die Gesamtbetriebskosten sind immer noch höher als bei Dieselzügen. Aber auch die Bereitstellung einer H₂-Versorgungsinfrastruktur stellt eine Herausforderung dar (Roland Berger 2017). Die dezentrale Erzeugung kann **Vorteile für Regionen eröffnen, die einen hohen Anteil nicht elektrifizierter Strecken** haben. Denn mit der regionalen Bereitstellung grünen Wasserstoffs könnte auch für Regionen fernab einer Pipeline-Versorgung die Versorgung mit grünem Wasserstoff gewährleistet werden.

Die netzdienliche, inländische Elektrolyse bietet zudem einen entscheidenden weiteren Vorteil: **Die Nebenprodukte der Elektrolyse können künftig regional vertrieben werden.** Ein Anwendungsfall, der für viele Standorte in Frage kommen kann, ist die Verwendung des Sauerstoffs in Kläranlagen. Mit einer Sauerstoffproduktion zwischen 170 und 8.400 Tonnen pro Jahr bei einem ambitionierten EE-Ausbau können netzdienliche Elektrolyseure Bedarfe unterschiedlicher Kläranlagengrößen bedienen⁴⁰. In Kläranlagen wird das Wasser durch aerobe Verfahren gereinigt. Die Verwendung von reinem Sauerstoff im aeroben Prozess hat mehrere Vorteile, wie z. B. die Verringerung von Gerüchen, die Verbesserung der Behandlung bestimmter Chemikalien und die Verbesserung der allgemeinen Gesundheit des Systems (Hartley 2021). Entsprechend ist dies eine regionale Abnahmeoption sowohl in ländlichen Regionen als auch in kleinen und mittelgroßen Städten.

³⁹ Einige Projekte sind in Deutschland derzeit bereits in der Planung. So wird die Strecke Cuxhaven-Buxtehude bereits im Probebetrieb mit BZ-Zügen betrieben. Auch in Hessen und Brandenburg sind weitere Projekte mit BZ-Zügen vorgesehen (NOW GmbH 2021b).

⁴⁰ Bei einer Wasseraufbereitungsanlage für 140.000 Einwohner würde der Sauerstoffbedarf ca. 2.500 Tonnen Sauerstoff pro Jahr betragen.

Auch die im Elektrolyseprozess entstehende Wärme kann in einem regionalen Kontext weiter genutzt werden. Für PEM-Elektrolyseure wird geschätzt, dass 26,4 % der zugeführten Leistung als nutzbare Wärme für Fernwärme zurückgewonnen werden kann (Energinet und Danish Energy Agency 2021). Durch die **Nutzung der Abwärme erhöht sich der Wirkungsgrad der Elektrolyseure**. Zudem kann die **Wärme in Nah- und Fernwärmenetze eingespeist** werden und somit ebenfalls zur Wärmewende beitragen (SRU 2021). Entscheidender Vorteil ist, wenn es in der Region bereits bestehende Fernwärmenetze gibt, die für den Abtransport der Wärme genutzt werden können.

Chancen und Risiken:

Dezentrale Absatzpfade stellen allerdings auch Risiken für die Betreiber von Elektrolyseuren bzw. für den Vertrieb des grünen Wasserstoffs und der Nebenprodukte dar. Fokussiert man sich darauf, den Wasserstoff und die Nebenprodukte lokal oder regional zu vermarkten, sind **langfristige und stabile Liefer- und Abnahmebeziehungen** für eine resiliente Lieferkette und die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs entscheidend. Bei regional integrierten Konzepten stellt sich zudem die Herausforderung, dass u. U. mehrere dezentrale Absatzpfade zunächst aktiviert werden müssen. Das heißt vertriebliche, logistische und infrastrukturelle Voraussetzungen müssen erst einmal geschaffen werden, um eine Lieferkette zu etablieren. Der Aufwand ist nicht unerheblich.

Während sich bei industriellen Anwendungen oder bei der Bereitstellung des Wasserstoffs für den ÖPNV die H₂-Nachfrage gut vorhersagen lässt, gestaltet sich das bei anderen Abnehmern (z. B. BZ-Lkw) schwieriger. Bei einer **Überschätzung der lokalen Nachfrage** müssen mitunter nachträglich überregionale Absatzpfade gefunden oder falls möglich, eine Pipeline-Einspeisung erwogen werden.

3.4 Geschäftsmodelle

Stärken und Schwächen:

Die inländische Produktion von Wasserstoff kann zu **resilienteren Lieferketten** beitragen. Die Corona-Pandemie hat gezeigt, wie anfällig internationale Lieferketten sein können. Ein hoher Eigenanteil an der Energieerzeugung mindert die Abhängigkeit von Energieimporten. Erst in der jüngsten „Gaskrise“ wurde deutlich, welche Nachteile eine Abhängigkeit von importierten Energieträgern haben kann (tagesschau.de 2021; SZ 2021). Im jüngsten Bericht der International Renewable Energy Agency (IRENA) zeigt sich: Insbesondere grüner Wasserstoff kann zu weniger Importabhängigkeiten, der Vermeidung von Preisvolatilität sowie mehr Flexibilität und Resilienz des Energiesystems führen (IRENA 2022). In Deutschland könnten netzdienlich platzierte Elektrolyseure dazu beitragen, dass im 100 % EE-Ausbauszenario bis zu 19 TWh grüner Wasserstoff inländisch hergestellt werden können (siehe Kapitel 2.4).

Als Schwäche ist anzusehen, dass die von Elektrolyseuren bereitgestellte Netzdienlichkeit mitunter auch durch andere flexible Lasten geleistet werden kann. So könnten z. B. Batteriespeicher an einigen Standorten die günstigere Alternative zur Vermeidung von Netzengpässen sein. Aufgrund des zukünftig hohen Aufkommens von batterieelektrischen Fahrzeugen und Batterien als Flexibilitätsoption hat diese Speichertechnologie den wirtschaftlichen Vorteil gegenüber Wasserstoff (Schmidt u. a. 2019).

Chancen und Risiken:

An fast allen als netzdienlich identifizierten Standorten ist ein wirtschaftlicher Betrieb zukünftig mit einer hohen Wahrscheinlichkeit möglich⁴¹. Dies gilt insbesondere für Wind- und PV-dominierte Netzgebiete. Da die meisten simulierten Elektrolyseure um die 5 MW groß sind, wird davon ausgegangen, dass insbesondere **kleine Elektrolyseure netzdienlich**

⁴¹ Ergebnis dieser Studie.

platziert und wirtschaftlich betrieben werden können⁴². Im Unterschied zu großen Elektrolyseuren können sie allein mit lokalen Energieüberschüssen betrieben werden. Auch hier sei jedoch wieder auf die Notwendigkeit eines ausreichenden EE-Ausbaus verwiesen.

Eine Chance für kleine Elektrolyseure ergibt sich in diesem Kontext aus dem „Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge“⁴³ (BMVI 2021). Darin werden feste Quoten für die Beschaffung leichter und schwerer Nutzfahrzeuge durch die öffentliche Hand festgelegt. Damit müssen sich alle politischen Ebenen bis in die Kommunen hinein mit der Beschaffung emissionsfreier Flotten auseinandersetzen. Insbesondere auf **kommunaler Ebene kann es dadurch in den nächsten Jahren zur verstärkten Nachfrage nach grünem Wasserstoff kommen**. Ist der Wasserstoff durch netzdienliche Elektrolyseure regional verfügbar, können hier langfristige Lieferbeziehungen im kommunalen Kontext entstehen.

Netzdienlich platzierte Elektrolyseure, die mit fEE-Überschüssen betrieben werden, produzieren aus technischer Sicht Grünen Wasserstoff. Darin liegen insbesondere bei der Vermarktung des Wasserstoffs und der Zukunftsfähigkeit des Betriebsmodells der Elektrolyseure große Chancen. Eine Chance bietet daher die **zukünftige Definition für grünen Wasserstoff auf EU-Ebene**. Betreiber von Elektrolyseuren sollten bereits heute darauf achten, wie sie ihren Wasserstoff als grün zertifizieren können. Zwar gibt es in Deutschland bereits eine Verordnung des BMWi, welche Kriterien für grünen Wasserstoff definiert (BMWi 2021). Jedoch sind die auf EU-Ebene zum Zeitpunkt der Studiererstellung noch diskutierten Anforderungen schärfer als die in der deutschen Verordnung festgelegten. **Netzdienlich platzierte Elektrolyseure könnten insbesondere beim Kriterium der räumlichen Korrelation einen Vorteil haben**.

Eine weitere Chance für den durch Elektrolyse erzeugten grünen Wasserstoff bietet eine im Mai 2021 verabschiedete Novelle zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) („Gesetz zur Weiterentwicklung der

⁴² Durch das Größenkriterium von bis zu 5 MW wird sichergestellt, dass es an den netzdienlichen Standorten ausreichend Strom aus fEE gibt, um den Elektrolyseur wirtschaftlich betreiben zu können.

⁴³ Basierend auf der Clean Vehicles Directive (CVD).

Treibhausgas-minderungs-Quote“ 2021). Unternehmen, die in Deutschland CO₂-emittierende Kraftstoffe verkaufen, müssen die THG-Emissionen durch Umstieg auf alternative Kraftstoffe oder den Kauf von THG-Quoten ausgleichen⁴⁴. **Wer dann ausschließlich grünen Wasserstoff in den Verkehr bringt, übererfüllt die THG-Quote.** Statt zu 25 % werden Kraftstoffe dann als 100 % alternative Kraftstoffe eingestuft. Andere Unternehmen, die keine alternativen Kraftstoffe in den Verkehr bringen, können die Erfüllung ihrer Verpflichtung durch sogenannten Quotenhandel übertragen. Sie bezahlen deshalb beispielsweise Hersteller von grünem Wasserstoff, damit diese an ihrer Stelle die Quote erfüllen. Erfüllen sie die Quote nicht, wird eine Strafzahlung von derzeit 0,47 €, künftig 0,60€ pro kg CO₂_{eq} fällig (eQuota 2021). Grundsätzlich gilt: **je höher die Strafzahlung und je knapper die gehandelten Quoten, desto besser für die Geschäftsmodelle mit grünem Wasserstoff.** Betreiber von netzdienlichen Elektrolyseuren können davon profitieren, wenn auch sie Kraftstoffe, z. B. durch eine Tankstelle, in den Verkehr bringen.

Jedoch gibt es auch Risiken: Die THG-Quote kommt auch batterieelektrischen Fahrzeugen zugute, die in Zukunft zur Standardtechnologie werden könnten. Durch einen starken Hochlauf könnte es zu einem hohen Angebot an THG-Quoten am Markt kommen und dadurch zu sinkenden Quotenpreisen. Sollte die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs an einen hohen Quotenpreis gekoppelt sein, entsteht hier ein Risiko.

Eine aktuelle Bedrohung für kleine H₂-Produktionsanlagen ist die geplante Reform der EU-EHS-Zertifikate im Rahmen des *Fit for 55*-Pakets. Derzeit erhalten Produktionsanlagen für grauen Wasserstoff 6,84 Emissionsberechtigungen (EUA) pro Tonne produzierten Wasserstoffs (Europäische Kommission 2021). Damit die H₂-Elektrolyse mit der Methandampfreformierung konkurrieren kann, schlägt die Europäische Kommission vor, **Elektrolyseure mit kostenlosen Zertifikaten** auszustatten, damit die Hersteller von grünem Wasserstoff diese auf dem Markt verkaufen können. Diese EU-Reform sieht jedoch vor, dass Elektrolyseure, die mindestens 25 Tonnen Wasserstoff pro Tag produzieren,

⁴⁴ Bis 2030 müssen die Unternehmen eine THG-Quote von 25 % erfüllen, gegenüber aktuell 6 %. Dies ist eine Chance für das in Verkehr bringen synthetischer Kraftstoffe wie Wasserstoff. Es wird festgelegt, dass zur Anrechnung der THG-Quote grüner Wasserstoff mit Strom erzeugt werden muss, der direkt aus erneuerbaren Quellen stammt (eQuota 2021).

kostenlose Zertifikate erhalten. Dies entspricht in etwa einem 100-MW-Elektrolyseur, was einen Nachteil für kleinere Elektrolyseure bedeuten könnte (Sandbag 2021; France Hydrogène 2021).

Für dezentrale Elektrolyseure stellt sich ein weiteres Risiko: Nach Bundes-Immissionsschutz-Gesetz ist ein förmliches Verfahren notwendig. Die Prüfung erfolgt durch regionale Behörden, die mitunter noch keine Erfahrungen mit dem Thema Wasserstoff haben. Durch die Dezentralität der Elektrolyseure können an jedem Standort spezifische genehmigungsrechtliche Verzögerungen bei Planung und Bau entstehen (NOW GmbH 2011).

Wie in der Simulation gezeigt, haben netzdienliche Elektrolyseure oft Leistungsklassen von 5 MW oder darunter. Mit der aktuellen H₂-Strategie und den Maßnahmen des NWR liegt der Fokus stark auf großskaligen Projekten und hohen Importmengen. Kleine und dezentrale Elektrolyseure in Deutschland spielen eine untergeordnete Rolle, obwohl diese einen wichtigen Beitrag zur Netzdienlichkeit beitragen können. Dieser politische Fokus stellt ein weiteres Risiko für netzdienlich Elektrolyseure dar.

3.5 Transport und Speicher

Stärken und Schwächen:

Der Transport von Wasserstoff sowie PtX-Folgeprodukten kann mit erheblichen zusätzlichen Energieaufwänden sowie Umweltauswirkungen verbunden sein; insbesondere beim Import per Schiff. Sowohl die Überführung in einen transportfähigen Zustand als auch der Energieverbrauch des Transportmediums selbst können nicht nur zu hohen Transportkosten, sondern auch zu THG-Emissionen führen (SRU 2021) – auch bei grünem Wasserstoff. Lokal produzierter Wasserstoff bietet starke Vorteile, da er deutlich kürzere Transportwege hat oder direkt vor Ort verbraucht werden kann. Damit gibt es **weniger transportbedingte Emissionen** im Vergleich zu importiertem Wasserstoff.

Auch innerhalb Deutschlands kann durch netzdienliche Elektrolyse eine Einsparung von THG-Emissionen durch weniger oder verkürzten straßengebundenen Transport von Wasserstoff erreicht werden. Wie in Kapitel 2.4 erläutert, müssen sich die dezentralen Verbraucher in geografischer Nähe zum Produktionsstandort befinden. Denn je weiter entfernt die Produktion des Wasserstoffs von der Abnahmestation ist, desto größer müssen die transportierten Mengen sein, damit sich der Transport lohnt. **Kleinere H2-Tankstellen sind nur dann wirtschaftlich**, wenn sie möglichst nahe an der Erzeugung des Wasserstoff abnehmen und damit die Transportkosten reduzieren (Hartung u. a. 2019).

Innerhalb Europas ist das European Hydrogen Backbone (EHB) eine Vision, um die H2-Versorgung in verschiedenen europäischen Ländern zu verbinden und den Transport in alle Richtungen über ein 23.000 km langes Gasnetz zu ermöglichen (Wang u. a. 2020). Dieses Projekt würde je nach Wetterlage – z. B. bei sogenannter Dunkelflaute – einen schnellen Transport von grünem Wasserstoff zwischen Süd- und Nordeuropa ermöglichen. Diese Pipeline würde wichtige Industriezentren, in denen Wasserstoff benötigt wird, und H2-Tankstellen versorgen. Netzdienliche Elektrolyseure können kurzfristig Vorteile bieten, da sie mit der Bereitstellung ihres Wasserstoffs **nicht auf die Verteilung durch das EHB angewiesen** sind.

Wasserstoff bietet allgemein den großen Vorteil, dass er für die **Kurz- und Langzeitspeicherung** geeignet ist. Damit ist er ein Energieträger, der der Variabilität erneuerbarer Energiequellen entgegenwirken und saisonale Speicherung bereitstellen kann. In Deutschland könnte Wasserstoff als saisonale Speicheroption sinnvoll sein, um den Energiebedarf bei einer Dunkelflaute oder im Winter zu decken (IRENA 2019b).

Chancen und Risiken:

Langfristig könnte die **Versorgung durch H2-Pipelines** ein Risiko für die dezentrale Elektrolyse darstellen. Sie müssen dann voraussichtlich mit sehr günstigem grünem Wasserstoff konkurrieren. Damit könnte die Wirtschaftlichkeit einiger Elektrolyseure gefährdet werden (siehe Kapitel 2.3).

3.6 Akzeptanz und lokale Wertschöpfung

Die lokale Wertschöpfung und die Akzeptanz haben einen großen Einfluss auf den Erfolg oder Misserfolg eines Projekts, insbesondere wenn es um neue Technologien geht. Dies wurde beispielsweise bei Technologien zur EE-Erzeugung bereits untersucht (Segreto u. a. 2020). Der NWR verweist darauf, dass ein „dezentraler Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zur Förderung der gesamtgesellschaftlichen Akzeptanz beitragen“ kann (NWR 2021).

Dabei hat Wasserstoff eine **doppelte Rolle in der Akzeptanzdebatte**. Zum einen gilt es, die Akzeptanz für grünen Wasserstoff, dessen Erzeugung, Transport und Anwendung zu erhöhen bzw. zu festigen. Zum anderen kann Wasserstoff selbst Mittel zum Zweck sein, um die Akzeptanz für EE-Anlagen zu erhöhen. Kommt der Wasserstoff regionalen Verbraucher:innen zugute und sorgt für regionale Wertschöpfung, könnte dies zu einer positiveren Wahrnehmung der Energiewende als Ganzes führen.

Insgesamt scheint die Akzeptanz für das Thema Wasserstoff in Deutschland hoch zu sein. Bei einer repräsentativen Befragung zur lokalen Akzeptanz gaben 86 % der Befragten an, der stärkeren Nutzung von grünem Wasserstoff in ihrer Stadt oder Gemeinde positiv oder sehr positiv gegenüberzustehen (Fraunhofer IAO 2020). Derzeit gibt es jedoch nur vereinzelt (grüne) H₂-Erzeugungsanlagen in Deutschland. Bei der Schaffung von Infrastruktur in der eigenen Nachbarschaft und Großprojekten kann diese Akzeptanz jedoch sinken (**NIMBY-Mentalität**⁴⁵) (Schönauer und Glanz 2021).

Stärken und Schwächen:

Barrieren der Implementierung neuer H₂-Technologien lassen sich in drei Kategorien einteilen: mentale, soziale und wirtschaftliche. Während es bei der mentalen Barriere an Wissen und Informationen zum Thema Wasserstoff fehlt, entsteht die soziale Barriere aus der Gewohnheit an alte Technologien sowie der Angst vor Veränderung (Ingaldi und Klimecka-Tatar 2020). Hier können dezentrale Elektrolyseure dazu beitragen, dass lokales

⁴⁵ NIMBY – Not in my backyard: „Definiert als eine positive Einstellung gegenüber der Technologie selbst, aber mangelnde Akzeptanz oder gar Ablehnung der zugehörigen Infrastruktur in der eigenen Nachbarschaft, wie z. B. Pipelines zum Transport von Wasserstoff oder Wasserstoffspeicher.“ (Schönauer und Glanz 2021)

Wissen vergrößert und Angst abgebaut wird. Wichtig dafür ist das Vertrauen in die Stakeholder:innen, die an den Projekten beteiligt sind (Schönauer und Glanz 2021). Durch dezentrale Projekte und lokale Partizipation kann **Vertrauen langfristig gestärkt** werden und der NIMBY-Mentalität vorbeugend begegnet werden.

Grüner Wasserstoff, der auf EE-Basis erzeugt ist, ist emissionsarm, speicher- und transportierbar. Er kann dazu beitragen, die politisch gesetzten Klimaziele zu erreichen. Er kann zur Grundlage für klimaneutrale Mobilität, Industrie und in der Wärmeversorgung werden, was zu einer stärkeren Akzeptanz von Wasserstoff führen kann.

Eine weitere Stärke für netzdienliche und dabei kleine Elektrolyseure (bis 5 MW) ist zudem, dass eine großskalige Infrastruktur (z. B. ein Pipeline-Anschluss) nicht zwingend erforderlich ist. Gleichzeitig wird es Anwender:innen ermöglicht, grünen Wasserstoff auch ohne Pipeline-Anschluss zu nutzen. Beides kann zu einer **langfristigen Akzeptanzsicherung** der Technologie beitragen und lokale Widerstände vermeiden.

Auch die lokale Wertschöpfung spielt eine wichtige Rolle – nicht allein aus Akzeptanzgründen. Im Vergleich zum importierten Wasserstoff bietet die dezentrale Elektrolyse **vielfältige Möglichkeiten für Arbeitsplätze und Wertschöpfung**. Abbildung 15 zeigt schematisiert die komplexen Austauschbeziehungen der grünen H₂-Wertschöpfungskette. Zu unterscheiden ist dabei zwischen direkten, induzierten und indirekten Effekten. Direkte Effekte entstehen durch die Beschäftigung in der Anlage und der benötigten Infrastruktur. Die in der H₂-Industrie Beschäftigten nutzen ihr Einkommen für weitere Konsum- und Investitionsgüter sowie für Dienstleistungen. Das sind die induzierten Effekte. Vorgelagert zum Betrieb der Elektrolyseanlage gibt es sogenannte Vordienstleistungen. Dazu zählen Planung, Forschung und Entwicklung, aber auch Bau und Logistik. Sie zählen als indirekte Effekte und führen auch wiederum zu induzierten Effekten. Zur Abschätzung dieser Effekte gibt es derzeit nicht ausreichend quantitative Erhebungen (Merten u. a. 2020).

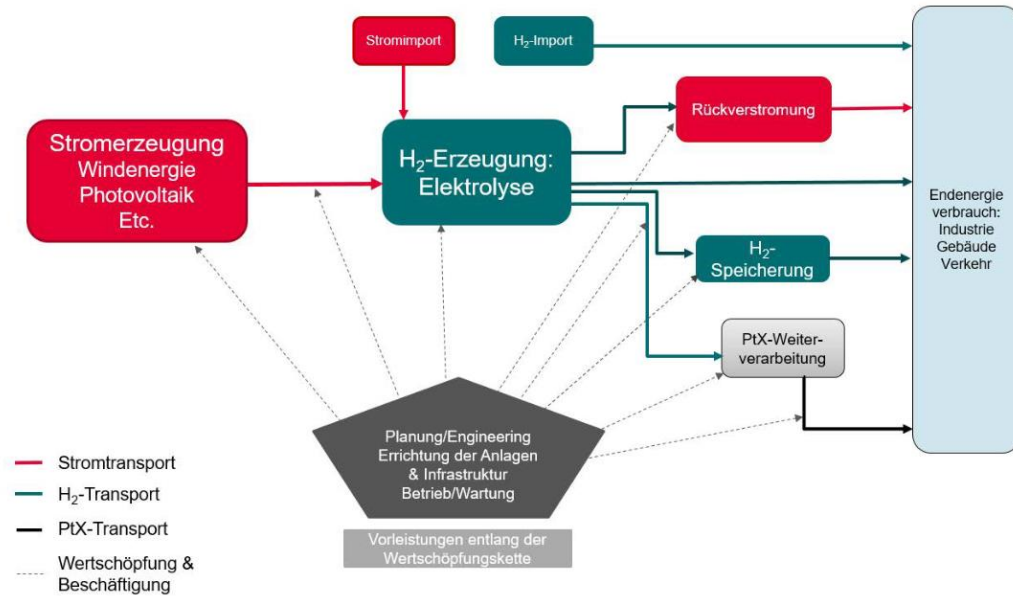


Abbildung 15: Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff

Quelle: (Merten u. a. 2020)

Chancen und Risiken:

Eine Hürde mit Blick auf die Akzeptanz von Wasserstoff können **Sicherheitsbedenken** sein, wie z. B. ein vermutetes Explosionsrisiko, das Mitführen von Wasserstoff als Gas oder Reichweiten-Angst (Pkw, Lkw). Aufklärungsarbeit kann an dieser Stelle Vertrauen aufbauen. Dem Einsatz von Wasserstoff, z. B. im ÖPNV und anderen kommunalen Bereichen, kann hier eine Vorreiterrolle einnehmen und dazu beitragen, die H₂-Nutzung zu „normalisieren“ und die Akzeptanz zu steigern.

Größte Herausforderung für grünen Wasserstoff könnte die Akzeptanz des benötigten EE-Ausbaus sein. In diesem Zusammenhang ist das Impulspapier der Agora Energiewende interessant, das fünf Handlungsfelder zusammenfasst: Unter anderem wird dort vorgeschlagen, den „Neustart der energiepolitischen Erzählung ein[z]uleiten“ (Local Energy Consulting 2020)⁴⁶. Hierzu kann Wasserstoff und dessen regionale Erzeugung in einem besonderen Maße beitragen. Die Technologie lädt dazu ein, **neue Visionen und Narrative**

⁴⁶ Weitere adressierte Handlungsfelder: 2. Lokale Wertschöpfung als neue Normalität etablieren, 3. Bürger:innen als Teilhaber der Energiewende aktivieren, 4. Mehr investieren in Transparenz und Vertrauen, 5. Faire Flächenplanung sicherstellen.

zu entwickeln. Ein Beispiel ist die H₂-Modellregion Lausitz. Die ehemalige Braunkohleregion will sich nun als „als innovativer Standort für nachhaltige Energieproduktion, Forschung und Entwicklung und Anlagenbau im Bereich der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie überregional und international platzieren“ (Wasserstoffnetzwerk Lausitz 2021).

3.7 Ergebnisse der SWOT-Analyse

Die Ergebnisse der vorherigen Kapitel sind in Tabelle 7 zusammengefasst. Dabei wird deutlich, dass netzdienliche Elektrolyseure viele Stärken mitbringen, die für das Energiesystem notwendig oder dienlich sein können. Dabei beschränken sich die Stärken nicht nur auf die Interaktion zwischen Elektrolyseuren und Stromnetz. Auch auf der Nutzungsseite können netzdienliche Elektrolyseure durch eine dezentrale Platzierung in Deutschland Vorteile für die Dekarbonisierung bringen. Die Effizienz ist bei jenen Elektrolyseuren besonders hoch, die alle bei der Elektrolyse entstehenden Produkte (Wasserstoff, Sauerstoff und Abwärme) regional absetzen können.

Demgegenüber stehen viele Risiken, die netzdienliche Elektrolyse in Deutschland be- oder gar verhindern können. Zentral für die netzdienliche Elektrolyse ist, dass es einen beschleunigten EE-Ausbau gibt, sodass die Energieüberschüsse für einen wirtschaftlichen Betrieb ausreichen. Nur dann können Elektrolyseure einen wichtigen Beitrag zur Sektorenkopplung und zur Integration von fEE ins Energienetz leisten und dabei wirtschaftlich arbeiten.

Tabelle 7: SWOT-Darstellung der Rolle netzdienlicher Elektrolyseure

	STÄRKEN der netzdienlichen Elektrolyse		SCHWÄCHEN der netzdienlichen Elektrolyse
3.2	Können netzdienlich platziert werden	3.2	Möglicher Trade-Off zwischen lokaler Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit
3.2	Können Netzüberlastungen vermeiden	3.4	Konkurrieren mit anderen (mitunter günstigeren) Flexibilitätsoptionen
3.2	Können Netzausbaubedarf senken		
3.3	Vor-Ort-Elektrolyse für H ₂ -Tankstellen		
3.3	Ermöglichen regionale Nutzung von Sauerstoff und Abwärme		
3.4	Tragen zu resilienten Lieferketten bei		
3.5	Weniger transportbedingte Emissionen		
3.5	Können Wasserstoff kurzfristig dezentral bereitstellen (im Vergleich zum EHB)		
3.6	Bei Umsetzung durch lokale Akteure: Vertrauensstärkung und Vorbeugung der NIMBY-Mentalität		
3.6	Können zu neuen regionalen Visionen beitragen		
3.6	Können zur regionalen Wertschöpfung beitragen		

	CHANCEN für netzdienliche Elektrolyse		RISIKEN für netzdienliche Elektrolyse
3.4	Können im zukünftigen Energiesystem allein mit Energieüberschüssen wirtschaftlich betrieben werden	3.2	Kein ausreichender Ausbau von EE
3.4	Bessere Wirtschaftlichkeit durch Handel mit THG-Quote	3.3	Abhängigkeit von lokalen Stakeholdern
3.4	Zukünftige Definition von grünem Wasserstoff auf EU-Ebene	3.4	Zukünftige Definition von grünem Wasserstoff auf EU-Ebene
3.4	Produzieren voraussichtlich nachweisbar und konsequent Grünen Wasserstoff	3.4	Geplante Reform der EU-EHS-Zertifikate
		3.4	Komplexe Genehmigungsverfahren
		3.4	Fokus des NWR liegt nicht auf kleinen und dezentralen Elektrolyseuren
		3.5	Könnten in der langen Frist mit günstigerem, grünem Wasserstoff aus Pipelines konkurrieren müssen

4. Fazit und Ausblick

Die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) sieht bisher eine untergeordnete Rolle der inländischen H₂-Erzeugung und setzt vor allem auf große Importmengen. Die Ampelkoalitionäre der neuen Bundesregierung haben sich jedoch zum Ziel gesetzt, die NWS im Jahr 2022 fortzuschreiben, die Erzeugungskapazitäten bis 2030 auf 10 GW zu erhöhen und die Priorität auf die heimische EE-Erzeugung EE zu legen (SPD, BÜNDNIS90/DIE GRÜNEN, FDP 2021).

Für die Erzeugung in Deutschland werden Standortfragen eine immer größere Rolle spielen. Die netzdienliche Platzierung und der Betrieb von Elektrolyseuren kann zukünftig einen wichtigen Beitrag auf mehreren Ebenen leisten: Es können **Netzengpässe vermieden** und **grüner Wasserstoff regional bereitgestellt** werden. Damit kann in einem zunehmend dezentralen Energiesystem auch die H₂-Erzeugung zur Spitzenglättung der fEE beitragen und die Abregelung von fEE-Anlagen reduzieren. Insgesamt tragen netzdienliche Elektrolyseure zu einem effizienten Netzausbau bei und können den Netzausbaubedarf und dessen Kosten reduzieren.

Die Simulation von zwei EE-Ausbauszenarien (75 % und 100 % EE) zeigte, dass bei einer netzdienlichen Platzierung, Dimensionierung und einem netzdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren Netzengpässe und maximale Leitungsbelastungen abnehmen. Außerdem wurden durch den Einsatz der netzdienlichen Elektrolyseure Überspannungen reduziert, ohne Unterspannungen zu erhöhen. Diese Netzentlastungen reduzierten den künftigen Netzausbaubedarf. Aufgrund der netzdienlich platzierten und betriebenen Elektrolyseure konnten in beiden Szenarien 7 % der nationalen MS-Netzausbaukosten gespart werden.

Während ein wirtschaftlicher Betrieb von Elektrolyseuren allein mit Energieüberschüssen derzeit noch nicht möglich ist, zeigt die Studie, dass dies durch einen verstärkten EE-Ausbau in den Jahren 2030 und 2050 möglich sein kann. In Wind- und PV-dominierten Netzgebieten konnten alle simulierten Elektrolyseure im Jahr 2030 mit einer hohen Wahrscheinlichkeit

wirtschaftlich betrieben werden. Im Jahr 2050 sind es noch 67 %⁴⁷. In den Last-dominierten Netzgebieten ist die Wirtschaftlichkeit der netzdienlichen Elektrolyseure risikobehaftet. Mit 62,5 % hat ein Großteil der Elektrolyseure in diesen Netzgebieten eine mittlere Wahrscheinlichkeit auf Wirtschaftlichkeit. Insbesondere wenn der Verkaufspreis des grünen Wasserstoffs niedrig ist, werden sehr niedrige, bzw. sogar negative, Strombezugskosten benötigt, damit der Elektrolyseur wirtschaftlich betrieben werden kann. Neben dem Preis, zu dem grüner Wasserstoff an Verbraucher:innen verkauft werden kann, spielt vor allem die Anzahl der Volllaststunden eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurs. Da in der Studie in den Last-dominierten Netzen zumeist eine sehr geringe Anzahl von Volllaststunden (unter 1.500 Stunden pro Jahr) realisiert wurde, sind im Jahr 2030 nur noch 25 % und im Jahr 2050 noch 12,5 % der netzdienlichen Elektrolyseure in Last-dominierten Netzgebieten wirtschaftlich⁴⁸. Die niedrigen Volllaststunden ergeben sich aus geringen Energieüberschüssen an den jeweiligen Standorten.

In Deutschland kann die netzdienliche Elektrolyse bei einem ambitionierten Ausbau der EE-Kapazitäten **allein aus lokalen Energieüberschüssen bis zu 19 TWh grünen Wasserstoff pro Jahr in Deutschland** bereitstellen. Netzdienlich verhalten sich dabei insbesondere **kleine Elektrolyseure** bis zu einer Leistungsklasse von etwa 5 MW⁴⁹. Die dezentrale Abnahme kann besonders im Absatzpfad Mobilität im Bereich der Versorgung von H₂-Tankstellen stattfinden. Diese können bereits heute für den ÖPNV und perspektivisch auch für BZ-Lkw genutzt werden. Die Effizienz der Elektrolyse lässt sich durch die Nutzung aller Produkte (Wasserstoff, Sauerstoff und Wärme) deutlich erhöhen.

Die SWOT-Analyse zeigt, dass netzdienliche Elektrolyseure zwar viele Vorteile für das Energiesystem und darüber hinaus mit sich bringen, sich gleichzeitig jedoch vielen Risiken gegenüber sehen. Der Fokus der bisherigen NWS auf große, zentrale Elektrolyseure bzw. den großskaligen Import von Wasserstoff könnte diese Diskrepanz noch verstärken. Damit

⁴⁸ Im Jahr 2050 wurde eine stärkere Konkurrenz mit importiertem, grünem Wasserstoff angenommen, wodurch die Wirtschaftlichkeit sinkt.

⁴⁹ In der Simulation wurde mithilfe der Optimierung auch ein Elektrolyseur mit einer Größe von 14 MW platziert. Dieser befindet sich in einem Netzgebiet mit sehr hohen Anteilen von fEE und entspricht nicht unbedingt der typischen und deutschlandweiten Allokation von Elektrolyseuren.

die Vorteile der netzdienlichen und dezentralen Elektrolyseure wirksam werden, braucht es deshalb zukünftig einen stärkeren Fokus auf die inländische, dezentrale Elektrolyse, welche auf die Nutzung von Energieüberschüssen abzielt.

Der zügige Ausbau von Erneuerbaren Energien ist Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit netzdienlicher Elektrolyse. Darüber hinaus wird die Umsetzung der RED II Richtlinie⁵⁰ in deutsches Recht und die damit einhergehenden Kriterien für erneuerbaren Wasserstoff auch für die netzdienliche Elektrolyse eine große Rolle spielen. Es sollte sichergestellt werden, dass netzdienliche Kriterien und die Nutzung von Energieüberschüssen bei der Standortwahl für Elektrolyseure berücksichtigt werden. Vor-Ort-Elektrolyse und kurze Transportwege sollten einen höheren Stellenwert bekommen und integrierte Konzepte zur Nutzung von Wasserstoff, Sauerstoff und Abwärme priorisiert werden.

Um die netzdienliche Elektrolyse künftig zu ermöglichen, braucht es neben den regulatorischen Rahmenbedingungen auch weitere Forschung. So sollten insbesondere mögliche Zielkonflikte zwischen lokal netzdienlichem und systemdienlichem Betrieb erforscht werden. Dabei sollte auch der Einfluss von großskaligen Elektrolyseur-Projekten und deren Fahrweisen auf die Systemdienlichkeit mit betrachtet werden.

⁵⁰ Renewable Energy Directive – EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

5. Anhang

Tabelle 8: Zusammenfassung der Elektrolyseure in den Netzgebieten

Quelle: eigene Berechnungen

Netzname	EE-Ausbau	Leistungs- klasse [kW]	Volllast- stunden [h/a]	Break-Even-Strompreise [€/kWh]				Name des Elektrolyseurs	Wahrschein- lichkeit für Wirtschaftlich- keit	Wasserstoff Netzgebiet gesamt [kg/a]	Regionale Gegebenheit	H2-, O2-, Wärme- Anwendung
				2030		2050						
				Hochpreis- szenario	Niedrigpreis- szenario	Hochpreis- szenario	Niedrigpreis- szenario					
Last-dominiert (L1)	100%	1250	612	● 0,09	● 0,01	● 0,13	● 0,02	L1 A	mittel	21400	16 Buslinien vorhanden	H2: 3 Busse O2: Verkauf zu Marktpreisen Wärme: Haushalte
	100%	250	1629	● 0,13	● 0,05	● 0,14	● 0,03	L1 B	mittel			
Last-dominiert (L1)	75%	500	1039	● 0,12	● 0,04	● 0,14	● 0,03	L1 A	mittel	13600		
	75%	250	890	● 0,10	● 0,02	● 0,13	● 0,02	L1 B	mittel			
Last-dominiert (L2)	100%	250	698	● 0,09	● 0,00	● 0,12	● 0,01	L2 A	mittel	43500	6 Logistikzentren	H2:4 Lkw O2: Verkauf zu Marktpreisen Wärme: Haushalte
	100%	750	2953	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05	L2 B	hoch/mittel			
Last-dominiert (L2)	75%	750	177	● -0,12	● -0,21	● 0,04	● -0,11	L2 A	gering	30900		
	75%	500	3418	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05	L2 B	hoch			
Wind (W1)	100%	5250	3453	● 0,16	● 0,08	● 0,16	● 0,05	W1 A	hoch	527400	2 Glaswerke im Umkreis von 100 km , 4 Kläranlagen (KA) im oder in unmittelbarer Nähe des Netzgebietes	H2: 1 Glaswerk, 30 bis 50 Busse O2: Klärwerk Wärme: Haushalte
	100%	3250	3455	● 0,16	● 0,08	● 0,16	● 0,05	W1 B	hoch			
Wind (W1)	75%	2250	3491	● 0,16	● 0,08	● 0,16	● 0,05	W1 A	hoch	385300		
	75%	4000	3414	● 0,16	● 0,08	● 0,16	● 0,05	W1 B	hoch			
Photovoltaik (PV)	100%	1000	3350	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05	PV1 A	hoch	107200	Nicht-elektrifizierte Zugstrecke , 36,7 km, Dieseltankstelle in Merseburg	H2: 3 Züge O2: Verkauf zu Marktpreisen Wärme: Haushalte
	100%	750	3583	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05	PV1 B	hoch/mittel			
Photovoltaik (PV)	75%	500	2953	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05	PV1 A	hoch/mittel	55500		
	75%	500	3367	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05	PV1 B	hoch/mittel			
Wind (W2)	100%	2250	3263	● 0,16	● 0,08	● 0,16	● 0,05	W2 A	hoch	1058200	Mehrere nicht elektrifizierte Zugstrecken, 37 Fahrzeuge	H2: 30 Züge O2: Verkauf zu Marktpreisen Wärme: Haushalte
	100%	14000	3665	● 0,16	● 0,08	● 0,17	● 0,06	W2 B	hoch			
Wind (W2)	75%	250	3670	● 0,15	● 0,07	● 0,16	● 0,05	W2 A	hoch/mittel	818300		
	75%	12750	3488	● 0,16	● 0,08	● 0,17	● 0,05	W2 B	hoch			

6. Quellenverzeichnis

- AEE. 2021. „Durch Einspeisemanagement verlorene Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien“. Agentur für Erneuerbare Energien. 2021. <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/durch-einspeisemanagement-verlorene-stromerzeugung>.
- Agora Energiewende. 2017. „Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte“. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf.
- Allianz pro Schiene. 2021. „Elektrifizierung erklärt: Das Schienennetz muss unter Strom stehen“. *Allianz pro Schiene* (blog). 2021. <https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/infrastruktur/elektrifizierung-bahn/>.
- Amme, Jonathan, und Guido Pleßmann. 2017. *Distribution Network Generator (DINGO)* (Version <https://doi.org/10.5281/zenodo.844045>). <https://github.com/openego/eDisGo>.
- BMU. 2020. „Referentenentwurf - Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote“. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. <https://www.bmu.de/gesetz/referentenentwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-der-treibhausgasminderungs-quote>.
- BMVI. 2021. „BMVI - Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge“. 2021. <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/clean-vehicles-directive.html>.
- BMWi. 2020. „Die Nationale Wasserstoffstrategie“. BMWi. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20.
- . 2021. „Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/verordnung-zur-umsetzung-des-eeg-2021-und-zur-aenderung-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf?__blob=publicationFile&v=6.
- BNetzA. 2021. „Bundesnetzagentur - Einspeisemanagement“. 2021. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/start.html.
- DB Netze. 2021. „GeoViewer | DB Netze Fahrweg“. 2021. <https://geovdbn.deutschebahn.com/isr>.
- Dittus, Holger. 2020. „Wasserstoff in Lok und Triebzug – eine Lösung mit Zukunft?“ Oktober 1. https://elib.dlr.de/137664/1/20201001_DLR_Dittus_H2%20auf%20der%20Schiene_final.pdf.
- Energie-Lexikon. 2021. „Wasserstoff“. 2021. <https://www.energie-lexikon.info/wasserstoff.html>.
- Energinet, und Danish Energy Agency. 2021. „Technology Data – Renewable fuels“. <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-renewable-fuels>.
- Energy Brainpool. 2019. „Anreiz einer energiewendedenlichen Fahrweise von Elektrolyseuren“. https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/190925_EnergyBrainpool_Energiewendedenliche_Fahrweise_Elektrolyseure.pdf.
- eQuota. 2021. „THG-Quote: Alles Wissenswerte zur Treibhausgasminderungsquote“. <https://equota.de/thg-quote-treibhausgasminderungsquote/>.
- Europäische Kommission. 2021. *Factsheets on Delivering the European Green Deal - Revision of the EU Emission Trading System. Annex I to Directive 2003/87/EC*. Bd. ANNEX to the DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL. https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision-eu-ets_with-annex_en_0.pdf.
- Flensburg, Halmstad, und Aalborg Universities. 2018. „Pan-European Thermal Atlas“. 2018. <https://heatroadmap.eu/peta4/>.

- France Hydrogène. 2021. „France Hydrogène Position Paper - On the “Fit for 55” Package Adapting the EU Legislations to Foster Renewable and Low-Carbon Hydrogen”.
<https://www.afhypac.org/documents/France%20Hydrog%C3%A8ne%20Position%20Paper%20on%20Fit%20for%2055%20Package%20-%20September%202021.pdf>.
- Fraunhofer IAO. 2020. „Grüner Wasserstoff: Wie steht es um die Akzeptanz in Deutschland?”
 Fraunhofer IAO – BLOG. 10. August 2020. <https://blog.iao.fraunhofer.de/gruener-wasserstoff-wie-steht-es-um-die-akzeptanz-in-deutschland/>.
- Fraunhofer IEE. 2021. „PTX-ATLAS: WELTWEITE POTENZIALE FÜR DIE ERZEUGUNG VON GRÜNEM WASSERSTOFF UND KLIMANEUTRALEN SYNTHETISCHEN KRAFT- UND BRENNSTOFFEN”. Fraunhofer IEE.
https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/FraunhoferIEE-PtX-Atlas_Hintergrundpapier_final.pdf.
- Fraunhofer ISE. 2021. „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien”.
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2021/studie-zu-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien-aufgrund-steigender-co2-kosten-den-konventionellen-kraftwerken-deutlich-ueberlegen.html>.
- Fraunhofer ISI. 2020. „Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen?” Working Paper Sustainability and Innovation No. S 09/2020. https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/WP-09-2020_Wasserstoff-Tankstellen_Wi-Gnt-rose.pdf.
- „Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminierungs-Quote”. 2021. *Bundesgesetzblatt Teil I*, Nr. 69 (September): 4458.
- Green Planet Energy eG. 2020. „Blauer Wasserstoff: Lösung oder Problem der Energiewende?”
https://green-planet-energy.de/fileadmin/user_upload/broschuere-wasserstoff.pdf.
- H2 Mobility. 2021a. „h2.live”. 2021. <https://h2.live/>.
- . 2021b. „Wasserstoffbetankung von Schwerlastfahrzeugen – die Optionen im Überblick”.
https://h2-mobility.de/wp-content/uploads/sites/2/2021/10/H2M_Ueberblick_BetankungsoptionenLNFSNF_TankRast_2021-10-21.pdf.
- Hartley, Vince. 2021. „Pure & Enriched: The Advantages of Using Oxygen in Wastewater Treatment Processes”. *Compressed air best practices* (blog). 2021.
<https://www.airbestpractices.com/industries/wastewater/pure-enriched-advantages-using-oxygen-wastewater-treatment-processes>.
- Hartung, Ingmar, Johanna Martin, Fabian Grüger, Jörn Hartmann, Christopher Severin, und Ralf Wascheck. 2019. „Optimum sizing of decentralized electrolyzers for cost-efficient introduction of renewable hydrogen infrastructure”. In *Hybrid and electric vehicles: 16th symposium*, 193–213.
- HORIZON2020. 2018. „Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization - Report on experience curves and economies of scale”. Deliverable 7.5.
https://www.storeandgo.info/fileadmin/downloads/deliverables_2019/20190801-STOREandGO-D7.5-EIL-Report_on_experience_curves_and_economies_of_scale.pdf.
- Ingaldi, Manuela, und Dorota Klimecka-Tatar. 2020. „People’s Attitude to Energy from Hydrogen— From the Point of View of Modern Energy Technologies and Social Responsibility”. *Energies* 13 (24): 6495. <https://doi.org/10.3390/en13246495>.
- IRENA. 2019a. „Hydrogen: A renewable energy perspective”. International Renewable Energy Agency.
- . 2019b. „Innovation landscape brief: Renewable Power-to-Hydrogen”. International Renewable Energy Agency.
- . 2020. „Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolyzers to Meet the 1.5°C Climate Goal”. International Renewable Energy Agency.
- . 2022. „Geopolitics of the Energy Transformation - The Hydrogen Factor”. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agenc. <https://irena.org/>

- /media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf
- f.
- Local Energy Consulting. 2020. „Akzeptanz und lokale Teilhabe in der Energiewende. Handlungsempfehlungen für eine umfassende Akzeptanzpolitik.“ Impuls im Auftrag von Agora Energiewende.
- Merten, Frank, Alexander Scholz, Christine Krüger, Simon Heck, Yann Girard, Marc Mecke, und Marius Goerge. 2020. „Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung“. Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE-NRW). Wuppertal Institut, DIW Econ. <https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf>.
- Müller, Ulf Philipp, Birgit Schachler, Wolf-Dieter Bunke, Julian Bartels, Martin Glauer, Clara Büttner, Stephan Günther, u. a. 2019. „open_eGo - Netzebenenübergreifendes Planungsinstrument - zur Bestimmung des optimalen Netz- und Speicherausbaus in Deutschland - integriert in einer OpenEnergyPlattform (Projektabschlussbericht)“. <https://www.uniflensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/20190426endbericht-openego-fkz0325881-final.pdf>.
- NOW GmbH. 2011. „Sichere Wasserstoffinfrastruktur“. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now_studie_sichere_wasserstoffinfrastruktur.pdf.
- . 2021a. „HyLand - Hyland“. HyLand. 2021. <https://www.hy.land/>.
- . 2021b. „Schiene“. *NOW GmbH* (blog). 2021. <https://www.now-gmbh.de/sektoren-themen/mobilitaet-verkehrstraeger/schiene/>.
- NWR. 2021. „Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021-2025“. Nationaler Wasserstoffrat. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR_Aktionsplan_Wasserstoff_2021-2025_WEB-Bf.pdf.
- Pichlmair, Simon, Tobias Hübner, und Stephan Kigle. 2019. „Elektrolyse – Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2019. <https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/892-elektrolyse-die-schlüsseltechnologie-fuer-power-to-x>.
- Roland Berger. 2017. „Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities - FCH Trains“. Brussels. https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/171121_FCH2JU_Application-Package_WG1_Trains%20%28ID%202910561%29%20%28ID%202911647%29.pdf.
- Sandbag. 2021. „ETS Reform: Under the Hype, a Sense of Déjà-Vu“. *Sandbag Climate Campaign* (blog). 15. Juli 2021. <https://sandbag.be/index.php/2021/07/15/ets-reform-under-the-hype-a-sense-of-deja-vu/>.
- Sartory, Markus, Markus Justl, Alexander Trattner, und Manfred Klell. 2018. „Analyse des Betriebsverhaltens einer Power-to-Gas-Anlage mit modularer Hochdruck-PEM-Elektrolyse“. In *15. Symposium Energieinnovatio*. Graz: Technische Universität Graz. <https://doi.org/DOI.10.3217/978-3-85125-586>.
- Schmidt, Oliver, Sylvain Melchior, Adam Hawkes, und Lain Staffell. 2019. „Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies“. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>.
- Schönauer, Anna-Lena, und Sabrina Glanz. 2021. „Hydrogen in Future Energy Systems: Social Acceptance of the Technology and Its Large-Scale Infrastructure“. *International Journal of Hydrogen Energy*, Juni. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.05.160>.
- Segreto, Marco, Lucas Principe, Alexandra Desormeaux, Marco Torre, Laura Tomassetti, Patrizio Tratzi, Valerio Paolini, und Francesco Petracchini. 2020. „Trends in Social Acceptance of Renewable Energy Across Europe—A Literature Review“. *International Journal of Environmental Research and Public Health* 17 (24). <https://doi.org/10.3390/ijerph17249161>.

- SPD, BÜNDNIS90/DIE GRÜNEN, FDP. 2021. „Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP“. Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD). 2021. <https://www.spd.de/koalitionsvertrag2021/>.
- SRU. 2021. „Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse“. STELLUNGNAHME. Sachverständigenrat für Umweltfragen. https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Südthüringen Bahn GmbH. 2021. „Fahrzeuge / Süd Thüringen Bahn - DIE BAHN, DIE UNS VERBINDET.“ 2021. <https://www.sued-thueringen-bahn.de/unternehmen/fahrzeuge.html>.
- SZ, Michael. 2021. „Gaspreis: Europas Abhängigkeit ist kein Schicksal.“ Süddeutsche.de. 2021. <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/gaskrise-gaspreis-russland-klimaschutz-1.5419327>.
- tagesschau.de. 2021. „Wie der hohe Gaspreis entsteht“. tagesschau.de. 2021. <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/wie-entsteht-der-gaspreis-101.html>.
- UM. 2017. „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg“. https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/mum/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf.
- Wang, Anthony, Kees van der Leun, Daan Peters, und Maud Buseman. 2020. „European Hydrogen Backbone“. https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/07/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf.
- Wasserstoffnetzwerk Lausitz. 2021. „Wasserstoff-Roadmap Lausitz Handlungsansatz zur Etablierung einer regionalen Wasserstoffwirtschaft“. <https://www.cottbus.ihk.de/hystarterstudie>.