

Prignitz-Oberhavel

Potenzialstudie für eine regionale Wasserstoffwirtschaft

Erstellt durch:

Reiner Lemoine Institut gGmbH
Rebel Deutschland GmbH

Gefördert durch:

EUROPÄISCHE UNION
Europäischer Fonds für
Regionale Entwicklung
efre.brandenburg.de

Investitionsbank
des Landes
Brandenburg

ILB
www.ilb.de

Autor*innen:

Reiner Lemoine Institut gGmbH:

Anne Schalling, Dr. Andreas Christidis, Juliane Arriens, Marcus Schober, Yasin Yilmaz

Rebel Deutschland GmbH:

Irene Seemann, Malte Schloßmacher

Veröffentlichung:

Juli 2022

Vorwort der Landkreise und der Regionalen Planungsgemeinschaft

Sehr geehrte Damen und Herren,

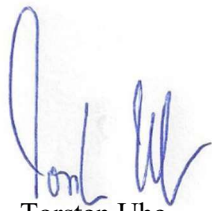
um die beschlossenen Klimaziele des Bundes sowie des Landes Brandenburg zu erreichen und CO₂-Emissionen zu senken, müssen die Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie schrittweise auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Ein elementarer Baustein kann hier der Einsatz von grünem Wasserstoff sein.

Die drei Landkreise Prignitz, Ostprignitz-Ruppin und Oberhavel haben sich im Rahmen der Regionalen Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel dazu verständigt, eine **„Potenzialstudie und Umsetzungskonzept für eine regionale Wasserstoffwirtschaft Region Prignitz-Oberhavel“** ausarbeiten zu lassen.

Die Studie soll zeigen, wo in unserer Region grüner Wasserstoff produziert und eingesetzt werden kann. Gleichzeitig gilt es, potenzielle Produzenten und Abnehmer, Transportunternehmen, Zulieferer sowie Wissenschaft und Forschung zu identifizieren und den Aufbau eines Netzwerkes vorzubereiten.

Das Projekt wird aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung und des Landes Brandenburg gefördert.

Wir danken allen beteiligten Akteuren für die Zusammenarbeit und wünschen viel Erfolg bei der künftigen Umsetzung.



Torsten Uhe

Landrat des Landkreises Prignitz



Ralf Reinhardt

Landrat des Landkreises

Ostprignitz-Ruppin



Alexander Tönnies

Landrat des Landkreises Oberhavel



Regionale Planungsgemeinschaft

Prignitz-Oberhavel

Vorsitzender



Inhaltsverzeichnis

Vorwort der Landkreise und der Regionalen Planungsgemeinschaft	III
Zusammenfassung	1
1. Einleitung	7
2. Strategischer Rahmen einer regionalen Wasserstoffwirtschaft	10
2.1 Wasserstoffstrategien und Förderlandschaft	10
2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen	16
2.3 Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff	20
2.4 Fazit	22
3. Erzeugungspotenziale in Prignitz-Oberhavel	23
3.1 Gegenwärtige EE-Stromerzeugung	26
3.2 Zukünftige EE-Stromerzeugung	32
3.3 H2-Erzeugungspotenzial	37
3.4 Standortanalyse	40
3.5 Fazit	45
4. H2-Anwendungspotenziale in Prignitz-Oberhavel	47
4.1 Allgemeine Anwendungen in Industrie, Mobilität und Gebäuden	47
4.2 Potenzieller Wasserstoffbedarf in Prignitz-Oberhavel	53
4.3 Fazit	68
5. THG-Minderungspotenziale durch Wasserstoff	71
5.1 THG-Minderungspotenzial im Sektor Industrie	72
5.2 THG-Minderung im Sektor Verkehr	73
5.3 THG-Minderung im Sektor Gebäude	74
5.4 Fazit	76
6. Potenziale durch regionale Akteure	79
6.1 Potenziale für regionales Wachstum	79
6.2 Akteursanalyse	82
6.3 Hemmnisse für regionale Akteure	85
6.4 Handlungsbedarfe und –felder und Lösungsansätze	90
6.5 Fazit	94
7. Projekte für eine H2-Wirtschaft	95
7.1 Startprojekt 1: Klimaneutrale Industrie am Autobahndreieck Wittstock-Dosse	97
7.2 Startprojekt 2: H2-Hub für ländliche Mobilität	106
7.3 Startprojekt 3: Elektrolyse als chemischer Stromspeicher	115
8. Fazit und Ausblick	123

9. Anhang	126
9.1 Farbenlehre Wasserstoff	126
9.2 Steckbriefe der Wasserstoffstrategien der EU, des Bundes und des Landes Brandenburg 128	
9.3 Förderlandschaft	135
9.4 Entwicklungsstand der Elektrolyse-Verfahren	138
9.5 EE-Anlagen nach Auslauf der EEG-Förderung	140
9.6 Übersicht identifizierter Akteure und bestehender/geplanter Wasserstoffprojekte	142
9.7 Abgeregelte Stunden nach Umspannwerken	146
10. Quellen	149

Abkürzungsverzeichnis

BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug
BMVI	Bundesministerium für Digitales und Verkehr
CGH2	Compressed Gas Hydrogen
CVD	Clean Vehicle Directive
DRI	Direct Reduced Iron
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU ETS	Europäischer Emissionshandel (EU Emissions Trading System)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MS	Mittelspannung
MWAE	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie Brandenburg
nEHS	Nationale Emissionshandelsystem
NIP	Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NS	Niederspannung
PEMEL	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse
PHEV	Plug-In Hybrid-Fahrzeug
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
RED II	Renewable Energy Directive II (EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie)
REK	Regionales Energie- und Klimaschutzkonzept
SOEC	Festoxidelektrolysezelle
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
OPR	(Landkreis) Ostprignitz-Ruppin
ORP	Ostprignitz-Ruppiner-Personennahverkehrsgesellschaft mbH
VLH	Volllaststunden
VZÄ	Vollzeitäquivalente
WADWD	Wachstumskern Autobahndreieck Wittstock-Dosse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Energieerzeugung und –verbrauch nach Energieträgern im Zeitverlauf.....	23
Abbildung 2: Windkraftanlagen in der Region Prignitz-Oberhavel im H2-Marktplatz Berlin-Brandenburg.....	26
Abbildung 3: Geordnete Jahresdauerlinien für die überschüssige Leistung.....	27
Abbildung 4: Ausfallmengen für Windkraftanlagen in der Region Prignitz-Oberhavel.....	31
Abbildung 5: Menge und Anteil der voraussichtlich abgeregelten Windkraftanlagen in Prignitz-Oberhavel.....	35
Abbildung 6: Ergebnisse der Flächenanalyse mit dem Wind- und PV-Flächenrechner.....	40
Abbildung 7: (links) Abgeregelung von EE an Umspannwerken in der Region Prignitz-Oberhavel 2021 in Stunden.....	41
Abbildung 8: Entwicklung des Hydrogen Backbone für die Region.....	43
Abbildung 9: Potenzialregionen für die zukünftige H2-Erzeugung.....	44
Abbildung 10: Aufteilung der Primärenergieträger für den Sektor Industrie.....	58
Abbildung 11: Industriezweige in Prignitz-Oberhavel.....	60
Abbildung 12: Aufteilung der Primärenergieträger für den Sektor Verkehr.....	61
Abbildung 13: Aufteilung der Primärenergieträger für den Sektor Gebäude.....	65
Abbildung 14: Energiebedarf der drei betrachteten Sektoren.....	68
Abbildung 15: Abschätzung der CO2-Emissionen der Planungsregion Prignitz-Oberhavel 2018.....	71
Abbildung 16: Regionale wirtschaftliche Potenziale durch Gewerbeeinnahmen und Arbeitsplätze.....	79
Abbildung 17: generelle Wertschöpfungskette Wasserstoff.....	83
Abbildung 18: Hemmnisse des Wasserstoffhochlaufs.....	85
Abbildung 19: Lösungsansätze (grün) für regionale Hemmnisse zur Realisierung der Wasserstoffwirtschaft.....	90
Abbildung 20: Lage Startprojekt 1. Legende: GEW: Gewerbe; H2: Elektrolyseur; KV: Kombiverkehr-Terminal.....	97
Abbildung 21: Beispielhafte Zeitschiene ab Juli 2022 für die Weiterentwicklung der Projektskizze Klimaneutrale Industrie am Autobahndreieck Wittstock-Dosse.....	105
Abbildung 22: Lage Startprojekt 2. Legende: H2: Elektrolyseur; KV: Kombiverkehr-Terminal.....	108
Abbildung 23: Beispielhafte Zeitschiene ab Juli 2022 für die Weiterentwicklung der Projektskizze H2-Hub für ländliche Mobilität.....	114
Abbildung 24: Lage Startprojekt 3 (beispielhaft).....	116
Abbildung 23: Geordnete Jahresdauerlinie der Großhandelsstrompreise.....	118
Abbildung 24: Beispielhafte Zeitschiene für die Weiterentwicklung der Projektskizze Elektrolyse als chemischer Stromspeicher.....	122
Abbildung 25: Wasserstoff-Regenbogen.....	126
Abbildung 26: Photovoltaikstandorte und Windkraftanlagen in Prignitz-Oberhavel.....	141

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Kriterien für grünen Wasserstoff laut Entwurf des Delegierten Rechtsakts.....	17
Tabelle 2: Regionale Stromüberschüsse je Landkreis	28
Tabelle 3: Ende der EEG-Förderung von EE-Anlagen in der Region Prignitz Oberhavel.....	29
Tabelle 4: EE-Stromerzeugung, -verbrauch und ermittelter Überschussstrom für 2018, 2030 und 2045	36
Tabelle 5: Szenarien für den Hochlauf von Elektrolyseleistung in der Planungsregion Prignitz-Oberhavel.....	38
Tabelle 6: Zusammenfassung der Ergebnisse der H2-Erzeugungspotenziale für 2030 und 2045 in zwei Szenarien.....	39
Tabelle 7: H2-Erzeugende in der Region Prignitz-Oberhavel.....	45
Tabelle 8: Einsatzgebiete für grünen Wasserstoff.....	48
Tabelle 9: Unternehmen der Stahl- und Metallindustrie.....	54
Tabelle 10: Unternehmen der Chemie- und Kunststofftechnik	55
Tabelle 11: Unternehmen der Papierproduktion und –verarbeitung	56
Tabelle 12: Unternehmen der Keramikindustrie.....	57
Tabelle 12: Unternehmen der Holzindustrie.....	57
Tabelle 13: Potenzielle H2-Nutzende im Sektor Verkehr	63
Tabelle 14: Potenzielle H2-Nutzende im Sektor Gebäude.....	66
Tabelle 15: Zusammenfassung der Anwendungspotenzialbewertung	70
Tabelle 16: H2-Erzeugung und Anteil des regionalen Erdgases im Industriesektor.....	73
Tabelle 17: H2-Erzeugung und Ersatz von Dieselmotoren durch Wasserstoff im Verkehr	73
Tabelle 18: Abwärme der Elektrolyseure	75
Tabelle 19: Sektorübergreifende CO2-Minderungspfade	78
Tabelle 20: Zwei Szenarien für Beispielanlagen Elektrolyseure für Industrie am Autobahndreieck	101
Tabelle 21: Beispielanlage Elektrolyseur für H2-Hub.....	111
Tabelle 22: Szenarien und Ergebnisse des Projektes chemischer Stromspeicher.....	120
Tabelle 23: Übersicht Elektrolyseverfahren	138
Tabelle 24: Abgeregelte Stunden nach Umspannwerken.....	146

Zusammenfassung

Die Region Prignitz-Oberhavel hat bereits seit den 1990er Jahren große Mengen an Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) installiert. Heute wird damit regional mehr Strom erneuerbar produziert, als verbraucht wird. Jedoch gibt es zwei zentrale Herausforderungen:

Zum einen kann nur ein Teil des erzeugten Stroms genutzt werden, da das Stromnetz den regionalen Strom teils nicht abtransportieren kann. Dadurch kommt es zur Abregelung von EE-Anlagen. Im Jahr 2020 betrug die abgeregelter Windstrommenge in Prignitz-Oberhavel bereits rund 200 GWh. Bis 2045 könnte die **abgeregelter Energiemenge auf 400 bis 1.900 GWh** ansteigen. Entsprechend hoch ist der Handlungsdruck, die Strommengen, die sonst abgeregelt würden, nutzbar zu machen.

Zum Zweiten werden Erneuerbare Energien (EE) derzeit weniger in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude genutzt. Um auch hier die Dekarbonisierung – also die Reduktion des freigesetzten Kohlenstoffdioxids – zu ermöglichen, müssen diese Sektoren mit dem Stromsektor gekoppelt werden. Erneuerbare Energie muss in den **Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude** ankommen, um dort ebenfalls zur Reduktion von Treibhausgasemissionen beizutragen.

Wasserstoff gilt für diese Herausforderungen als Hoffnungsträger. Durch Nutzung von Erneuerbarer Energie kann – z.B. durch Elektrolyse – sogenannter grüner Wasserstoff hergestellt werden. Dieser bietet viele Vorteile für das Energiesystem der Zukunft. Erneuerbare Energie kann chemisch gespeichert, weiterverarbeitet und transportiert werden. Sie steht damit in verschiedenen Sektoren zur Verfügung: zur stofflichen Nutzung des Wasserstoffs in der Chemieindustrie, zum Ersatz fossiler Energieträger in der Mobilität und zur energetischen Nutzung in industriellen Anwendungen. Wasserstoff ist das Bindeglied, welches Erneuerbare Energien auch über deren Direktnutzung hinaus verfügbar macht.

Erzeugungspotenziale

Das Erzeugungspotenzial für grünen Wasserstoff ist in Prignitz-Oberhavel sehr hoch. **Im Trendszenario könnten bis 2030 bereits fast 3.000 Tonnen, in einem ambitionierten Szenario sogar bis zu 9.000 Tonnen grüner Wasserstoff pro Jahr bereitstehen.** Bis 2045 wird ein weiterer Hochlauf erwartet, sodass bis dahin zwischen 11.000 und 78.000 Tonnen Wasserstoff regional produziert werden könnten. Welche Mengen tatsächlich realisiert werden, hängt dabei von mehreren Faktoren ab. Es braucht dafür zunächst eine **strategische Auseinandersetzung und Zielsetzung** zur H₂-Erzeugung. Außerdem sind die zu realisierenden Mengen von den verfügbaren EE-Mengen abhängig. Deren Ausbau und Modernisierung sowie die begleitenden Maßnahmen zur Akzeptanzsteigerung (z.B. durch die direkte Beteiligung von Bürger*innen an Energieprojekten) sind eine wichtige Voraussetzung für die Geschwindigkeit des Hochlaufs. Nicht zuletzt spielen auch die **Absatzmöglichkeiten des grünen Wasserstoffs** eine wichtige Rolle.

Anwendungspotenziale

Die regionalen Anwendungspotenziale wurden vorrangig in den drei Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude betrachtet. Es zeigte sich, dass die **industrielle Nutzung** von Wasserstoff regional derzeit lediglich ein mittleres Potenzial hat. Dies liegt zum einen an der geringen Industriedichte, insbesondere in den Landkreisen Prignitz und Ostprignitz-Ruppin. Zum anderen gehören die ansässigen Unternehmen nicht zu den Branchen, die bei ihrer Dekarbonisierung zwingend auf Wasserstoff angewiesen sind. Wasserstoff könnte jedoch als Ersatz von Erdgas – insbesondere zur Erzeugung von hohen Prozesstemperaturen – eingesetzt werden. Mit etwa **9.000 Tonnen (300 GWh) grünem Wasserstoff pro Jahr ließe sich der komplette industrielle Gasbedarf** der Region ersetzen. Damit könnten jährlich 60.000 Tonnen CO₂ eingespart werden.

Insgesamt wird im **Verkehrssektor** ein mittleres bis hohes H₂-Nutzungspotenzial gesehen. Zwar sind die zu erwartenden Mengen an benötigtem Wasserstoff zunächst nicht sehr hoch (ca. 1.000 – 1.500 Tonnen pro Jahr für den ÖPNV). Eine **planbare erste Abnahme des Wasserstoffs** kann jedoch zu dessen Hochlauf beitragen. Die bereits aktiven Akteure im Bereich der Schienenmobilität sowie die Überlegungen, den Busverkehr ggf. auf

Wasserstoff umzustellen, können hier die Basis für steigende regionale Nutzungspotenziale legen. Im Jahr 2030 könnten mit dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft **zwischen 13 (Trend) und 40 (ambitioniert) Millionen Liter Diesel eingespart** werden. Bereits die Hälfte der erzeugten H₂-Menge im Szenario Trend würde ausreichen, um die regionalen Busflotten zu dekarbonisieren. Jährlich könnten dadurch CO₂-Einsparungen von rund 17.000 Tonnen realisiert werden.

Im Sektor **Gebäude** sind die Nutzungspotenziale für Wasserstoff als Brennstoff aufgrund der geringen Gesamtenergieeffizienz eher niedrig¹. Konkrete Projekte sind aktuell nicht bekannt, jedoch könnte die Nutzung der Elektrolyseurabwärme zum Ersetzen fossiler Fernwärme zur klimaneutralen Wärmeversorgung beitragen. Bis **2030 könnten zwischen 32 und 100 GWh Abwärme aus Elektrolyseuren** zur Verfügung stehen. Das sind zwischen sieben und 23 Prozent der derzeit benötigten regionalen Fernwärme, womit voraussichtlich 6.000 bis 18.000 Tonnen CO₂ eingespart würden. Bei einem ambitionierten Ausbauszenario könnte man im Jahr **2045 bis zu 870 GWh** Abwärme erzeugen und hätte damit doppelt so viel Wärme zur Verfügung, wie derzeit regional in der Fernwärme benötigt wird².

Durch die hohen Erzeugungspotenziale an Erneuerbaren Energien und vergleichsweise geringen Einbindepotenziale übersteigen die H₂-Erzeugungspotenziale aus lokalem Überschussstrom den voraussichtlich kurzfristig lokal einsetzbaren Wasserstoff. Somit könnte die **Region zum Wasserstofflieferanten für andere Regionen** werden. Dies bedeutet, dass regionale Wertschöpfung und die Beteiligung von Bürger*innen bereits am Anfang der H₂-Wertschöpfungskette stattfinden sollten, damit die Region von den Erneuerbaren Energien und dem erzeugten Wasserstoff profitiert.

¹ Nutzt man grünen Wasserstoff zur Wärmeversorgung in Einzelgebäuden, ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von 64 Prozent. Das heißt, dass 64 Prozent des eingesetzten Stroms zu Wärme umgewandelt werden. Im Vergleich dazu wandelt eine Wärmepumpe in etwa 300 Prozent des eingesetzten Stroms zu Wärme um (SRU 2021).

² Die saisonale Betrachtung – d.h. dass die Erzeugungsleistung der Elektrolyseure nicht immer mit der Nachfrage nach Wärme im Gebäudebereich zusammenpasst – wurde an dieser Stelle nicht tiefer betrachtet.

Die Region hat darüber hinaus zwei überregionale Standortvorteile, die zukünftig genutzt werden sollten: Zum einen führt der **europäische Transportkorridor TEN-T** durch die Region. Hier könnte die Nutzung von Wasserstoff im Schwerlastverkehr für eine regionale Abnahme sorgen. Außerdem führt das geplante Wasserstoffnetz – auch **European Hydrogen Backbone** genannt – voraussichtlich durch die Region. Eine Einspeisung ins Wasserstoffnetz könnte es Anlagenbetreibern ermöglichen, den direkten Vertrieb ihres Wasserstoffs auszulagern. Dies reduziert die Komplexität der Geschäftsmodelle und ermöglicht zwar nicht die regionale Nutzung des Wasserstoffs, jedoch dafür die (vergleichsweise nahe) Versorgung von energieintensiven Industrien mit grünem Wasserstoff aus Deutschland.

CO2-Minderungspotenziale

Das Potenzial zur Reduktion von THG-Emissionen hält sich durch die Nutzung von grünem Wasserstoff in der kurzen Frist in Grenzen. Bis **2030 könnten in etwa 1,5 bis vier Prozent** der jährlichen regionalen CO₂-Emissionen³ reduziert werden – falls der Wasserstoff regional zum Einsatz kommt und damit fossile Energieträger (z.B. Diesel oder Erdgas) ersetzt werden. Das zeigt, dass Wasserstoff einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten kann, dass jedoch die direkte EE-Stromnutzung ebenfalls wichtig ist. Deshalb sollte der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft immer Hand in Hand mit einem verstärkten Strom-Netzausbau und der direkten Nutzung von Strom (z.B. durch E-Mobilität und Wärmepumpen) einhergehen.

Projekte für eine regionale H2-Wirtschaft

Aus den quantitativen und qualitativen Analysen wurden – in Absprache mit regionalen Schlüsselakteuren – drei konkrete Projektideen entwickelt.

Das Projekt „**Klimaneutrales Autobahndreieck Wittstock Dosse**“ hat zum Ziel, die Industrie und Logistik am Standort in und um den Wachstumskern im Norden von Ostprignitz-Ruppin durch die Nutzung von Wasserstoff zu dekarbonisieren. Es knüpft damit an die Wasserstoffstrategie des Landes Brandenburg an. Die hier ansässige Industrie zeichnet

³ In Bezug auf 2018.

sich durch einen hohen Anteil an produzierendem Gewerbe mit hohem Energieverbrauch aus.

Gleichzeitig entstehen in der näheren Umgebung des Autobahndreiecks regelmäßig Überschüsse in der EE-Produktion. Kern des Projekts ist die standortnahe H₂-Erzeugung durch die Nutzung und Erweiterung der bestehenden Elektrolysekapazität in Falkenhagen unter Einsatz der lokal erzeugten erneuerbaren Energien. In einem integrierten Konzept soll der Wasserstoff zur Erzeugung von Prozesswärme für die Industrie, zur Bereitstellung von Kraftstoff für den Schwerlastverkehr an einer Tankstelle sowie als Stromspeicher in Zeiten hoher Lasten genutzt werden. Die Abwärme kann zum Heizen der gewerblichen Gebäude beitragen.

Im Projekt **„Mobilitätshub ländliche Mobilität“** soll auf die Aktivitäten der Wasserstoffnutzung im Schienenverkehr aufgebaut werden, die in der Region Prignitz-Oberhavel schon bestehen. Dabei geht es einerseits um die Anwendung auf der Schiene, als auch um die Erweiterung der H₂-Anwendung auf die ländliche Mobilität im Allgemeinen, um mit einer planbaren Nachfrage die Dekarbonisierung des Verkehrs in der Region und darüber hinaus voranzutreiben. Zwei regional ansässige Bahnunternehmen – DESAG und NEB – realisieren bereits regionale Projekte im H₂-Schienenverkehr. Das reine Schienenprojekt soll dabei durch H₂-Hubs entlang der Demonstrationsstrecke von Meyenburg, über Pritzwalk und Kyritz bis nach Neustadt (Dosse) erweitert werden. Dafür könnten entlang dieser Strecke weitere Elektrolyseurprojekte realisiert werden, die regionale Stromüberschüsse nutzen. Der grüne Wasserstoff wird zunächst durch die Schienenmobilität genutzt und später über multimodale, also für verschiedene Verkehrsmittel nutzbare, Tankstellen auch dem ländlichen Busverkehr sowie schweren Nutzfahrzeugen zugänglich gemacht. Das Projekt kann als Blaupause für andere ländliche Regionen dienen, um Erfahrungen bei der zügigen Dekarbonisierung der ländlichen Mobilität zu teilen.

Für das Projekt **„Elektrolyse als chemischer Stromspeicher“** sind die regionalen Voraussetzungen besonders gut. Ziel in diesem Projekt ist es, regionale Stakeholder dabei zu unterstützen, H₂-Speicher zu installieren. Wenn Erneuerbare Energien den Strombedarf nicht abdecken können, kann die im Wasserstoff gespeicherte Energie mit Hilfe einer

Brennstoffzelle in Strom umgewandelt und zurück ins Stromnetz eingespeist werden. Dadurch werden beispielsweise Windflauten ausgeglichen oder bewölkte Perioden, in denen keine Energie von Photovoltaikanlagen eingespeist wird.

Dieses Projekt hat das Potenzial, die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken durch Erneuerbare Energien zu ersetzen, Wasserstoff für bspw. den Verkehrssektor zu erzeugen und zusätzlich die dabei entstehende Abwärme durch Einbindung in die Fernwärme im Gebäudesektor zu integrieren. Für die betrachtete Größenordnung (10 MW Windkraftanlagen, 5 MW Elektrolyse, 3 bis 5 MW Brennstoffzelle) lassen sich durch 100 Prozent Rückverstromung des Wasserstoffes 5,8 GWh Strom ausspeichern. Würden diese bei der Rückverstromung Strom aus Kohle- oder Gaskraftwerke ersetzen, ergäben sich CO₂-Einsparungen von rund 2.000 bis 5.000 Tonnen pro Jahr. Die Abwärmenutzung in der Fernwärme und Verdrängung von Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen könnte weitere knapp 1.000 Tonnen pro Jahr CO₂-Einsparungen einbringen.

1. Einleitung

Trockenperioden, Starkregenereignisse und eine um 1,3 Grad gestiegene Durchschnittstemperatur – bereits heute sind die Folgen des Klimawandels in Brandenburg spürbar (MLUK 2021). Die dafür ursächlichen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) sinken in Brandenburg nur langsam – in den Sektoren Verkehr und Gebäude gab es in den letzten Jahren sogar einen leichten Anstieg (Hirschl u. a. 2021). **Gerade für Brandenburg – eine der trockensten Regionen Deutschlands – ist es von zentraler Bedeutung, die Klimaziele des Pariser Abkommens zu erreichen.**

Die Anstrengungen zur Reduktion der THG-Emissionen müssen in den nächsten Jahren verstärkt werden. Das erfordert große Anstrengungen auf allen politischen Ebenen und in allen Sektoren. Klimaneutralität bis 2045 ist das erklärte Ziel der Bundesregierung. Dafür sind große Mengen Erneuerbarer Energie (EE) in allen Sektoren notwendig. **Was mit der Dekarbonisierung des Stromsystems begann, muss sich nun in der Verkehrs- und Wärmewende und in der Industrie fortsetzen.**

Wasserstoff gilt für die Transformation des Energiesystems als Hoffnungsträger. **Durch Nutzung Erneuerbarer Energien kann – z.B. durch Elektrolyse – sogenannter grüner Wasserstoff⁴ hergestellt werden.** Dieser bietet viele Vorteile für das Energiesystem der Zukunft. Denn Erneuerbare Energie kann chemisch gespeichert, weiterverarbeitet und transportiert werden. Sie steht damit in verschiedenen Sektoren zur Verfügung: zur stofflichen Nutzung des Wasserstoffs in der Chemieindustrie, zum Ersatz fossiler Energieträger im Verkehr und zur energetischen Nutzung in industriellen Anwendungen. Wasserstoff stellt damit das Bindeglied dar, welches Erneuerbare Energien auch über deren Direktnutzung als Strom hinaus verfügbar macht.

Darüber hinaus erhöht die regionale Strom- und H₂-Erzeugung die Energiesicherheit und trägt zu einem resilienten Energiesystem bei. Ansässige Unternehmen sind dadurch -

⁴ Die Farbenlehre des Wasserstoffs befindet sich im Anhang.

gerade in Zeiten volatiler Energiemärkte - weniger betroffen von Preisschwankungen im Gas- oder Strommarkt. Eine hohe regionale Eigenversorgung kann dadurch zur Sicherung von Arbeitsplätzen beitragen (Fraunhofer IPA 2022).

Die Planungsregion Prignitz-Oberhavel, bestehend aus den Landkreisen Prignitz, Ostprignitz-Ruppin und Oberhavel, hat sich zum Ziel gesetzt, mit dieser Potenzialstudie und dem Umsetzungskonzept den Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft voranzutreiben. Unterstützt wurde sie darin durch das Energiemanagement der Regionalen Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel. Flankierend zum engen Austausch mit den regionalen Ansprechpersonen wurden digitale Workshops mit Schlüsselakteuren durchgeführt, um bereits bestehende und geplante Wasserstoffinitiativen mit einzubeziehen. Das Projekt wurde aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE) und des Landes Brandenburg (RENplus 2014-2020) gefördert.

Die Region Prignitz-Oberhavel hat bereits seit den 1990er Jahren große Mengen an EE-Anlagen installiert. Heute wird damit mehr Strom erneuerbar regional produziert, als verbraucht wird. **Bei der Nutzung dieses EE-Potenzials gibt es zwei zentrale Herausforderungen:** Nur ein Teil des erzeugten Stroms kann regional und überregional genutzt werden, da die Stromnetze keine ausreichende Transportkapazität haben. Dadurch kommt es zur **Abregelung von EE-Anlagen**. Das bedeutet, dass die Leistung der Anlage reduziert wird oder die Anlage ausgeschaltet wird. Zum anderen sind die **Erneuerbaren Energien derzeit noch nicht in den Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr** angekommen. Um auch hier die Dekarbonisierung zu ermöglichen, braucht es die Kopplung des Energiesektors mit den anderen Sektoren.

Ziel dieser Studie ist in den drei Landkreisen Prignitz, Ostprignitz-Ruppin und Oberhavel die **Potenziale für eine Wasserstoffwirtschaft zu evaluieren und Umsetzungskonzepte zu skizzieren**. Einleitend wird auf die aktuellen Rahmenbedingungen und die Förderlandschaft eingegangen (Kapitel 2). Anschließend werden in Kapitel 3 die Erzeugungspotenziale für Erneuerbare Energien und grünen Wasserstoff beschrieben. Kapitel 4 bezieht sich dann auf die möglichen allgemeinen und in Prignitz-Oberhavel vorhandenen Anwendungsfelder für Wasserstoff. Damit diese zur sektoralen Emissionsminderung beitragen, wird in Kapitel 5

eine Abschätzung vorgenommen, welche CO₂-Minderung durch den Einsatz von Wasserstoff erreicht werden könnte. Weitere Aspekte der regionalen Potenziale werden in Kapitel 6 analysiert. Neben einer Akteursanalyse werden Hemmnisse für die H₂-Wirtschaft, mögliche Lösungsansätze und regionale Wachstumspotenziale in diesem Kapitel herausgearbeitet. Die Erkenntnisse münden am Ende in drei konkrete Projektvorschläge, die in der Region umgesetzt werden könnten. Kapitel 7 skizziert diese Vorhaben. In Kapitel 8 werden die Ergebnisse evaluierend zusammengefasst und der Ausblick beschrieben.

2. Strategischer Rahmen einer regionalen Wasserstoffwirtschaft

Um die Voraussetzungen für die Integration von grünem Wasserstoff in der Region zu ermitteln, werden die relevanten Ziele und Strategien auf europäischer und deutscher Ebene sowie auf regionaler Ebene für Brandenburg und für die drei Landkreise beschrieben. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erzeugung und Anwendung von grünem Wasserstoff werden daraufhin umrissen. Die aktuelle Förderlandschaft wird zusammenfassend dargestellt. Danach werden die wichtigsten Trends vor allem bezüglich der Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff erläutert.

Im Fokus dieser Studie stehen die Potenziale von grünem Wasserstoff für die Region⁵. Im Kontext dieser Studie bezieht sich die Definition von grünem Wasserstoff auf die Produktion von Wasserstoff im Elektrolyseverfahren unter Verwendung von Photovoltaik (PV)- und Windstrom. Eine Abgrenzung von grünem Wasserstoff zu den anderen Farben, zur sogenannten Farbenlehre des Wasserstoffs, findet sich im Anhang in Kapitel 9.1.

2.1 Wasserstoffstrategien und Förderlandschaft

Da es noch keinen ausreichend etablierten Markt für grünen Wasserstoff gibt, wurden auf unterschiedlichen politischen Ebenen Strategien entwickelt, um die Entwicklung zu steuern und Förderungen gezielt einzusetzen. Der folgende Abschnitt bietet eine Übersicht über aktuell bestehenden Wasserstoffstrategien der EU, des Bundes und des Landes Brandenburg, sowie der Förderlandschaft. Detailliertere Steckbriefe der einzelnen Strategien befinden sich im Anhang (Kapitel 9.2).

⁵ Die anderen Herstellungsmethoden bzw. Farben werden aufgrund der genannten Limitierungen durch klimaschädliche Emissionen (schwarz, braun, grau, blau), Abfallprodukte (rot) und Flächenbedarfe (orange) nicht als langfristige Lösung betrachtet. Darum wird auch die türkise Wasserstoffherstellung, die in der Brandenburger Wasserstoffstrategie (MWAE 2021a) als kurz- bis mittelfristige Übergangstechnologie genannt wird, nicht für die langfristigen Potenziale der Wasserstoffwirtschaft mitbetrachtet.

Strategien auf EU-Ebene

Zur Erreichung der Ziele aus dem Übereinkommen von Paris hat die EU den Europäischen Green Deal als übergeordneten Leitfaden beschlossen. Dieser sieht vor, bis 2050 netto keine Treibhausgase mehr zu emittieren. Als Zwischenschritt ist eine Minimierung der Emissionen um 50 bis 55 Prozent bis 2030 festgelegt.

Eines der Programme, das diese übergeordneten Ziele flankiert, ist die European Hydrogen Strategy. Diese sieht vor, bis 2024 sechs GW und bis 2030 40 GW an Elektrolysekapazität zu erreichen. Die Strategie sieht außerdem drei Phasen vor, um die Abnahme des Wasserstoffs zu organisieren. So sollen von 2020 bis 2025 Elektrolyseure direkt neben Nachfragezentren wie Stahlwerken oder Chemiekomplexen gebaut werden. Außerdem sollen Tankstellen für Wasserstoffbusse und später auch H2-Lkw gebaut werden. Von 2025 bis 2030 soll Wasserstoff auch zur Speicherung von Erneuerbaren Energien genutzt werden. Außerdem soll die notwendige Infrastruktur für den Wasserstofftransport in der EU aufgebaut werden. Ab 2030 soll Wasserstoff dann für alle schwer zu dekarbonisierenden Sektoren genutzt werden. Im Verkehr wird auch auf synthetische Kraftstoffe als Wasserstoffderivate gesetzt, die in der Schifffahrt oder im Luftverkehr genutzt werden könnten.

Strategie auf Bundesebene

Deutschland hat Wasserstoff als essentiellen Bestandteil einer Dekarbonisierung seiner Wirtschaft verstanden und daher 2020 eine Nationale Wasserstoffstrategie beschlossen. Diese sieht in den Jahren bis 2023 einen Markthochlauf vor und fokussiert sich hier vor allem auf die Stahl- und Chemieindustrie sowie den Sektor Verkehr, wozu auch der ÖPNV und eine Tankinfrastruktur gehören. Es soll ein Heimatmarkt für Wasserstoff entwickelt werden und die bestehende graue Wasserstoffproduktion grün werden. Ab 2023 soll dann auch vermehrt auf internationale Kooperation gesetzt werden, um den benötigten grünen Wasserstoff zu importieren. Neben diesen Zielen wurden auch verschiedene Maßnahmen angekündigt, unter anderem auch ein nationaler Emissionshandel für die Bereiche Verkehr und Gebäude. Dieser wurde 2021 eingeführt und soll auch in diesen Bereichen den Umstieg

auf emissionsarme- bzw. freie Technologien motivieren, wie es auch der EU-weite Emissionshandel im Industriebereich bereits tut. Eine genauere Evaluierung des Emissionshandels folgt im Abschnitt zu den rechtlichen Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 2.2).

Die seit 2021 regierende Ampel-Koalition hat sich in ihrem Koalitionsvertrag darauf geeinigt, das bisherige Ziel der Wasserstoffstrategie von fünf GW Elektrolyse bis 2030 auf zehn GW zu verdoppeln (SPD, BÜNDNIS90/DIE GRÜNEN, FDP 2021). Hierzu sind neue Förderungen angekündigt, um die Wasserstoffinfrastruktur gezielt auszubauen (Pinsent Masons, 2021). Außerdem soll die Wasserstoffstrategie aus dem Jahr 2020 aktualisiert und ambitionierter gestaltet werden (SPD, BÜNDNIS90/DIE GRÜNEN, FDP 2021). Das für 2022 angekündigte Update ist allerdings noch nicht veröffentlicht oder beschlossen worden (Stand Mai 2022).

Strategien auf Landesebene

Um seine, als Flächenbundesland besonders großen, Potenzialen für Erneuerbare Energien bestmöglich zu nutzen, hat das Land Brandenburg 2021 eine Wasserstoffstrategie beschlossen (MWAE, 2021). In der Strategie wird sich auf Abschätzungen der Nationalen Wasserstoffstrategie bezogen, die für das Jahr 2040 einen Bedarf an grünem Wasserstoff von 22,5 TWh schätzen. Aus dem großen Bedarf des Landes wird abgeleitet, dass kein Potenzial für den Export von grünem Wasserstoff besteht, also in Brandenburg produzierter Wasserstoff auch dort genutzt werden soll. Außerdem erscheint eine Produktion von allein grünem Wasserstoff in dieser Menge im Jahr 2040 nicht erreichbar zu sein, weshalb neben Importen auch die Herstellung von türkischem Wasserstoff aus Methan als weitere Produktionsmöglichkeit offengehalten wird. Die prognostizierte Knappheit des grünen Wasserstoffs führt auch dazu, dass die Strategie eine Fokussierung der Anwendung auf den Verkehr und auf die Industrie vorsieht. Aufgrund der Dezentralität der Anwendung in Industrie und Mobilität wird auch für die H₂-Produktion eine dezentrale Struktur mit Kopplung an regionale EE-Anlagen als sinnvoll erachtet.

Förderlandschaft

Zur Umsetzung der jeweiligen Strategien loben die jeweiligen öffentlichen Einrichtungen Fördergelder aus. Einer der wichtigsten Fördermittelgeber in Deutschland ist der Bund. Zur Umsetzung seines Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) hat er im Jahre 2008 die NOW GmbH gegründet. Diese koordiniert und setzt Förderprogramme vor allem für das Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMVI) um. Ein weiterer national wichtiger Fördermittelverwalter ist der Projektträger Jülich, der im Kontext von Wasserstoff vor allem Förderungen durch das NIP umsetzt. Momentane Förderungen beinhalten zum Beispiel:

- Umrüstung des Schienenverkehrs auf Wasserstoff bei derzeit nicht-elektrifizierten Strecken ([Förderbeispiel⁶](#)).
- Anschaffung und Umrüstung von Bussen mit Brennstoffzellen Antrieben und der dazugehörigen Betankungsinfrastruktur ([Förderbeispiel⁷](#)).
- Biologische Methanisierung unter Nutzung von CO₂-Quellen aus der Bioenergieproduktion und Wasserstoff ([Förderbeispiel⁸](#)).
- 7. Energieforschungsprogramm: Vernetzung von erneuerbaren Energien, Elektrolyseure, Pipelines, Speicherkapazitäten und den Wasserstoff Anwendungsbereichen in der Industrie, Mobilität und Wärme ([Förderbeispiel⁹](#)).

Weitere Förderungen lassen sich über die Förderdatenbank des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz finden, z.B.:

- Voranbringen von Brennstoffzellenantriebe im Bereich des Schwerlastverkehrs ([Förderbeispiel¹⁰](#)).

⁶ <https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder/klimafreundliche-alternative-antriebe-im-schiene-verkehr-06-2021/>

⁷ <https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder/skizzeneinreichung-fuer-busse-mit-alternativen-antrieben-05-2022/>

⁸ <https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder/biologische-methanisierung-unter-nutzung-von-co2-quellen-aus-der-bioenergieproduktion-und-wasserstoff/>

⁹ <https://www.ptj.de/projektfoerderung/angewandte-energieforschung/sektorkopplung-wasserstofftechnologien>

¹⁰ <https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/foerderung/>

- Installation von Brennstoffzellenheizgeräten für öffentliche Gebäude ([Förderbeispiel¹¹](#)).
- Ausbau der erneuerbaren Energieproduktion als Basis für grüne Wasserstoffgewinnung ([Förderbeispiel¹²](#)).
- Bord-/Landstromversorgung für Binnenschiffe auf Basis von Brennstoffzellen oder Power-to-Liquid Technologie ([Förderbeispiel¹³](#)).

Außerdem hat das Bundeskabinett im April 2022 das sogenannte „Osterpaket“ zur Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien verabschiedet. Es sieht vor, dass es auch eine Förderung für Elektrolyseanlagen geben soll, die Wasserstoff ausschließlich aus Überschussstrom von EE-Anlagen herstellen und zur Rückverstromung zur Verfügung stellen (Deutscher Bundestag 2022a; Energiate 2022b). Die ersten Auktionen für ein Volumen von 400 MW durch die Bundesnetzagentur sind für Dezember 2023 geplant. Des Weiteren plant die Bundesregierung neue Förderungen für größere Elektrolyseure von 20 bis 100 MW (Energiate 2022e). Hier sollen die Kosten bis zur Inbetriebnahme gefördert werden. Die Betriebskosten sind nicht förderfähig. Zur Dekarbonisierung der Industrie soll es auch Klimaschutzverträge geben (BMWK 2022b; Energiate 2022a). Diese sollen die höheren Kosten, die durch die Dekarbonisierung anfallen ausgleichen. Auch für Forschung im Bereich Wasserstoff oder auch z.B. der Nutzung der Abwärme gibt es Förderungen durch beispielsweise die weiterentwickelten Reallabore der Energiewende im 7. Energieforschungsprogramm (BMWK 2022a).

Auf Landesebene werden zukünftige Förderungen erwartet, die sich auf die konkrete Maßnahmen und Handlungszeiträume aus der Wasserstoffstrategie des Landes Brandenburg beziehen (MWAE 2021a). Eine Orientierung an den Maßnahmen in der Entwicklung neuer Projekte, bzw. ein Herantreten an das zuständige Brandenburgische Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie (MWAE) zwecks möglicher Förderungen wird

¹¹ [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandsimmobilie/Foerderprodukte/Energieeffizient-Bauen-und-Sanieren-Zuschuss-Brennstoffzelle-\(433\)/?redirect=365568](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandsimmobilie/Foerderprodukte/Energieeffizient-Bauen-und-Sanieren-Zuschuss-Brennstoffzelle-(433)/?redirect=365568)

¹² [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Foerderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Foerderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/)

¹³ https://www.bav.bund.de/DE/4_Foerderprogramme/98_Foerderung_Bordstrom/Foerderung_Bordstrom_node.html

empfohlen. Förderungen, die auf den folgenden Maßnahmen basieren, könnten für die Region relevant werden:

- Klimaneutrale Industriegebiete mit CO₂-neutralen Flächen und unterstützenden Maßnahmen zur Wasserstoff Erzeugung (Maßnahme 13 der Wasserstoffstrategie Brandenburg)
- Pilotprojekte zur Nutzung der Abwärme von Elektrolyseuren im Wärmenetz, sowie Anreizsysteme zur gezielten Standortwahl von Elektrolyseuren zur systematischen Nutzung der Abwärme (Maßnahme 27 & 28 der Wasserstoffstrategie Brandenburg)
- Potenzialanalysen zu Speicherbedarfen und geologischen Möglichkeiten (Maßnahme 39 der Wasserstoffstrategie Brandenburg)

Eine detailliertere Übersicht einiger relevanter Förderungen ist im Anhang tabellarisch aufgeführt (siehe Kapitel 9.3).

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass auf allen politischen Ebenen ehrgeizige Ziele in Bezug auf den Ausbau von EE-Anlagen, von Elektrolyseuren und auch zur Dekarbonisierung gesetzt sind. Die Region kann sich hier mit ihren EE-Potenzialen und damit auch dem Potenzial zur Erzeugung von grünem Wasserstoff gut positionieren. Profitieren kann hiervon die Region einerseits durch die Dekarbonisierung der eigenen Industrie und des Verkehrs, da selbst produzierter Wasserstoff, laut der Strategie des Landes Brandenburg, erst einmal im Land eingesetzt und nicht exportiert werden soll. Andererseits kann auch durch die Schaffung von Arbeitsplätzen in der Herstellung, Speicherung und des Transports von Wasserstoff profitiert werden.

Um diese Möglichkeiten besser beurteilen zu können, werden im nächsten Abschnitt die allgemeinen rechtlichen Rahmenbedingungen sowie anschließend die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff dargestellt.

2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Sowohl in der Erzeugung und der Anwendung von Wasserstoff gibt es komplexe rechtliche Bedingungen zu beachten. Dies gilt sowohl für die allgemeine Zulassung zum Bau und Betrieb eines Elektrolyseurs, als auch zur späteren Nutzung und Kommerzialisierung des Wasserstoffs. Eine genaue Analyse übersteigt den Rahmen dieser Studie, weshalb hier nur die wichtigsten Aspekte genannt werden. Sollten Projekte weiterverfolgt werden, wird zu einer umfassenden rechtlichen Analyse geraten.

Rechtlicher Rahmen der Wasserstoff-Erzeugung

Der rechtliche Rahmen für grünen Wasserstoff befindet sich momentan vor allem auf EU-Ebene im Stillstand. Dort wird derzeit diskutiert, wann Wasserstoff als erneuerbar – oder auch als grün – eingestuft werden darf¹⁴. In einem Delegierten Rechtsakts der EU Kommission werden die Kriterien hierfür zunächst für den Verkehrssektor festgelegt. Jedoch ist davon auszugehen, dass diese Definition dann auch für andere Sektoren gelten wird. Dieser Teil der Erneuerbaren-Energien-Verordnung (eng. Renewable Energy Directive II – RED II) trägt damit maßgeblich zu einem EU-weit geltenden Rechtsrahmen für die H₂-Produktion bei.

Nach langer Verzögerung wurde am 20.05.2022 ein Entwurf des Delegierten Rechtsakts zur öffentlichen Konsultation veröffentlicht (Energate 2022c; Europäische Kommission 2022b). Eine Übersicht der wichtigsten Regularien des Entwurfs bezüglich der für grünen Wasserstoff notwendigen Kriterien zum Strombezug sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

¹⁴ Diese Definition ist ausschlaggebend, um die ausbleibenden Emissionen aus Prozessen, die auf grünen Wasserstoff umgestellt werden, auch in den verschiedenen Regelungen und Reduktionszielen anwenden zu können (z.B. Europäischer Emissionshandel, Brennstoffemissionshandelsgesetz). Außerdem bestimmt sie die Produktionsanforderungen für grünen Wasserstoff.

Tabelle 1 Kriterien für grünen Wasserstoff laut Entwurf des Delegierten Rechtsakts¹⁵

Kriterium	RED II Referenz	Vorgeschlagene Regelung
Direktverbindung zwischen EE-Anlage und Elektrolyseur	RED II Art 27 Artikel 3	Direkte Verbindung von EE-Anlage an Elektrolyseur; EE-Anlage geht im selben 3-Jahreszeitraum wie Elektrolyseur in Betrieb; EE-Anlage ist nicht ans Netz angeschlossen oder es wird nachgewiesen, dass kein Netzstrom für Elektrolyse genutzt wird
Strombezug über PPA – Grünes Netz	RED II Art 27 Artikel 4(1)	Die Gebotszone in der, der Elektrolyseur ist und den Strom bezieht hatte im letzten Jahr durchschnittliche einen grünen Stromanteil von mindestens 90%
Strombezug über PPA – Erneuerbarkeit	RED II Art 27 Artikel 4(2)	100% EE-Input durch PPAs gesichert
Strombezug über PPA – Zusätzlichkeit – Zeit	RED II Art 27 Artikel 4(2a) – gilt erst ab 1.1.2027	Die EE- Anlage ist nicht früher als 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb gegangen
Strombezug über PPA – Zusätzlichkeit – Subvention	RED II Art 27 Artikel 4(2b) – gilt erst ab 1.1.2027	Die EE-Anlage hat beim Bau oder beim späteren Repowering keine Subventionen erhalten
Strombezug über PPA – Zeitliche Korrelation	RED II Art 27 Artikel 4(2c) – Zeitraum von i) und ii) ist bis 31.12.2026 ein Monat	i) H ₂ wird im selben 1-Stunden-Zeitraum produziert, wie der Strom aus dem PPA erzeugt wurde ODER ii) nutzt Strom von Batterie, die im selben 1-Stunden-Zeitraum geladen wurde, wie der Strom aus dem PPA erzeugt wurde ODER iii) nutzt Strom, wenn der Marktpreis unter 20€ pro MWh fällt
Strombezug über PPA – Geographische Korrelation	RED II Art 27 Artikel 4(2d)	Die EE-Anlage und der Elektrolyseur müssen in derselben Gebotszone sein, oder ihre unterschiedlichen Gebotszonen müssen denselben Strompreis innerhalb des relevanten Zeitraums aufweisen.
Strombezug über PPA – Systemdienlichkeit	RED II Art 27 Artikel 4(4)	Nutzung von Strom einer Stromanlage, die aberegelt worden wäre aufgrund von Netzengpässen.

¹⁵ In Tabelle 1 sind die Kriterien so dargestellt, dass ein Farbwechsel der Zeilen ein „oder“ darstellt, sprich alle angrenzenden Zeilen derselben Farbe bilden ein Kriterium, das komplett erfüllt sein muss, damit Wasserstoff als grün gelten kann. Es müssten also entweder die Kriterien aus

- Artikel 3, oder
- Artikel 4(1), oder
- Artikel 4(2), 4(2a), 4(2b), 4(2c) und 4(2d), oder
- Artikel 4(4)

erfüllt werden, damit der produzierte Wasserstoff als grün gilt.

Eine wichtige Unterscheidung der Kombination aus Kriterien ist, dass der Elektrolyseur entweder direkt an der EE-Anlage angeschlossen sein kann (Artikel 3) oder der Elektrolyseur ans Stromnetz angeschlossen ist und der Strom über einen speziellen Liefervertrag (Power Purchase Agreement – PPA) mit einem Betreiber von EE-Anlagen bezogen wird (Artikel 4).

Das Kriterium aus Artikel 4(1), das ab einem Grünstromanteil von 90 Prozent greift, wird kurzfristig in Deutschland voraussichtlich nicht genutzt werden können, da hier die Ziele für den Anteil von EE am Strommix momentan noch bei 65 Prozent im Jahr 2030 liegen.

Die Kriterien aus Artikel 4(2) zu Bezug von Grünstrom aus langfristigen direkten Abnahmeverträgen, dürften in Deutschland kurzfristig am relevantesten sein, da ein Direktanschluss (Artikel 3) nicht immer realisierbar ist.

Neben den Kriterien für grünen Wasserstoff, ist eine weitere wichtige Regulierung das **Bundes-Immissionsschutzgesetz**. In diesem ist der Genehmigungsvorgang verankert und somit die Kriterien, die für eine Genehmigung von Wasserstoffherzeugungsanlagen nötig sind. Da hier nicht zwischen den verschiedenen Verfahren unterschieden wird, gelten die Regeln auch für Elektrolyseure, in denen grüner Wasserstoff hergestellt wird. Zu den Pflichten zählt, dass in einem förmlichen Genehmigungsverfahren eine Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt sowie ein Ausgangszustandsbericht zum Grundwasser und Boden vorgelegt werden muss. Diese Verpflichtungen verlängern die Dauer der Genehmigungsverfahren erheblich und hemmen einen schnellen Markthochlauf der Wasserstoffherstellung und auch -nutzung (IKEM, 2022).

Rechtlicher Rahmen der Wasserstoff-Anwendung

Auf Anwendungsseite des Wasserstoffs ist der rechtliche Rahmen für viele Anwendungsbereiche durch den **Emissionshandel** auf EU-Ebene (EU ETS) und auf nationaler Ebene (nEHS) bestimmt. Dem EU ETS gehören Unternehmen der Strom- und Wärmeerzeugung, energieintensive Industrieunternehmen sowie der Luftverkehr in Europa an. Unter den nEHS fallen die Sektoren Wärme und Verkehr in Deutschland. In Zukunft sollen diese Sektoren auch unter einen EU-weiten Emissionshandel fallen (Europäische

Kommission 2021). Der Emissionshandel hat zum Ziel, die CO₂-Emissionen in ganzen Sektoren zu senken, in dem die maximale Menge an erlaubtem Ausstoß festgelegt wird und Unternehmen für jede Tonne ausgestoßenem CO₂ ein Zertifikat kaufen müssen. Durch den Handel an der Börse soll so die Emissionsminderung dort ansetzen, wo es am günstigsten ist. Der Preis für Produkte, die THG-Emissionen mit sich ziehen, wird durch den Emissionshandel um einen Teil der realen Umweltkosten ergänzt. Je höher die ergänzten Umweltkosten, desto unattraktiver wird das Produkt und so eine THG-freie Alternative, wie grüner Wasserstoff, wirtschaftlicher.

Im nEHS ist momentan gesetzlich vorgeschrieben, dass der Preis von 25 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2021 jedes Jahr um zehn Euro steigt, bis er im Jahr 2025 55 Euro pro Tonne CO₂ beträgt. Ab 2026 soll dann ein freier Handel möglich sein, der Preis aber einen Korridor von 55 bis 65 Euro pro Tonne CO₂ nicht verlassen.

Im EU ETS gibt es keine Festpreise. Hier lag der Preis Mitte 2021 bei rund 55 Euro pro Tonne CO₂ und ist seitdem auf über 80 Euro pro Tonne CO₂ im Mai 2022 gestiegen, wobei er im Februar 2022 teils über 90 Euro pro Tonne CO₂ erreicht hat (Boerse.de 2022).

Auf der Anwenderseite im Mobilitätsbereich ist vor allem die **Clean Vehicle Directive** (CVD) entscheidend. Diese regelt die Fahrzeugbeschaffung von Straßenfahrzeugen durch öffentliche Auftraggeber und private Betreiber von öffentlichen Verkehrsdiensten. Sie gilt seit August 2021 und schreibt für den Zeitraum bis Ende 2025 vor, dass neue Beförderungsaufträge maximal mit 55 Prozent Dieselfahrzeugen durchgeführt werden, wobei die anderen 45 Prozent mindestens *sauber*, also emissionsreduziert durch Elektro-, Wasserstoff- oder Biokraftstoffantrieb sein muss und 22,5 Prozent sogar komplett *emissionsfrei*, also batterieelektrisch oder mit Wasserstoffbrennstoffzellen betrieben. Ab dem Jahr 2026 bis zum Jahr 2030 erhöht sich die *sauber* und *emissionsfrei* Quote auf 65 Prozent bzw. 32,5 Prozent (VDV, 2022). Die CVD bewegt den ÖPNV dazu auf batterieelektrische, bzw. mit Wasserstoffbrennstoffzellen betriebene Fahrzeuge umzurüsten. Die Frage der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff (s.a. nächstes Kapitel) stellt sich mit diesen Vorgaben also weniger bei Neuanschaffung im direkten Vergleich mit Fahrzeugen mit fossilem Antrieb, sondern viel mehr im direkten Vergleich mit Fahrzeugen mit batterieelektrischem Antrieb samt dazugehöriger Infrastruktur.

Die Übersicht der wichtigsten rechtlichen Rahmenbedingungen zeigt, dass die Planung von Projekten komplexe Zusammenhänge beachten muss, vor allem, um sicherzustellen, dass am Ende auch alle Potenziale des grünen Wasserstoffs gehoben werden können, er also wirklich als grün gilt. Auf Anwendungsseite geht es vor allem um Regularien, die Handlungsdruck aufbauen. Einerseits wirtschaftlich durch Kosten der Emission (Emissionshandel) und andererseits politisch durch strikte Vorgaben zu erlaubten Emissionen (z.B. CVD).

2.3 Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff

In diesem Abschnitt wird die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff betrachtet. Momentan ist Wasserstoff aus Erdgas (auch grauer Wasserstoff genannt) ohne weitere CO₂-Bepreisung etwa drei- bis viermal günstiger als grüner Wasserstoff wenn diese in Europa hergestellt werden (1-2€ pro kg vs. 3-8€ pro kg) (World Energy Council, EPRI & PwC 2021). Diese große Preisspanne bei grünem zu grauem Wasserstoff ergibt sich aus dem Hauptkostentreiber: den Stromkosten.

Für die Zukunft wird davon ausgegangen, dass die Kosten für grünen Wasserstoff durch günstigere Erzeugung von EE-Strom sowie Fortschritte in der Wasserstoffherstellung sinken (World Energy Council, EPRI & PwC 2021). Laut der Energieberatungsfirma Wood Mackenzie werden bis 2040 die Kosten für die Erzeugung von grünem Wasserstoff um bis zu 64 Prozent fallen (zu 2020): „Im Durchschnitt werden die Kosten für die Produktion von grünem Wasserstoff bis 2040 den Kosten für Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen entsprechen. In einigen Ländern, wie zum Beispiel Deutschland, wird dies bis 2030 der Fall sein (Wood Mackenzie 2020).

Der Hauptgrund für die erwartete Preisparität liegt aber nicht nur in der Senkung der Kosten für grünen Wasserstoff, sondern auch in der Steigerung der Kosten von grauem Wasserstoff, da Erdgas und der CO₂-Emissionshandel teurer werden. Andere Prognosen kommen zu ähnlichen Urteilen. Der wissenschaftliche Dienst des Deutschen Bundestags geht bis 2030 bei grauem Wasserstoff von einem Anstieg der Produktionskosten von 1,51€

pro kg auf 2,42€ pro kg aus, wobei die Produktionskosten von grünem Wasserstoff von derzeit 5,54€ pro kg auf 3 bis 4€ pro kg fallen dürften (wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestags 2020). Der Preis von grünem Wasserstoff nähert sich laut dieser Prognosen dem von grauen Wasserstoff an.

Der Entwicklungsstand der Herstellungstechnik von grünem Wasserstoff ist ein entscheidendes Kriterium der Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff, da sich Effizienzen, Fähigkeiten und Preise teils stark unterscheiden und so die Wirtschaftlichkeit und sogar die technische Machbarkeit von Projekten beeinflussen. Mit fortgeschrittenem Entwicklungsstand ergeben sich Kostensenkungen pro kW Elektrolyseleistung.

Für die Herstellung von grünem Wasserstoff gibt es verschiedenen Elektrolysemethoden: u.a. die Chlor-Alkali-Elektrolyse, die Alkalische Elektrolyse, die Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse (hiernach: PEM Elektrolyse) und die Festoxidelektrolyse (hiernach: SOEC Elektrolyse). Eine ausführlichere Betrachtung der Herstellungsverfahren findet sich im Anhang (siehe Kapitel 9.4).

Der Effekt des russischen Krieges in der Ukraine

Bei allen Preisentwicklungs-Prognosen für Wasserstoff ist zu beachten, dass diese (deutlich) vor dem Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine erstellt und als eine Berechnungsgrundlage den damals relativ stabilen Erdgaspreis haben. Da der Gaspreis Deutschlands stark abhängig vom russischen Gasangebot ist, wird die Reduktion der Gas- und Kohleeinkäufe aus Russland die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff in Deutschland stark beeinflussen:

(1) Grauer Wasserstoff wird aller Voraussicht nach durch die Entwicklungen schneller teurer als bisher angenommen. Dadurch steigt die relative Attraktivität von grünem Wasserstoff. So hat Bloomberg NEF in einer ersten Analyse im März 2022 für Deutschland berechnet, dass in der Herstellung von Ammoniak grüner Wasserstoff wettbewerbsfähig gegenüber grauem Wasserstoff ist, wenn man die kurzfristigen Gaskosten mitbetrachtet (pv-magazine 2022). Der „Hydex“, ein Preisindex für die kurzfristigen Gestehungskosten von

Wasserstoff, notierte Anfang Juni für grünen und grauen Wasserstoff bei jeweils circa 4,70€ pro kg – also einer Preisparität (E-Bridge Consulting 2022).

(2) Erdgas ist ein direktes Konkurrenzprodukt von grünem Wasserstoff in einigen Anwendungen (z.B. Wärmesektor). Eine Teuerung der Erdgaspreise macht grünen Wasserstoff als Substitut wirtschaftlich attraktiver.

(3) Um schneller unabhängig von russischen Gasimporten zu werden, hat die Bundesregierung und auch die EU ihre Bemühungen den Ausbau Erneuerbarer Energien und den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft zu beschleunigen erhöht. Allerdings sind auch die Strompreise gestiegen, was die Produktion von grünem Wasserstoff teurer macht.

Eine neue Prognosen für die Preisentwicklung von grünem Wasserstoff, die die Entwicklungen durch den russischen Krieg in der Ukraine berücksichtigt, geht von einer Preisreduktion um 12 Prozent und einer erhöhten Nutzung von 25 Prozent von grünem Wasserstoff in Europa für 2030 aus, verglichen mit Prognosen von vor dem Krieg (DNV 2022).

2.4 Fazit

Es ist mindestens mittelfristig eine wirtschaftliche Nutzung von grünem Wasserstoff in manchen Sektoren möglich. Dies gilt vor allem für Prozesse, in denen heute schon grauer Wasserstoff genutzt wird. Um eine Einschätzung der Möglichkeiten zur Wasserstoffnutzung in der Region zu geben, werden im folgenden Kapitel die Potenziale zur Erzeugung von grünem Wasserstoff beleuchtet.

3. Erzeugungspotenziale in Prignitz-Oberhavel

Ausgangspunkt für den Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft ist die lokale Energieerzeugung und -nutzung. Deshalb werden in diesem Kapitel die EE-Erzeugungspotenziale heute und für 2030 und 2045 berechnet. Anhand der regionalen Erzeugungsschwerpunkte werden anschließend Standorte mit besonders guten Voraussetzungen für die H₂-Erzeugung identifiziert. Schlussendlich wird in zwei Szenarien abgeschätzt, wie hoch die H₂-Erzeugung zukünftig sein könnte.

Aktuell wird in der Region Prignitz-Oberhavel mehr Strom erzeugt, als verbraucht (siehe dunkelblauer Balken in Abbildung 1). Hinsichtlich des Gesamtenergiebedarfs¹⁶ der Region wird deutlich, dass mehr Energie verbraucht wird als durch die lokalen Erzeugungskapazitäten geliefert wird.

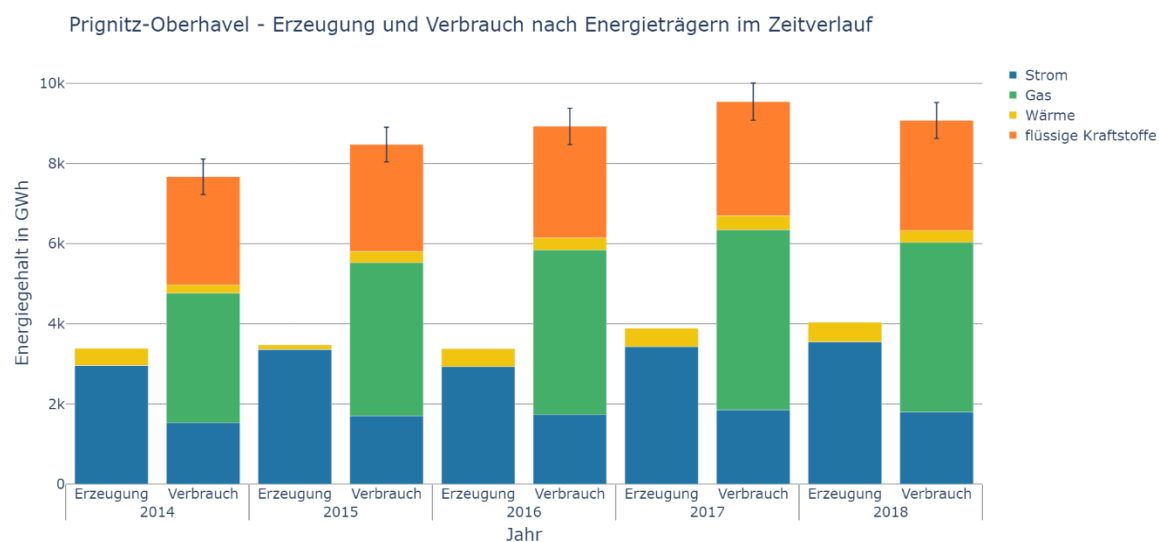


Abbildung 1: Energieerzeugung und –verbrauch nach Energieträgern im Zeitverlauf (Eigene Berechnung auf Grundlage von (AfS BBB 2021; Kraftfahrt-Bundesamt 2021b; REK 2021b)

¹⁶ Die Daten für Gas-, Wärme- und Strombedarf werden regional aufgelöst erfasst (REK 2021b), der Bedarf an flüssigen Kraftstoffen wie Diesel und Ottokraftstoffen anhand von Daten des Landes Brandenburgs abgeschätzt (Hirschl u. a. 2021).

Interessant sind die Energieüberschüsse, da sie aufzeigen, wie viel Strom regional mehr erzeugt als verbraucht wird. Es gibt jedoch zwei Betrachtungsweisen: Bei der **jahresbilanziellen Betrachtungsweise** werden die Jahreswerte von Erzeugung und Verbrauch nebeneinander gelegt (siehe Abbildung 1). Es wird also verglichen, wie viel im Jahr insgesamt erzeugt wird und wie viel insgesamt verbraucht wird.

Mit dieser Methode können Aussagen über den aufsummierten Energieverbrauch und die Gesamtenergieerzeugung einer Region für einen bestimmten Zeitraum (hier pro Jahr) getroffen werden. Die Herausforderung in der Nutzung Erneuerbarer Energien liegt darin, dass sie fluktuieren. Das heißt, dass zu bestimmten Zeitpunkten sehr viel Energie ins Stromnetz eingespeist wird und zu anderen Zeitpunkten (z.B. Windflaute, Dunkelheit) wenig Energie ins Netz eingespeist wird. Bei einer **stündlich-aufgelösten Betrachtungsweise** werden die Überschüsse im Netz mit den Verbrauchsmengen verglichen. Da die Daten zu Energieerzeugung und -verbrauch nicht pro Stunde vorliegen, werden diese mit Hilfe einer Netzsimulation abgeschätzt. Die Netzsimulation wird im Textfeld detaillierter erläutert. Diese Betrachtungsweise berücksichtigt, dass Überschüsse aus EE-Erzeugung zu einem Zeitpunkt nicht einfach zur Deckung des Strombedarfs auf einen anderen Zeitpunkt verschoben werden können. Entsprechend wichtig ist es zu sehen, in wie vielen Stunden pro Jahr wie viel Stromüberschüsse zur Verfügung stehen.

Wie funktioniert die Netzsimulation

Die hier durchgeführte Netzsimulation hat zum Ziel, eine stündlich aufgelöste Leistungszeitreihe der EE-Anlagen in der Region auszugeben. Pro Stunde wird dadurch sichtbar, wie viel EE-Strom durch Wind- und PV-Anlagen erzeugt wird. In jeder Stunde wird dann der stündliche Stromverbrauch gegengerechnet. Dadurch ergibt sich die sogenannte Residuallast. Die Mengen, die pro Stunde mehr erzeugt als verbraucht werden, werden Überschussstrom genannt.

Die Netzsimulation erfolgt auf Grundlage einer Datenbasis von synthetischen Mittelspannungs (MS)-Netzgebieten für die drei Landkreise Prignitz, Ostprignitz-Ruppin und Oberhavel und umfasst MS-Netze inklusive der darunterliegender Niederspannungs (NS)-Netze (Müller u. a. 2019). Die Simulation beruht auf öffentlich zugänglichen Netzinfrastrukturdaten mit dem Ausbaustand von 2015. Anhand eines repräsentativ gewählten Wetterjahres (2011 – in diesem Jahr galten die Wind- und Strahlungsverhältnisse als durchschnittlich) werden die stündlich erzeugten EE-Mengen bestimmt.

Um den Datenoutput – also die Leistungszeitreihen – regional möglichst exakt darzustellen, wurden sie mit den realen EE-Erzeugungsdaten des Regionalen Energie- und Klimaschutzkonzepts (REK) 2021 abgeglichen. Im Ergebnis können die regionalen Energieüberschüsse stündlich und nach Landkreis aufgelöst dargestellt werden. Sie wurden sowohl für die Jahre 2018, 2030 und 2045 ermittelt.

3.1 Gegenwärtige EE-Stromerzeugung

Die Region Prignitz-Oberhavel verfügt über hohe EE-Erzeugungskapazitäten. Insgesamt sind in der Region – Stand 2018 – rund 500 MW Photovoltaik und 1.500 MW Windenergie installiert (REK 2021b). Darüber hinaus sind bereits 7,4 MW Photovoltaik und 282 MW Windenergie in Planung (Marktstammdatenregister 2022). Für 2030 prognostiziert das aktuelle Regionale Energiekonzept der Planungsregion (REK 2021b) eine installierte Leistung von 770 MW Photovoltaik und 2.300 MW Windenergie¹⁷. Die installierten und geplanten EE-Anlagen können u.a. auch im digitalen Wasserstoffmarktplatz Berlin-Brandenburg eingesehen werden (siehe Abbildung 2).

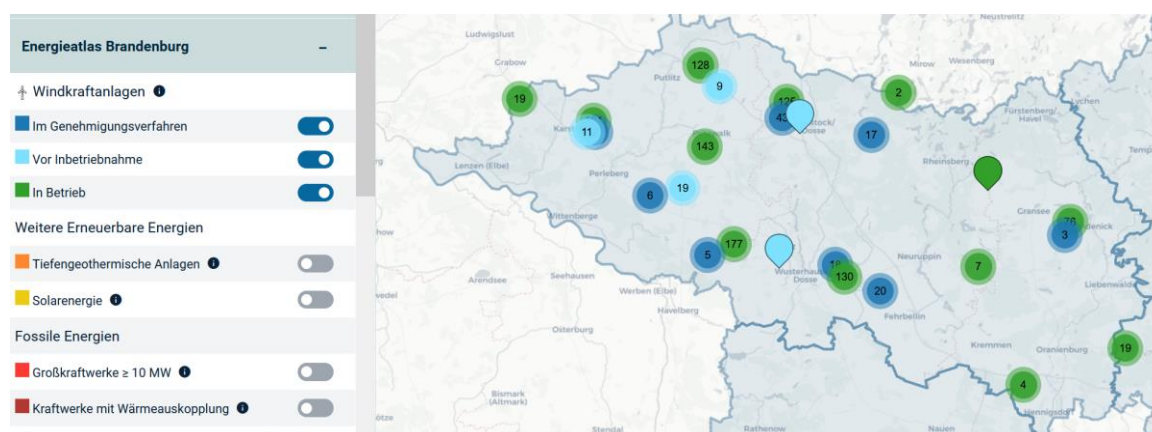


Abbildung 2: Windkraftanlagen in der Region Prignitz-Oberhavel im H2-Marktplatz Berlin-Brandenburg (Stand: Mai 2022)

Die Ergebnisse der Netzsimulation für die gegenwärtigen Stromüberschüsse sind in Abbildung 3 dargestellt. Hier ist der lokale Stromüberschuss der drei Landkreise und der Region als Summe der drei Landkreise für 2018 als geordnete Jahresdauerlinie¹⁸ dargestellt. Positive Werte stehen für Stromüberschuss (die lokale Stromerzeugung ist

¹⁷ Das REK 2021 wurde noch vor der EEG-Novelle 2022 erstellt. Somit werden die erhöhten Ausbauziele des „Energiesofortmaßnahmenpakets“ noch nicht berücksichtigt (Bundesregierung 2022).

¹⁸ Eine Jahresdauerlinie ordnet die Stunden eines Jahres so an, dass diejenigen mit der höchsten überschüssigen Leistung ganz links sind. Dadurch wird sichtbar, wie hoch die Energieüberschüsse an wie vielen Stunden im Jahr sind.

höher, als der lokale Stromverbrauch), während negative Werte einen Stromverbrauch darstellen, der nicht durch regionale Stromerzeugung gedeckt werden kann.

Aus Abbildung 3 wird deutlich, dass sich die lokalen Stromüberschüsse in den drei Landkreisen unterscheiden. Während es 2018 in Prignitz und Ostprignitz-Ruppin jeweils in ca. 6.000 Stunden im Jahr Überschussstrom gibt, sind es in Oberhavel lediglich 500 Stunden (Schnittpunkt der Kurven mit 0 MW überschüssige Leistung). Die lokalen Überschussstrommengen, die in Abbildung 3 den Flächen unter den Kurven entsprechen, sind in Tabelle 2 aufgeführt.

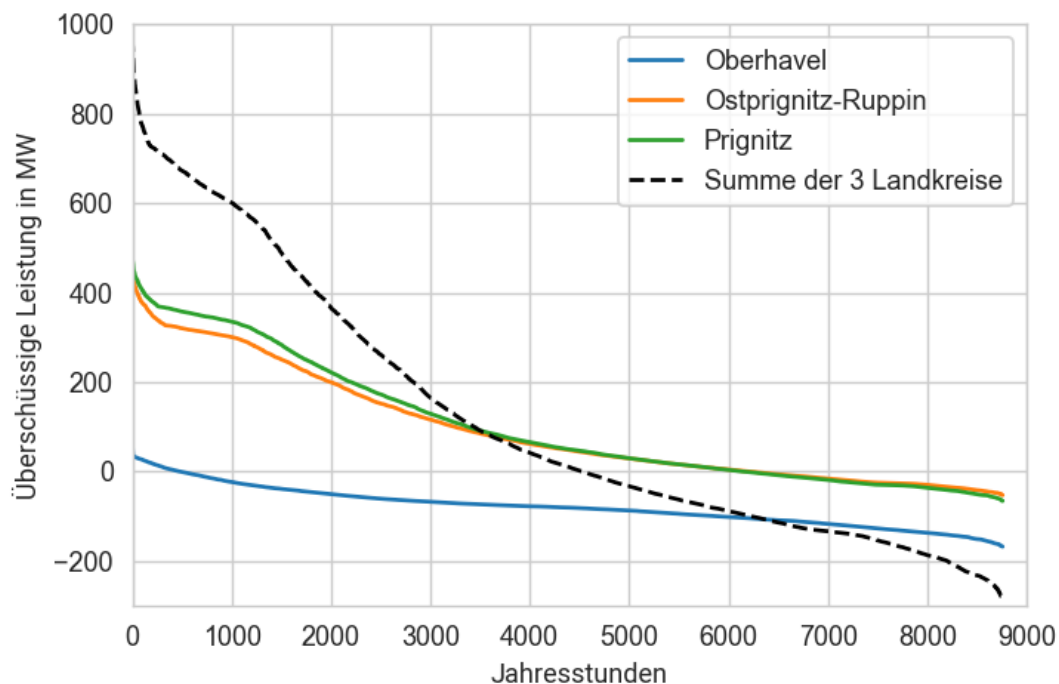


Abbildung 3: Geordnete Jahresdauerlinien für die überschüssige Leistung je Landkreis und für die (stündliche) Summe der 3 Landkreise im Jahr 2018 (Quelle: eigene Berechnungen)

Tabelle 2: Regionale Stromüberschüsse je Landkreis und für die (stündliche) Summe der 3 Landkreise im Jahr 2018 (Quelle: eigene Berechnungen)

Landkreis	Regionale Überschussenergie¹⁹ in GWh/a
Oberhavel	8
Ostprignitz-Ruppin	885
Prignitz	980
Summe der Landkreise²⁰	1.547

Es ist zu erkennen, dass der lokale Überschussstrom aktuell hauptsächlich in Ostprignitz-Ruppin und Prignitz anfällt. Für das Potenzial der Wasserstoffherzeugung aus lokalem Überschussstrom spielt die Verteilung auf die Landkreise jedoch nur eine untergeordnete Rolle, weshalb im Folgenden die drei Landkreise in Summe betrachtet werden. Bei dieser Summenbetrachtung werden Stromüberschüsse aus Prignitz und Ostprignitz-Ruppin zur Deckung des Strombedarfs von Oberhavel genutzt, weshalb die in Tabelle 2 angegebenen Werte der einzelnen Landkreise aufsummiert nicht der aufgeführten „Summe der drei Landkreise“ entspricht²¹.

Die Betrachtungen der aktuellen Überschüsse ermöglichen eine Potenzialabschätzung, greifen aber im Kontext des Gesamtenergiesystems zu kurz: Stromüberschüsse aus Regionen mit hohem EE-Potenzial werden benötigt, um andere Regionen Deutschlands, mit Strom zu versorgen, die geringere erneuerbare Erzeugungskapazitäten haben. Würde der gesamte lokale Überschussstrom zur Wasserstoffproduktion genutzt, müssten fossile Kraftwerke die fehlende Strommenge erzeugen, womit die CO₂-Emissionen deutschlandweit steigen würden. Entsprechend kann und sollte nicht der gesamte Stromüberschuss der Region zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden.

¹⁹ Überschussenergie bezeichnet die negative Residuallast, die sich aus lokaler Stromerzeugung und Last ergibt.

²⁰ Die aufgeführte Summe der drei Landkreise von 1.547 GWh/a ergibt sich als Summe des Stromüberschusses der Landkreise in jeder einzelnen Stunde und wurde anschließend zum Jahreswert aufsummiert.

²¹ Siehe vorherige Fußnote.

Bei dem heutigen und zukünftigen Betrieb von regionalen EE-Erzeugungsanlagen ergeben sich insbesondere zwei Herausforderungen, die im Folgenden adressiert werden sollen:

- Das Ausscheiden aus der EEG-Förderung und
- Die Abregelung der Anlagen.

Ausscheiden aus der EEG-Förderung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz stellt für EE-Anlagen feste Rahmenbedingungen für die Abnahme und Vergütung. Die Förderung läuft in der Regel 20 Jahre. In den nächsten zwei Jahrzehnten werden EE-Anlagen in allen Landkreisen der Region Prignitz-Oberhavel aus der EEG-Förderung ausscheiden (siehe Anhang 9.5). Insgesamt betrifft dies bis 2025 ca. 45 Anlagen mit einer Leistung von ca. 25 MW, bis 2030 bereits 386 Anlagen und eine installierte Leistung von 228 MW (siehe Abbildung 28 und Tabelle 3). Für diese Anlagen stellt sich die Frage, wie eine Nachnutzung aussehen kann. Anlagen, bei denen die Förderung ausläuft, können stillgelegt, weiterbetrieben oder „repowered“ werden²².

Tabelle 3: Ende der EEG-Förderung von EE-Anlagen in der Region Prignitz Oberhavel nach (Marktstammdatenregister 2022)

Ende der EEG-Förderung	Anzahl der betroffenen Anlagen	Installierte Leistung in MW
2000 bis 2025	45	25
2025 bis 2030	386	228
2030 bis 2035	265	436
2035 bis 2040	168	304
Gesamt	864	993

Repowering bezeichnet den anteiligen Ersatz von Anlagenteilen oder der kompletten Anlage mit dem Ziel mehr Energie zu erzeugen. Beim Repowering bestehen Hindernisse vor allem im Genehmigungsprozess: Bei neueren Anlagen ist oft die Rotorhöhe (also der Mittelpunkt der Flügel) höher als bei älteren Anlagen. Aufgrund der gestiegenen Rotorhöhe kann es zu Konflikten mit der höhenabhängigen Abstandsregelung von Windkraftanlagen kommen.

²² Eine nähere Erläuterung der drei Optionen befindet sich im Anhang 9.3

Außerdem wird in vielen Bundesländern das Repowering als Errichtung einer Neuanlage betrachtet, wodurch das Genehmigungsverfahren erneut durchlaufen werden muss²³.

Laut RED II können Anlagen nach einem nicht subventionierten Repowering für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden (siehe Tabelle 1, Kriterium Strombezug über PPA): Wird eine bestehende Windkraftanlage mit mindestens 30 Prozent der Neuinvestition einer Anlage modernisiert, dann kann auch mit dem Strom aus bestehenden EE-Anlagen grüner Wasserstoff hergestellt werden (Entwurf Art. 2 Nr. 10 RED II).

Abgeregelter EE-Anlagen

Neben der noch offenen Frage der Weiternutzung von Bestandsanlagen, kann das Potenzial der bestehenden EE-Anlagen aktuell nicht voll genutzt werden: Windkraftanlagen und PV-Anlagen werden zeitweise abgeregelt. Abregelungen²⁴ finden dann statt, wenn die regional erzeugte Energie nicht über das Stromnetz abtransportiert werden kann. Netzüberlastungen werden dabei durch das Abschalten oder Reduzieren der Leistung ausgewählter EE-Anlagen vermieden. Als Folge steht Erneuerbare Energie nicht zur Verfügung, weil das Stromnetz nicht entsprechend ausgebaut ist. Damit werden zum Teil erhebliche EE-Strommengen nicht über das Stromnetz verfügbar gemacht. Die Betreibenden der EE-Anlagen werden für diese Abregelungen entschädigt.

In der Region ist die e.dis der größte Verteilnetzbetreiber. Um den Anteil an abgeregelter Energie für die Region abzuschätzen, wurden die Angaben zur EE-Erzeugung mit Daten der e.dis zu abgeregelten Mengen (Ausfallmengen) und EE-Erzeugung verglichen. In der gesamten Planungsregion hat sich die Ausfallmenge zwischen 2016 und 2020 verdreifacht und der Anteil der Abregelung an der erzeugten EE-Menge ist von 3,5 Prozent auf fast 9 Prozent gestiegen, wie in Abbildung 4 dargestellt.

²³ Wenn sich beispielsweise Vogelarten während des Betriebs der bestehenden Anlage angesiedelt haben, kann dies das Repowering verhindern (Deutsche Industrie und Handelskammertag 2021).

²⁴ Bis zum 30. September 2021 gab es sogenannte Einspeise-Management-Maßnahmen. Seit dem 1. Oktober 2021 gilt das Redispatch-Management. (e.dis 2022)

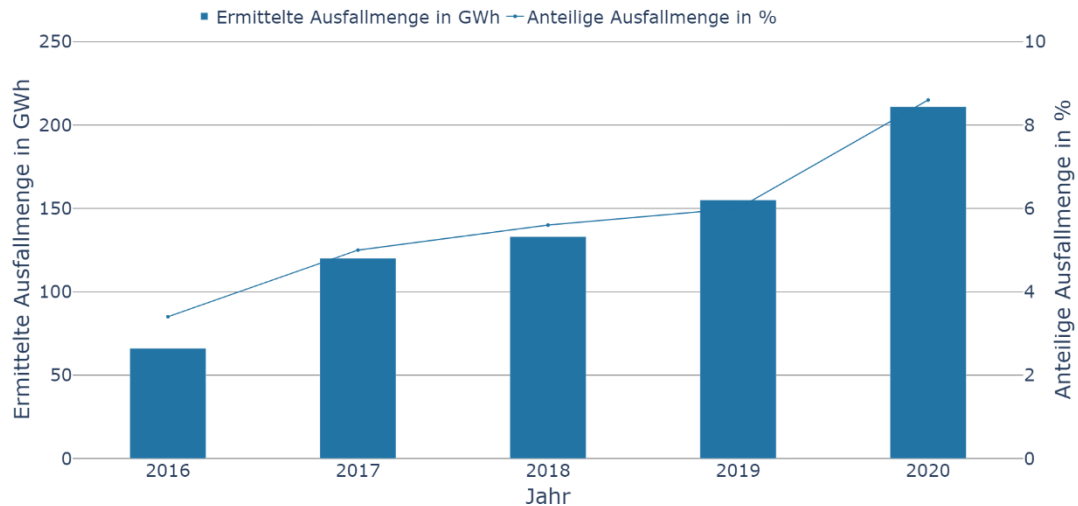


Abbildung 4: Ausfallmengen für Windkraftanlagen in der Region Prignitz-Oberhavel (Eigene Berechnung, Datenquellen: e.dis intern, (REK 2021b))

Die Abregelung von EE-Anlagen führt dabei zu mehreren ungewünschten Effekten:

- **Keine Ausnutzung des vorhandenen Potenzials:** Die EE können nicht in vollem Umfang genutzt werden und tragen damit nicht im möglichen Maße zur Dekarbonisierung der Stromversorgung bei.
- **Höhere Netzentgelte für die Bewohner*innen der Regionen mit viel Abregelung und infolgedessen höhere lokale Strompreise:** Für die Abregelungen werden Entschädigungsmaßnahmen vom Netzbetreiber an die EE-Anlagenbetreibenden fällig, die zu höheren Netzentgelten führen (Bundesnetzagentur 2018). Da Netzentgelte sich – Stand heute – nach den lokalen Gegebenheiten richten, steigen die Netzentgelte durch Abregelungen insbesondere dort, wo viel Abregelung aufgrund von Netzengpässen stattfindet.
- **Verstärkung von Akzeptanzproblemen:** Neben dem höheren Strompreis stößt es bei Anwohner*innen auf Unverständnis, wenn Windparks installiert werden, diese allerdings aufgrund von Abregelung nicht laufen. Dies wiederum kann zu größerem Widerstand gegen weitere Windkraftanlagen führen.

Entsprechend wichtig ist es zukünftig, EE-Anlagen nicht abzuregeln, sondern durch Netzausbau, flexible Lasten und Speicher einen möglichst hohen Anteil der fluktuierenden Energieerzeugung zu nutzen. Die Herstellung von Wasserstoff ist dafür eine Option.

3.2 Zukünftige EE-Stromerzeugung

In den nächsten Jahren soll der Ausbau der Erneuerbaren stark beschleunigt werden. Für die Wasserstoffherzeugung ist deshalb nicht nur das EE-Potenzial aus heutiger, sondern auch aus zukünftiger Sicht entscheidend. Für die EE-Stromerzeugung wurden zwei Zeitpunkte betrachtet: 2030 und 2045.

Für das **Jahr 2030** werden die **Erzeugungsmengen für Wind- und Solarenergie des REK 2021** genutzt und der Strombedarf unter Berücksichtigung einer steigenden Elektrifizierung abgeschätzt.

Für das **Jahr 2045** wurde zur **Abschätzung des EE-Potenzials in der Region** der Wind- und PV-Flächenrechner²⁵ genutzt, den das RLI für Agora Energiewende erstellt hat. (Agora Energiewende 2022b). Der Wind- und PV-Flächenrechner berechnet und visualisiert die Flächenverfügbarkeit für EE Deutschlands unter Annahme bestimmter Einschränkungen, die manuell eingestellt werden können. Die Flächenanalyse ergibt, dass theoretisch maximal 6,7 Prozent (434 km²) der Gesamtfläche der Region für Windenergieanlagen zur Verfügung stehen würde. Um das Flächenziel der Bundesregierung von 2 Prozent zu erreichen, müssten demnach 130 km² davon genutzt werden, was einer installierten Leistung von 2,7 GW an Windenergie entspricht. Zudem stehen rund 1,6 Prozent (103 km²) der Gesamtfläche für Freiflächen-PV zur Verfügung. Um die Ziele der Studie Klimaneutrales Deutschland 2045 (Agora Verkehrswende 2021) zu erfüllen, müssten davon 45 km² genutzt werden, was einer installierten Leistung von 4,5 GW entspricht.

²⁵ Der Wind- und PV-Flächenrechner lässt in der Online-Anwendung keine örtliche Auflösung auf Landkreisebene zu, daher wurden die Daten für die drei Landkreise aus dem Backend extrahiert.

Außerdem gibt es in der Region viele sogenannte **Konversionsflächen**²⁶. Auch diese sollten in die Planung von EE-Anlagen miteinbezogen werden. Mit einer Fläche von weiteren 370 km² könnten sie weitere EE- und H2-Erzeugungsstandorte werden. Diese können z.B. in besonderem Maße für PV-Freiflächenanlagen genutzt werden (Regionale Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel 2021). Vorteil von Konversionsflächen ist beispielsweise, dass hierfür ggf. keine weitere Fläche versiegelt werden muss. Um die genauen EE-Potenziale dieser Flächen zu bewerten, muss eine detailliertere Betrachtung erfolgen. Derzeit sind insbesondere militärische Konversionsflächen noch nicht systematisch für die Nutzung von EE-Anlagen bewertet. Sie sind deshalb nachfolgend nicht Teil der quantitativen Betrachtung. Um den Ausbau der Erneuerbaren voranzubringen, sollte eine systematische Bewertung dieser Flächen schnellstmöglich stattfinden.

Die potenzielle Erzeugungsmenge für grünen Wasserstoff (Kapitel 3.3) ergibt sich aus

- der verfügbaren EE-Strommenge
- dem zeitlichen Verlauf der EE-Stromverfügbarkeit
- der installierten Leistung an Elektrolyseuren.

Während die verfügbare Strommenge das grundsätzliche Potenzial widerspiegelt, schränken die installierte Leistung und die Aufteilung der Strommenge auf die einzelnen Tage bzw. Stunden im Jahr die zur Elektrolyse nutzbare Strommenge ein (s.a. Abbildung 3 und Tabelle 2). Um das Potenzial des für die Wasserstoffproduktion verfügbaren Stroms abzuschätzen, werden für die Region mögliche Ausfallmengen (abgeregelter EE) und Überschussstrom berechnet. Die Ausfallmengen entstehen, wenn mehr Strom erzeugt wird, als das Netz transportieren kann. Überschussstrom entsteht, wenn mehr Strom erzeugt wird, als zu dem Zeitpunkt verbraucht wird. (s.a. Kapitel 2.2).

²⁶ Konversionsflächen sind Brachflächen, deren Nutzung verändert werden kann. Vorher wurden sie zu- meist gewerblich, industriell oder militärisch genutzt (Regionale Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel 2021).

Abgeregelte Strommenge: Ausfallmenge

Sonst abgeregelter Strom würde keiner anderen Nutzung zugeführt werden und wird somit durch die Wasserstoffherzeugung erst nutzbar. Damit ist das Kriterium der Zusätzlichkeit mit hoher Wahrscheinlichkeit erfüllt (s. a. Kapitel 2.2 – Rechtliche Rahmenbedingungen) und es besteht keine Konkurrenz zur direkten Stromnutzung, die im Sinne der Treibhausgasreduktion effizienter wäre. Voraussetzung ist jedoch, dass die Stromabnahmen zwischen den Erzeugungsanlagen und Umspannwerken erfolgen. Wie in Abbildung 4 bereits dargestellt, ist der Anteil der Abregelung an der EE-Erzeugung von 2016 bis 2020 von 3,5 Prozent auf 8,6 Prozent gestiegen. Dies entspricht einem jährlichen Anstieg um 1,3 Prozent. Wie sich die Ausfallmengen entwickeln werden ist nur schwer vorherzusehen. Es kann (sehr optimistisch) von einem konstanten Anteil der Ausfallmenge an der EE-Erzeugung des Jahres 2020 von 8,6 Prozent mit steigender EE-Erzeugung ausgegangen werden oder die Steigerung von 1,3 Prozent p.a. fortgeschrieben werden. In Abbildung 5 sind beide Annahmen dargestellt²⁷. **2020 betrug die abgeregelte Windstrommenge in Prignitz-Oberhavel bereits rund 200 GWh. In den Jahren 2030 und 2045 wird diese voraussichtlich auf 350 bis 850 GWh, respektive 400 bis 1.900 GWh ansteigen.**

²⁷ Die Daten ergeben sich aus der Kombination von Daten des REK 2021 und den Ausfallmengen der e.dis (e.dis 2022). Die Kombination der Daten ist möglich, da die im Netzgebiet der EDIS erzeugte Jahresmenge an Windstrom rund 64 Prozent derer der gesamten Region betragen.

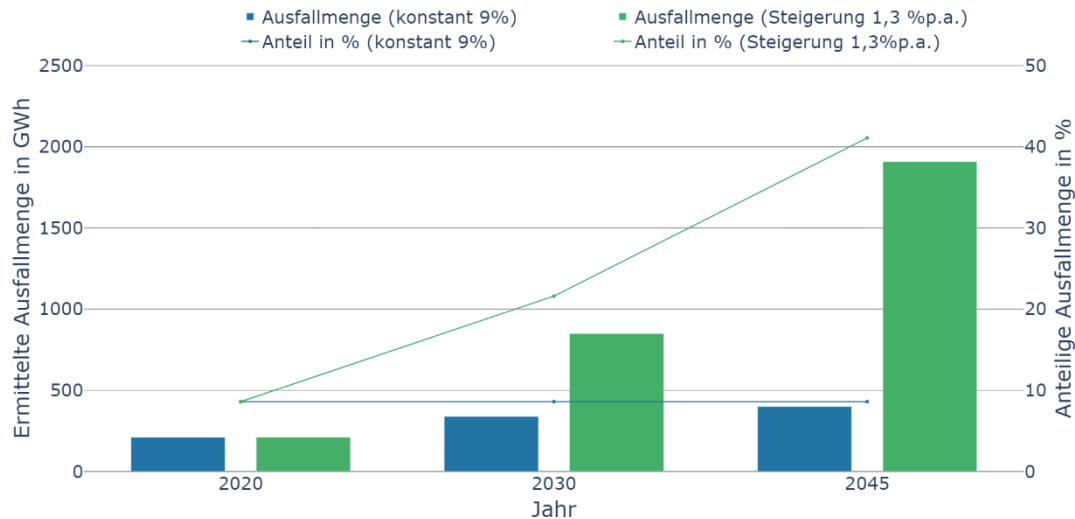


Abbildung 5: Menge und Anteil der voraussichtlich abgeregelten Windkraftanlagen in Prignitz-Oberhavel
[Eigene Darstellung, Datenquelle: (REK 2021b) Regionale Energiekonzept und e.dis intern]

Lokaler Überschussstrom

Alternativ kann der Überschussstrom der Region als Potenzial für die Erzeugung von Wasserstoff betrachtet werden, ggf. zuzüglich zu den sonst abgeregelten Strommengen. Der Überschussstrom ergibt sich in der Netzsimulation aus der Stromerzeugung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien (Wind und PV) abzüglich des lokalen Strombedarfs²⁸. Der Überschussstrom muss aus neu gebauten oder modernisierten EE-Anlagen kommen.

Der Überschussstrom sollte jedoch nicht in Gänze für die H₂-Erzeugung genutzt werden. Die direkte Nutzung des Stroms ist deutlich effizienter als die Umwandlung zu Wasserstoff²⁹ und kann dadurch zu einer stärkeren Treibhausgasminderung führen. Wenn Strom vor Ort genutzt werden kann, sollte er direkt genutzt werden. Außerdem braucht es auch in anderen Regionen Deutschlands Strom aus Prignitz-Oberhavel. Dieser wird über die Übertragungsnetze abtransportiert. Entsprechend sollte auch nur ein Teil des Überschussstroms für die H₂-Produktion genutzt werden. Daher stellt der lokale

²⁸ Der Überschussstrom ist die negative Residuallast ohne Berücksichtigung weiterer EE außer der fluktuierenden.

²⁹ Der (brennwertbezogene) Wirkungsgrad eines Elektrolyseurs liegt beispielsweise bei 74 Prozent (Milanzi u. a. 2018).

Überschussstrom das nutzbare Potenzial als obere Grenze dar und ist keine sicher verfügbare Menge.

Die Eingangsdaten und Ergebnisse sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: EE-Stromerzeugung, -verbrauch und ermittelter Überschussstrom für 2018, 2030 und 2045

		2018	2030	2045
		REK2021	REK2021	Agora Wind- und PV-Flächenrechner
Wind	installierte Leistung	1.529 MW	2.300 MW	2.718 MW
	erzeugte Jahresmenge	2.387 GWh	3.927 GWh	4.642 GWh
PV	installierte Leistung	496 MW	770 MW	4.531 MW
	erzeugte Jahresmenge	451 GWh	726 GWh	4.272 GWh
Stromverbrauch		1.798 GWh	2.000 GWh ¹	2.000 GWh ¹
Überschussstrom (bilanziell²)		1.039 GWh	2.653 GWh	6.913 GWh
Überschussstrom (stündlich aufgelöst³)		1.547 GWh	3.088 GWh	7.236 GWh
Strombezug aus Stromnetz (stündlich aufgelöst⁴)		507 GWh	435 GWh	323 GWh

¹ Zukünftiger Stromverbrauch: Annahme leicht gestiegen wg. Elektrifizierung verschiedener Bereiche.

²Der bilanzielle Stromüberschuss ergibt sich aus der erzeugten Jahresmenge von Wind und PV abzüglich des Stromverbrauchs.

³**Der tatsächliche Stromüberschuss (stündlich aufgelöst)** basiert auf Wind- und PV-Erzeugungszeitreihen. In jeder Stunde werden erzeugter Strom und verbrauchter Strom übereinandergelegt. Die Summe der einzelnen Stunden ergibt den tatsächlichen Stromüberschuss. Dieser ist höher als der bilanzielle Stromüberschuss, da Überschüsse aus einem Zeitpunkt nicht genutzt werden können, um einen Strommangel zu einem anderen Zeitpunkt auszugleichen.

⁴ Der Strombezug aus dem Stromnetz ergibt sich rechnerisch aus der Differenz vom stündlich aufgelösten Überschussstrom und dem jährlich bilanziellen Überschussstrom.

3.3 H2-Erzeugungspotenzial

Mit den potenziell verfügbaren EE-Strommengen aus Kapitel 3.2 kann nun die Berechnung des H2-Potenzials erfolgen. Ziel ist es, möglichst realistisch die grüne Wasserstoffherzeugung vor Ort abzuschätzen.

In diesem Abschnitt werden deshalb zwei potenzielle Szenarien betrachtet. Zuvor werden die Abwägungsfaktoren sowie bereits vorhandene Projekte in der Region kurz vorgestellt.

Wie oben bereits erwähnt hängt die Menge des produzierbaren Wasserstoffs neben der (zeitlich) verfügbare Menge an Erneuerbarer Energie auch an der installierten Elektrolyseleistung, also der Größe der Elektrolyseanlage.

Da Erneuerbare Energien fluktuieren, gibt es immer wieder Zeiten, in denen viel EE-Strom verfügbar ist und Zeiten, in denen dies nicht der Fall ist. Die Auslegung der Elektrolyseurgröße bestimmt, wie viele dieser „Stromspitzen“ genutzt werden können. Im Extremfall wird die Elektrolyseurgröße so gewählt, dass der erneuerbare Strom komplett für die H2-Erzeugung genutzt werden kann. Dieser Fall geht jedoch mit einer sehr großen Dimensionierung des Elektrolyseurs und entsprechend hohen Investitionskosten einher. Die Auslastung des Elektrolyseurs ist in diesem Fall sehr niedrig, die Volllaststunden sind gering, der Elektrolyseur ist unwirtschaftlich.

Im Umkehrschluss könnte ein Elektrolyseur auch sehr klein dimensioniert werden. Damit sind die Investitionskosten niedrig, die Volllaststundenzahl hoch und der Elektrolyseur kann wirtschaftlich betrieben werden. Mit Blick auf die Energiewende wird dabei jedoch weniger erzeugter EE-Strom genutzt, da die Stromspitzen nicht vollständig durch den Elektrolyseur aufgenommen werden können.

Die Auslegung der Elektrolyseurleistung ist also eine Abwägung zwischen Wirtschaftlichkeit und Nutzen fürs Energiesystem.

Szenarien für Installierte Elektrolyseurleistungen

Für die Region Prignitz-Oberhavel wird die potenzielle Elektrolyseurleistung für die Jahre 2030 und 2045 für zwei Szenarien wie folgt ermittelt:

Szenario Trend basiert auf der Abschätzung geplanter Elektrolyseurprojekte (s. Tabelle 7) mit einer installierten Leistung in Höhe von ca. 30 MW für 2030 und geht von einer moderaten Steigerung auf 100 MW bis 2045 aus.

In dem **ambitionierten Szenario** werden die nationale Ziele über die installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen in Deutschland und die der Planungsregion auf diese herunterskaliert³⁰.

In Tabelle 5 sind die angenommen installierten Leistungen für die sich anschließenden Ermittlungen der Wasserstoffherzeugung aufgeführt.

Tabelle 5: Szenarien für den Hochlauf von Elektrolyseleistung in der Planungsregion Prignitz-Oberhavel

	2030	2045
Trendszenario	30 MW	100 MW
Ambitioniertes Szenario	100 MW	1.000 MW

Wasserstoffherzeugung für die betrachteten Szenarien

Ziel ist die Ermittlung der H₂-Mengen und der damit korrelierten benötigten Mengen an Wasser und EE-Strom. Die Ergebnisse sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Im **Trendszenario** werden für Elektrolysekapazitäten im Jahr 2030 ca. 5 Prozent und im Jahr 2045 ca. 8 Prozent des Überschussstroms³¹ benötigt. Hierbei kann realistisch davon ausgegangen werden, dass diese Mengen konform zu den rechtlichen Rahmenbedingungen (s. Kapitel 2.2) als zusätzlich installierte Leistung von Erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen können. Der Wasserbedarf liegt 2045 bei ca. 95.000 Tonnen pro Jahr. Dies entspricht in etwa dem durchschnittlichen Verbrauch von 2.000 Personen im Jahr 2021 (Statista 2022b).

³⁰ Die nationale Wasserstoffstrategie 2020 (BMWi 2020a) sah vor, dass „bis zum Jahr 2030 in Deutschland Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW Gesamtleistung [...] entstehen“ und „Für den Zeitraum bis 2035 werden nach Möglichkeit weitere 5 GW zugebaut, spätestens bis 2040.“ Im Koalitionsvertrag 2021 – 2015 (SPD, BÜNDNIS90/DIE GRÜNEN, FDP 2021) wurden die Ziele auf 10 GW bis 2030 verschärft. Im Referenzszenario der Studie des Fraunhofer ISE (Fraunhofer ISE 2021b) beträgt die installierte Leistung an Elektrolyseuren für 2030 11 GW und im Jahr 2045 sogar 91 GW. Die installierte Leistung an fluktuierenden Erneuerbaren Energien beträgt rd. 350 GWh für 2030 und rd. 700 MW für 2045.

³¹ Überschussstrom ist der Strom, der regional mehr produziert als abgenommen wird. Abwägungen zur Nutzung des Stroms außerhalb Prignitz-Oberhavel wurden hierbei nicht getroffen.

Im **ambitionierten Szenario** sind die Mengen des genutzten Überschussstroms deutlich höher. Während im Jahr 2030 noch 16,7 Prozent des regionalen Stromüberschusses genutzt werden, steigt der Anteil bis 2045 auf über 60 Prozent. Im Falle dieses angestrebten Szenarios sollte zuvor eine dezidierte Abwägung vorgenommen werden, ob und in welchen anderen Anwendungen die Stromüberschüsse ebenfalls benötigt werden könnten. Die Fragen des Netzausbaus, um den Strom in anderen Regionen nutzen zu können, sowie die direkte Stromnutzung in Elektromobilität und Wärmepumpen, sollten dabei systematisch mitbetrachtet werden, um die Erneuerbare Energie möglichst effizient zu nutzen.

In diesem Szenario würden im Jahr 2045 mit 1.000 MW Elektrolyseleistung etwa 700.000 Kubikmeter Wasser benötigt. Das entspricht einem Jahresverbrauch von ca. 15.000 Personen und damit ca. vier Prozent des aktuellen Wasserbedarfs der Region.

Tabelle 6: Zusammenfassung der Ergebnisse der H2-Erzeugungspotenziale für 2030 und 2045 in zwei Szenarien (Quelle: eigene Berechnungen)

	2030	2045
	Trendszenario	
Installierte Kapazität	30 MW (5.333 VLH)	100 MW (5.961)
Elektrische Bezugsenergie	160 GWh/Jahr	596 GWh/Jahr
H2-Erzeugung	2.843 t/Jahr (95 GWh)	10.592 t/Jahr (355 GWh)
Anteil des benötigten lokalen Überschussstromes	5,2 %	8,2 %
Wasserbedarf	25.590 t/Jahr	95.332 t/Jahr
	Ambitioniertes Szenario	
Installierte Kapazität	100 MW (4.995 VLH)	1.000 MW (4.360 VLH)
Elektrische Bezugsenergie	499 GWh/Jahr	4.360 GWh/Jahr
H2-Erzeugung	8.876 t/Jahr (297 GWh)	77.475 t/Jahr (2.594 GWh)
Anteil des benötigten lokalen Überschussstromes	16,2 %	60,2 %
Wasserbedarf	79.884 t/Jahr	697.277 t/Jahr

Die Wasserstoffherzeugung bildet die Grundlage für die CO₂-Minderungspotenziale in Kapitel 5.

3.4 Standortanalyse

Aus den oben beschriebenen EE-Potenzialen ergeben sich aus heutiger und zukünftiger Sicht Kriterien dafür, wo die H2-Erzeugung im besonderen Maße stattfinden sollte. Die Flächenanalyse, die in Abbildung 6 dargestellt ist, zeigt, dass in der Region erhebliches Potenzial für den Zubau von EE-Anlagen besteht.

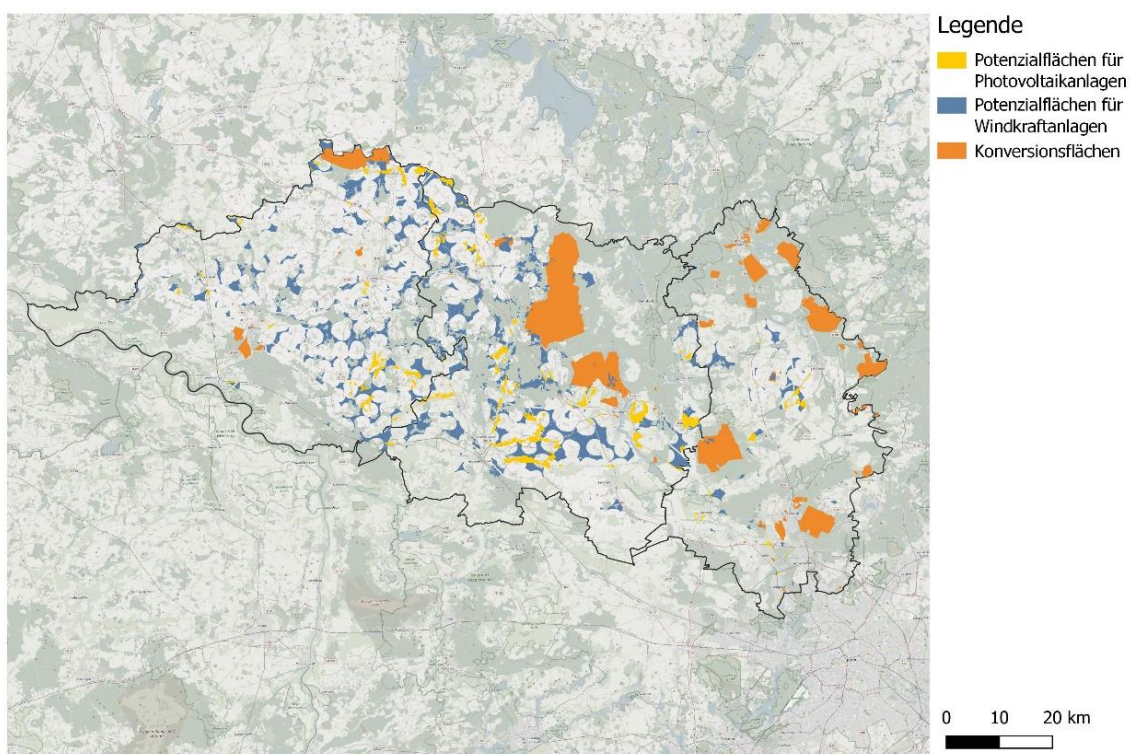


Abbildung 6: Ergebnisse der Flächenanalyse mit dem Wind- und PV-Flächenrechner (Agora Energiewende 2022b) und Darstellung von Konversionsflächen (Verwaltungssystem Konversion und GIS Planungsstelle 2004)

Aus heutiger Sicht ist die kurzfristige Nutzung der sonst abgeregelten Energie sinnvoll. Um die Standorte mit den meisten abgeregelten Stunden im Jahr 2021 herauszufinden, wurden die Umspannwerke der e.dis untersucht. Sie betreiben als Verteilnetzbetreiber Mittel- und Niederspannungsnetze in Prignitz-Oberhavel, durch die ca. 64 Prozent des erneuerbaren Stromes der Region geleitet wurde. An jedem Umspannwerk kommt der Strom von mehreren EE-Anlagen an. Es sind auch die Orte, an denen EE-Anlagen ggf. abgeregelt werden, falls es z.B. zu Netzengpässen kommt.

An den Umspannwerken der e.dis in Prignitz-Oberhavel wurden 2021 über 170.000 Stunden EE-Strom abgeregelt³². Die Unterschiede zwischen den Umspannwerken sind dabei enorm (siehe Abbildung 7). Besonders hoch sind die Abregelungen in zwei Regionen:

1. Region Pritzwalk – mit den Umspannwerken Kuhdorf, Kemnitz, Falkenhagen sowie Pritzwalk
2. Region Wittstock – mit den Umspannwerken Wittstock und Jabel

Da grüner Wasserstoff voraussichtlich auch aus sonst abgeregelter EE-Energie hergestellt werden kann, ergeben sich in diesen beiden Regionen sehr große Potenziale für die H₂-Erzeugung (siehe Kapitel 2.2). Vorteil ist hierbei, dass es keiner neuen EE-Anlagen bedarf. Jedoch muss ein Nachweis darüber gebracht werden, dass der Strom sonst abgeregelt worden wäre. Dies soll verhindern, dass dem Netz durch die H₂-Erzeugung Strom entzogen wird. Dies wird auch das Kriterium der Zusätzlichkeit genannt: Damit der Wasserstoff als grün gilt, muss er aus zusätzlichem erneuerbarem Strom hergestellt worden sein.

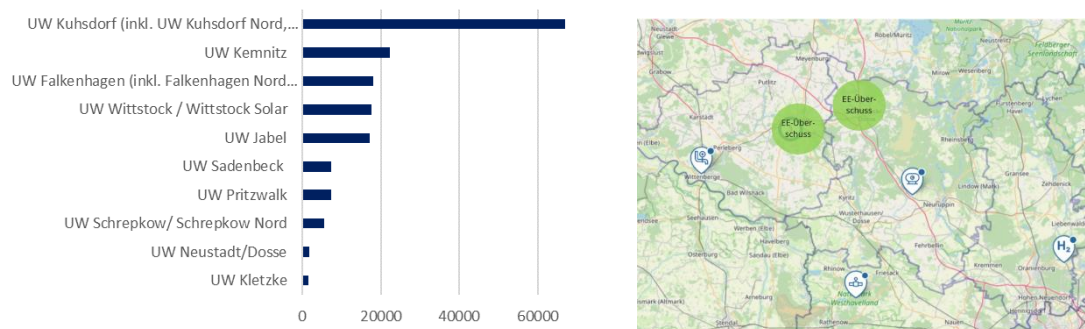


Abbildung 7: (links) Abregelung von EE an Umspannwerken in der Region Prignitz-Oberhavel 2021 in Stunden (Quelle: eigene Darstellung basierend auf (e.dis 2022); (rechts) regionale Einordnung der Regionen mit hohen Abregelungen

Zukünftig – und damit in der langen Frist relevant – werden durch das Kriterium der Zusätzlichkeit insbesondere zwei Faktoren wichtig:

³² Da an jedem Umspannwerk viele EE-Anlagen angeschlossen sind, kann die Summe der abgeregelten Stunden die Anzahl der Stunden eines Jahres überschreiten.

1. Orte, an denen zusätzliche EE-Anlagen aufgebaut werden können: Mit zusätzlichen, neuen³³ EE-Anlagen kann, gemäß derzeitigem Stand der REDII, grüner Wasserstoff produziert werden.
2. Orte, an denen alte EE-Anlagen „repowered“, also modernisiert³⁴, werden können: Insbesondere für EEG-Altanlagen könnte das in den kommenden Jahren eine Möglichkeit zur Weiternutzung der Anlagen ermöglichen.

Bis 2040 werden 993 MW installierter Leistung vom Auslaufen aus der EEG-Förderung in der Region betroffen sein. Fast die Hälfte davon findet in den Jahren 2030 bis 2035 statt. Hier könnte die regionale Produktion von Wasserstoff neue Perspektiven für EE-Anlagenbetreibende bieten und die Kapazität der installierten Leistung in der Region durch Anstrengungen beim Repowering erhöhen.

Nicht zuletzt stellt auch das geplante Wasserstoffnetz – auch genannt European Hydrogen Backbone – eine wichtige Rolle bei der Standortwahl. Dieses wird von der Ostsee aus Richtung Berlin verlaufen und damit die Planungsregion durchkreuzen (siehe Abbildung 8). Eine Einspeisung ins Wasserstoffnetz könnte es Anlagenbetreibern ermöglichen, den direkten Vertrieb ihres Wasserstoffs auszulagern. Dies reduziert die Komplexität der Geschäftsmodelle und ermöglicht zwar nicht die regionale Nutzung des Wasserstoffs, jedoch dafür die (vergleichsweise nahe) Versorgung von energieintensiven Industrien mit grünem Wasserstoff aus Deutschland.

³³ Laut aktuellem Entwurf der REDII-Verordnung darf bei einem Netzanschluss des Elektrolyseurs die EE-Anlage nicht früher als 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb gegangen sein (REDII 2022).

³⁴ Aktuell ist davon auszugehen, dass beim Repowering 30 Prozent der Gesamtkosten erneut investiert werden. Dafür darf es keine Förderung geben. Nur dann gilt der Wasserstoff voraussichtlich als grün (REDII 2022).

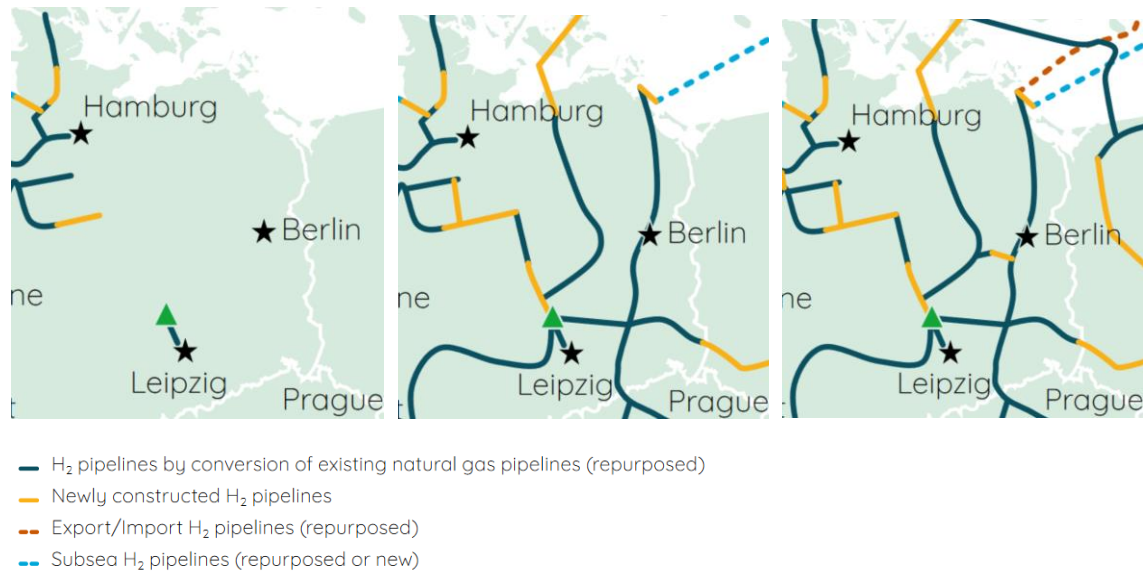


Abbildung 8: Entwicklung des Hydrogen Backbone für die Region in den Jahren 2030 (links), 2035 (Mitte) und 2040 (rechts). (Jens u. a. 2021)

Abbildung 9 zeigt diejenigen Regionen, in denen zukünftig besonders hohe Wind- und PV-Potenziale realisierbar sein könnten und in denen bereits heute viele Windkraftanlagen stehen³⁵. Zwar werden nicht alle dieser Flächen für die konkrete Nutzung in Frage kommen – dies muss regional bewertet werden – jedoch zeigen sich Regionen mit besonders hohen Potentialen. In diesen Regionen können auch die Erzeugungspotenziale für grünen Wasserstoff besonders hoch sein. Im nächsten Kapitel werden die möglichen Erzeugungsmengen genauer untersucht.

³⁵ Die Abbildung enthält Potenzialflächen. Diese sind potentiell für die EE-Erzeugung geeignet, jedoch keine bereits ausgewiesenen Flächen.

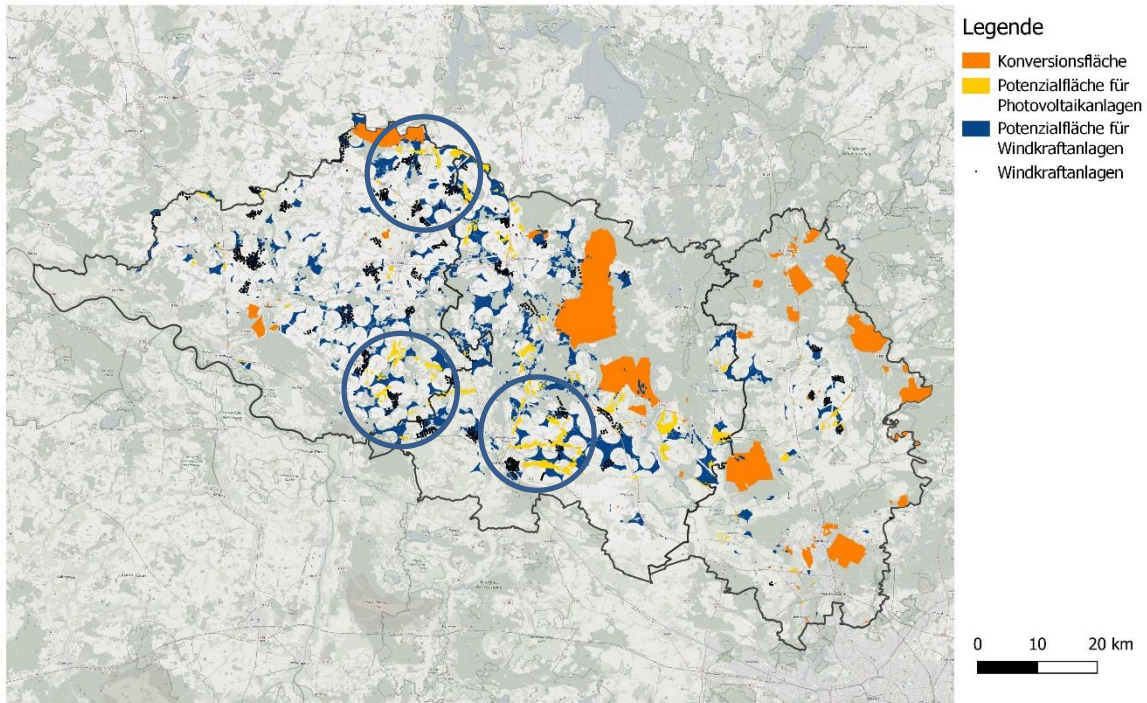


Abbildung 9: Potenzialregionen für die zukünftige H2-Erzeugung (Quelle: eigene Darstellung)

Bereits heute gibt es in der Region verschiedene Vorhaben zur Erzeugung von grünem Wasserstoff (siehe Tabelle 7). Es gibt viele Projekte, in denen Wasserstoff aus EE-Strom erzeugt und regional vertrieben werden soll. Auch die Herstellung von Biomethanol wird im Landkreis Oberhavel angestrebt.

Tabelle 7: H2-Erzeugende in der Region Prignitz-Oberhavel (Quelle: Unternehmensanfragen sowie weitere Quellen)

Firma	Kurzbeschreibung der Firma und Interesse am Thema H2	Aktiv im Landkreis	Aktuelle Projekte H2
VOSS Energy GmbH	Projektentwicklung für Erneuerbare Energien	PR	5 MW Elektrolyseur bei Perleberg geplant. Der Wasserstoff soll an Unternehmen im Umkreis verkauft werden. Mitunter kommt auch eine Erweiterung der Anlage auf 20 MW zukünftig in Frage.
Green Wind Group	Projektentwicklung für Erneuerbare Energien	PR	1,5 MW Elektrolyseur in der Nähe von Pritzwalk. Absatz des Wasserstoffs im Mobilitätsbereich.
Enertrag SE		OHV	Elektrolyseur für die Heidekrautbahn: Kapazität 4 MW und jährliche Produktion von etwa 200 Tonnen Wasserstoff
Uniper SE	Energieversorgungsunternehmen, das u.a. Elektrolyseanlagen betreibt	PR	Bestehende 2 MW Anlage in Falkenhagen (momentan außer Betrieb, Wiederinbetriebnahme wird geprüft)
East Energy Gruppe	Systemanbieter für Erneuerbare Energien	OHV	Herstellung von 7600 Tonnen Biomethanol aus Wasserstoff pro Jahr (Gransee Zeitung 2021)
Naturwind Potsdam GmbH	Projektentwicklung für Erneuerbare Energien	OPR	Geplant ist eine Machbarkeitsstudie in Neustadt (Dosse) zur Erzeugung von erneuerbarer Wärme und Kraftstoffen (Naturwind 2021)

3.5 Fazit

In der Region gibt es große Potenziale zur Erzeugung Erneuerbarer Energie – der wichtigsten Voraussetzung für die Herstellung grünen Wasserstoffs.

Die regionalen Herausforderungen der hohen regionalen Stromüberschüsse und Abregelungen könnten durch die Wasserstoffherzeugung in wirtschaftliches Potenzial und einen Beitrag zum Klimaschutz gewandelt werden. Durch die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff könnte der sonst abgeregelter Strom nun im Energiesystem genutzt werden. Bis zum Jahr 2045 könnten dadurch **zwischen 11.000 und 78.000 Tonnen Wasserstoff** pro Jahr regional erzeugt werden.

Welche Mengen tatsächlich realisiert werden hängt dabei von mehreren Faktoren ab. Auf der ersten Ebene ist es abhängig vom Ambitionslevel der Planungsregion, welches der Erzeugungsszenarien strategisch verfolgt wird. Auf der zweiten Ebene ist es abhängig von wirtschaftlichen (oder auch ggf. kommunalen) Akteuren, die die Umsetzung von Elektrolyseurprojekten sowie den Ausbau der EE weiter vorantreiben. Und auf der dritten Ebene spielt auch die Abnahmeseite eine wichtige Rolle – Geschäftsmodelle für regionalen grünen Wasserstoff entstehen nur da, wo es auch Anwendungspotenziale gibt. Das nächste Kapitel wird diese Potenziale genauer beleuchten.

4. H2-Anwendungspotenziale in Prignitz-Oberhavel

Wasserstoff kann in nahezu allen Sektoren Anwendung finden. An dieser Stelle wird der Fokus auf drei Sektoren gelegt: Industrie (z.B. Stahlherstellung, Ziegelbrennerei, Ammoniakherstellung), Verkehr (z.B. Brennstoffzellenbusse und -züge sowie Schwerlastverkehr) und Gebäude (z.B. die Nutzung der Abwärme der Elektrolyseure). Ein Elektrolyseur kann hierbei Wasserstoff für einzelne oder verschiedene Anwendungsfälle gleichzeitig produzieren. Auch seine Nebenprodukte – Abwärme und Sauerstoff – können ggf. regional genutzt werden.

In diesem Kapitel wird zunächst auf die Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff allgemein eingegangen. Anschließend liegt der Fokus auf den regionalen Anwendungsmöglichkeiten. Dafür werden die allgemeinen Energiebedarfe der Sektoren ermittelt. Dies ist notwendig, da Wasserstoff andere Energieträger verdrängen kann (also z.B. die Nutzung von Wasserstoff statt Diesel). Außerdem wurden im Prozess mit Vertreter*innen der Landkreise mögliche Akteure für die H2-Nutzung ermittelt und punktuell nach ihren Bestrebungen in diesem Bereich befragt. Abschließend wird ein Fazit zu den drei sektoralen Anwendungsmöglichkeiten für die Region gezogen.

4.1 Allgemeine Anwendungen in Industrie, Mobilität und Gebäuden

Wasserstoff ist vielfältig nutzbar und kann einen wertvollen Beitrag zur Sektorenkopplung leisten. Die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff ist jedoch vorläufig begrenzt (SRU 2021). Daher wird öffentlich diskutiert, in welchen Sektoren eine Wasserstoffnutzung in jedem Fall benötigt wird. Tabelle 8 fasst diese Diskussion zusammen. Konsens herrscht für den Einsatz des Wasserstoffs in der Industrie als Reduktionsmittel und zur stofflichen Nutzung, im Verkehr für den Langstrecken-Flug- und Schiffsverkehr sowie im Gebäudesektor im Bereich der Fernwärme. Als nicht empfehlenswert wird die Nutzung im Niedertemperaturwärmebereich (Industrie), für Pkw und kleine Nutzfahrzeuge (Verkehr) und für die Beheizung von einzelnen Gebäuden angesehen (Agora Energiewende und Guidehouse 2021). Die Nutzung in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude wird im Folgenden näher erläutert.

Tabelle 8: Einsatzgebiete für grünen Wasserstoff (Abbildung nach (Agora Energiewende und Guidehouse 2021))

Grüne Moleküle benötigt?	Industrie	Verkehr	Gebäude	Energiesektor ³⁶
Konsens	- Reduktionsmittel (Stahl als Direktreduktion) - Stoffliche Nutzung (Ammoniak, Chemikalien)	- Langstrecken-Flugverkehr - Langstrecken-Schiffsverkehr	- Fernwärme (Residuale Wärmelast*)	- Langzeitspeicher zum Back-up variabler Erneuerbarer Energien
Umstritten	- Hochtemperatur-Wärme	- Lkw & Busse** - Kurzstrecken-Luftverkehr - Kurzstrecken-Schiffsverkehr - Schienenverkehr***		- Größe des Bedarfs angesichts anderer Flexibilitäts- und Speicheroptionen
Nicht empfehlenswert	- Niedrigtemperatur-Wärme	- Pkw - Kleinere Nutzfahrzeuge	- Einzelne Gebäude	

* nach Erneuerbaren Energien sind Umgebungs- und Abwärme soweit wie möglich zu nutzen. Besonders relevant für große bestehende Fernwärmesysteme mit hohen Vorlauftemperaturen.

** Die Serienproduktion von Batterie-Lkw und -Bussen ist derzeit weiter fortgeschritten als die von Brennstoffzellen-Lkw und -Bussen.

*** Je nach Distanz, Nutzungsfrequenz und Energieversorgungsoptionen

H2-Anwendungsbereiche in der Industrie

Die Nutzung von grünem Wasserstoff in Industrieanwendungen kann in die folgenden drei Kategorien unterteilt werden:

- Verfahren, in denen bereits grauer Wasserstoff genutzt wird:** Ein Beispiel hierfür ist die Herstellung von Ammoniak. Ein Wechsel auf grünen Wasserstoff wäre hier technisch relativ einfach möglich. Der größte Teil der THG-Emissionen im Herstellungsprozess von Ammoniak, der aus der Produktion von grauem Wasserstoff stammt, könnte mit der Umstellung auf grünen Wasserstoff vermieden werden (Agora Energiewende und Wuppertal Institute 2021).

³⁶ Die Betrachtung des Energiesektors ist – gemäß Auftrag – nicht Teil der Potenzialstudie.

- **Anwendungen, die quasi nur durch grünen Wasserstoff dekarbonisiert werden können, in denen aber die Prozesse umgestellt werden müssen** (Agora Energiewende und Guidehouse 2021): Hierunter fällt die Stahlproduktion. Im Reduktionsprozess des Eisenerzes, in dem heute hauptsächlich Koks verwendet wird, werden viele THG emittiert. Da dementsprechend im Emissionshandel Zertifikate gekauft werden müssen (siehe Kapitel 2.2) und eine Elektrifizierung im Reduktionsprozess keine Möglichkeit darstellt, arbeiten viele Stahlunternehmen schon heute an der Nutzung von Wasserstoff im Direktreduktionsverfahren (z.B. thyssenkrupp in Duisburg (Steag 2020); SSAB in Schweden (SSAB 2022)). Dieser Umbau erfordert umfängliche Investitionen und einen langen Planungshorizont³⁷. In der Wissenschaft besteht allerdings der Konsens, dass die Nutzung von Wasserstoff hier nahezu unumgänglich ist (SRU 2021; Agora Energiewende und Guidehouse 2021).
- **Wasserstoffanwendungen, die auch durch eine direkte Elektrifizierung (also die Nutzung von Strom) dekarbonisiert werden können:** Hierzu zählt zum Beispiel die Erzeugung von Prozesswärme, wie sie in der Papier- und Ziegelindustrie genutzt wird. In diesen Prozessen ließe sich Wasserstoff energetisch integrieren, da der Wasserstoff ähnlich angewandt werden kann, wie das bisher genutzte Erdgas (Verbrennung zur Prozesswärmeproduktion). Allerdings ist auch eine direkte Elektrifizierung möglich und gilt in vielen Fällen als effizienter (Baulinks.de 2021; Agora Energiewende und AFRY Management Consulting 2021).

Die Umstellung industrieller Prozesse kann langwierig und kostenintensiv sein. Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne Berücksichtigung der bereits laufenden Transformationsprozesse würde hier allerdings zu kurz greifen. Berücksichtigt werden sollten die beschlossenen europäischen und nationalen Ziele zur Emissionsreduktion, die damit verbundenen weiter steigenden Preise für CO₂-Emissionen und der immer günstiger und verfügbarer werdende grüne Wasserstoff. Gerade in Industrien, die ihre

³⁷ Für die Stahlproduktion von thyssenkrupp in Duisburg wird zum Beispiel der Bau einer gänzlich neuen Anlage geplant, die 2025 fertig gestellt werden soll - der Umstellungsprozess wurde bereits 2020 angekündigt (thyssenkrupp 2022). Die Investitionsentscheidung für diese laut thyssenkrupp „kleine“ Anlage hängt allerdings noch von Zusagen für öffentliche Förderungen ab (Energate 2022d).

Produktionsprozesse ändern müssen, um keine THG Emissionen mehr zu verursachen, reicht eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit im Vergleich zum Status quo nicht aus.

H2-Anwendungsbereiche im Verkehr

Im Sektor Verkehr wird Wasserstoff vor allem im **Langstreckenflug- und schiffsverkehr**³⁸ unumgänglich sein. Die hohen erforderlichen Energiedichten machen eine direkte Elektrifizierung schwierig und teuer (SRU 2021). Hier kann Wasserstoff zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen genutzt werden.

Im **Straßenverkehr** gilt es, zwischen leichten Straßenfahrzeugen, wie Pkw und schweren Straßenfahrzeugen, wie Lkw und Bussen zu differenzieren. Die Nutzung von Wasserstoff für leichte Straßenfahrzeuge ist nicht empfehlenswert, da die Effizienz der Energienutzung von E-Autos eindeutig größer ist (Handelsblatt 2021c; Agora Energiewende 2021; EnBW 2021). Um ein Auto mit Wasserstoff statt mit direktem elektrischem Antrieb zu bewegen wird ein Vielfaches an EE-Strom benötigt³⁹. Während ein batterieelektrisches Auto in etwa 77 Prozent des eingesetzten Stroms nutzt⁴⁰, sind es bei einem Wasserstoffauto nur 34 Prozent (SRU 2021).

Interessanter erscheint die Anwendung von Wasserstoff im Schwerlastverkehr auf der Straße, also für Lkw oder Busse. Diese Fahrzeuge müssen mehr (Eigen-)Gewicht bewegen und meist größere Strecken zurücklegen. Beides ist energieintensiv. Die größere Reichweite, die mit einer H2-Tankladung im Vergleich mit einer elektrischen Ladung erreicht werden kann, macht somit Wasserstoff für diese Fahrzeuganwendung attraktiver (Süddeutsche Zeitung, 2021).

³⁸ Beides ist in der Region Prignitz-Oberhavel nicht verfügbar und wird deshalb im Folgenden nicht näher beleuchtet.

³⁹ Da auch bis auf Weiteres eher zu wenig Strom aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung steht als zu viel, wird argumentiert, dass effizient mit ihm umgegangen werden sollte und Wasserstoff eben nur dort eingesetzt werden sollte, wo eine Elektrifizierung nicht gut möglich ist (Agora Energiewende und Guidehouse 2021; SRU 2021).

⁴⁰ Gesamtwirkungsgrad, auch genannt Well-to-Wheel

Im Bezug auf Busse ist hier auch die CVD zu nennen, die einen Umstieg auf emissionsfreie Antriebe vorschreibt und somit eine baldige Investitionsentscheidung erfordert (siehe Kapitel 2.2).

Sowohl für batterieelektrische Busse (E-Busse) als auch für Wasserstoff-Busse (H2-Busse) muss die nötige Infrastruktur erst noch geschaffen werden. Dies bezieht sich auf die Tank- bzw. Ladeinfrastruktur und auch auf die Betriebsinfrastruktur, wie Werkstätten und Depots. Laut aktuellem Wissensstand kann nicht pauschal gesagt werden, ob H2-Busse oder E-Busse die wirtschaftlichere Dekarbonisierungsoption sind. Je nach Verkehrsunternehmen und den zu bedienenden Streckenprofilen kann ein E- oder H2-Bus wirtschaftlicher sein (Bundesministerium für Digitales und Verkehr 2021). Zu Informationszwecken hat die Bundesregierung eine Onlineplattform⁴¹ entwickeln lassen, die basierend auf den Charakteristika der Anforderungsprofile indikativ die Kosten von H2- und E-Bussen benennt. Generell empfiehlt das Bundesministerium für Digitales und Verkehr eine Beschaffung von H2-Bussen ab zehn Fahrzeugen, aufgrund der Investitionskosten in die lokale Infrastruktur der Betriebshöfe (Bundesministerium für Digitales und Verkehr 2021).

Auch für Lkw ist die Frage, ob H2- oder Batterieantrieb grundsätzlich wirtschaftlich lukrativer ist, nicht eindeutig zu beantworten. Ähnlich wie bei Bussen gilt auch hier, dass das Streckenprofil ausschlaggebend ist. Je länger die Strecke zwischen den möglichen Pausen und je topographisch herausfordernder die Strecke ist, desto eher sind H2-Lkw wirtschaftlicher.

Allerdings sind gerade im Lastverkehr die Routen gut planbar und die Ladeinfrastruktur kann dazu passend aufgebaut werden. Außerdem wird davon ausgegangen, dass in wenigen Jahren auch E-Lkw mit Reichweiten von mehr als 400 km zur Verfügung stehen. Zusammen mit einer gezielt und effizient ausgebauten Ladeinfrastruktur kann es möglich sein, dass auch hier E-Lkw wirtschaftlicher sein könnten als H2-Lkw (Transport & Environment 2021).

Im **Schieneverkehr** gibt es für die Dekarbonisierung verschiedene Möglichkeiten: Die Elektrifizierung der Strecke, den Einsatz von Batteriezügen oder den Einsatz von Wasserstoffzügen. So wie es für 61 Prozent des Schienennetzes in Deutschland schon der

⁴¹ www.ebustool.de

Fall ist, kann die Strecke durch eine Oberleitung elektrifiziert werden, wodurch Züge direkt mit Strom betrieben werden können (Allianz pro Schiene 2022). Für einige Teile des Netzes ist es allerdings nicht wirtschaftlich diese zu elektrifizieren. Daher werden diese momentan mit Dieselnügen betrieben. Als Möglichkeiten zur Dekarbonisierung bleibt dann der Einsatz von Batterie- oder Wasserstoffzügen. Die Abwägung der Wirtschaftlichkeit verhält sich hier ähnlich wie im Busverkehr: Das Streckenprofil ist ausschlaggebend. Eine Studie in der Region Prignitz-Oberhavel ergab jüngst für eine Linie (den Prignitz-Express), dass eine Teil-Elektrifizierung und der Einsatz von Batteriezügen am wirtschaftlichsten ist (VBB 2022).

H2-Anwendungsbereiche für Gebäude

Im Sektor Gebäude ist die Hauptanwendung für Wasserstoff die **Wärmeerzeugung**. Dort gibt es, wie in der Industrie, die Möglichkeit, Erdgas durch Wasserstoff direkt zu ersetzen. Dabei muss bedacht werden, dass aufgrund der geringeren Dichte von Wasserstoff Umbaumaßnahmen an der bestehenden Erdgastransportinfrastruktur erforderlich wären (Cleantechnica 2020). Es gibt Projekte, in denen eine Beimischung von 20 Prozent Wasserstoff in bestehende Leitungen getestet wird. Allerdings ist mit der momentanen Infrastruktur nach heutigem Kenntnisstand ein Wechsel zu 100 Prozent Wasserstoff nicht ohne Investitionen möglich (DVGW 2021).

Neben diesen großen Investitionsthemen gilt auf der Betriebskostenseite, dass Erdgas 2021 zu Preisen um die 7 ct/kWh für Haushalte gehandelt wurde, während grüner Wasserstoff für circa 16 ct/kWh produziert wird (Destatis 2022; wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestags 2020). Dieser Kostenunterschied zeigt klar, dass eine Einspeisung ins Gasnetz (noch) nicht wettbewerbsfähig ist, bzw. zu erheblichen Mehrkosten führen würde. Mit Blick auf das Jahr 2030 wird allerdings mit bis zu einer Halbierung der Kosten für grünen Wasserstoff gerechnet. Außerdem sorgen die 2022 stark gestiegenen Erdgaspreise für eine Annäherung der Herstellungskosten für grünen und grauen Wasserstoff (E-Bridge Consulting 2022). Zukünftig wird diese Entwicklung durch steigende CO₂-Zertifikatspreise weiter verstärkt werden (wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag, 2020).

Im Bereich Wärme gibt es zusätzlich zur Wasserstoffverbrennung die Möglichkeit, die Abwärme der Elektrolyseure in ein vorhandenes Nahwärmenetz einzuspeisen (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft 2020). So lässt sich ein Teil der verlorengehenden Energie gewinnbringend nutzen und die Effizienz der Elektrolyseure steigern. Zurzeit sind erste Projekte in der Entwicklung. Über den Effekt, die diese erweiterte Einnahmequelle auf die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff im Allgemeinen hätte, kann noch keine Aussage getroffen werden.

4.2 Potenzieller Wasserstoffbedarf in Prignitz-Oberhavel

Nachdem die allgemeinen Anwendungspotenziale erläutert wurden, geht es nun um die konkreten Anwendungsfälle in Prignitz-Oberhavel. Wasserstoff soll in verschiedenen Sektoren zum Einsatz kommen, um fossile Energieträger zu ersetzen. Um die Bedarfe für Wasserstoff quantitativ beurteilen zu können, wird zunächst ein Blick auf die generellen Energiebedarfe in der Region geworfen⁴². Für die qualitative Beurteilung wurden außerdem einzelne Unternehmen aus den Sektoren zu ihren Energiebedarfen und H₂-Bestrebungen befragt.

Die quantitative und qualitative Einschätzung münden zusammen in das Fazit zur H₂-Anwendung. Das Anwendungspotenzial wird anhand von Kriterien bewertet.

⁴² Herausforderung ist, dass bei Gas- und Stromverbrauch keine öffentlich verfügbaren Daten vorhanden sind, welche eine exakte Aufteilung der Energieträger (also z.B. Gas und Strom) auf die Sektoren zulässt. Aus den Daten kann also nicht ohne Weiteres abgeleitet werden, zu welchen Anteilen sich z.B. der regionale Gasverbrauch auf Industrie und private Haushalte verteilt. Dies ist jedoch notwendig, um eine sektorale Abschätzung der THG-Minderungen durchführen zu können (siehe Kapitel 5). Deshalb wird eine Abschätzung für die Region vorgenommen. Die Datengrundlage hierzu bildet das Gutachten zum Klimaplan Brandenburg - Zwischenbericht vom 06.01.2021 (Hirschl u. a. 2021) und das Regionale Energiekonzept (REK 2021a). Diese Abschätzung dient als Grundlage für die Ermittlung der H₂-Nutzungspotenziale.

Industrie

Prignitz-Oberhavel hat verschiedene Industrien ansässig und die Dekarbonisierung kann je nach Industriezweig sehr unterschiedlich erfolgen (Guidehouse u. a. 2022). Dabei kommt die Nutzung von Wasserstoff für viele von ihnen potenziell in Frage, ist jedoch nicht die einzige Option zur Dekarbonisierung. Im Folgenden wird ein Blick auf die Stahl- und Metallindustrie, die Chemie- und Kunststofftechnik und die Papier- und Keramikindustrie geworfen. In diesen Industrien wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff ggf. für die Erzeugung von Prozesswärme relevant werden könnte. Auch die Holzindustrie wird mitbetrachtet, da diese eine regional hohe Bedeutung hat. In Abbildung 11 sind diese regional eingeordnet⁴³.

Im Bereich der **Stahl- und Metallindustrie** sind vor allem Firmen ansässig, die Metall verarbeiten. Die Anwendung von Wasserstoff zur Direktreduktion zur Stahlerzeugung ist damit nicht lokal notwendig. Die in Tabelle 9 aufgeführten Unternehmen könnten den Wasserstoff deshalb ggf. zum Ersetzen des Energieträgers Erdgas nutzen⁴⁴.

Tabelle 9: Unternehmen der Stahl- und Metallindustrie (WFBB und Berlin Partner 2015; LfU 2022)

Unternehmen	Relevante Anlagen	Mögliche Wasserstoffnutzung nach BImSchG
Zahnrad Pritzwalk GmbH	BHKW – Erdgas	Ersatz von Erdgas ⁴⁵
DB Fahrzeuginstandhaltung GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
Matino GmbH Kyritz	Keine	Nicht ermittelbar
ASL Automatisierungssysteme Leske GmbH	Keine	Nicht ermittelbar

⁴³ Es ist zu beachten, dass die Liste der Unternehmen nicht vollständig ist. Es wurde sich auf die Daten der WFBB in den Bereichen Stahl- und Metallindustrie, Chemie- und Kunststofftechnik sowie Papierindustrie zurückgegriffen. Darüber hinaus wurden für die Keramikindustrie (aufgrund von hohen Prozesstemperaturen) und Holzindustrie (da regional stark vertreten) Unternehmen im Rahmen eines Schlüsselaktorsworkshop gesammelt.

⁴⁴ Ob ein Unternehmen Erdgas einsetzt, wurde anhand von Daten des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) ermittelt (LfU 2022).

⁴⁵ 2013 Verbrauch von 18 GWh Erdgas (Ernst Basler + Partner GmbH 2016).

Flamm Group GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
Hennigsdorfer Elektrostahlwerke GmbH⁴⁶	Keine	Nicht ermittelbar
MV Pipe Technologies GmbH	BHKW – Erdgas	Ersatz von Erdgas

Im Bereich der **Chemie- und Kunststofftechnik** sind zehn Unternehmen regional ansässig (WFBB und Berlin Partner 2020). In diesen, oft energieintensiven, Unternehmen könnte zukünftig die Nutzung von Wasserstoff eine Möglichkeit darstellen, Prozesswärme zu dekarbonisieren. Je nach Prozess könnte auch der Einsatz als Grundstoff in Frage kommen (zB. für die Herstellung von Methanol). Allerdings ist die Datenlage an dieser Stelle unzureichend, um auf konkrete Mengenpotentiale schließen zu können.

Tabelle 10: Unternehmen der Chemie- und Kunststofftechnik (WFBB und Berlin Partner 2020; LfU 2022)

Unternehmen	Relevante Anlagen nach BImSchG	Mögliche Wasserstoffnutzung
Austrotherm Dämmstoffe GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
Cuba Kunststofftechnik GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
Elhebracht Berlin GmbH & Co. KG	Keine	Nicht ermittelbar
Gefinex GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
Rotasin Kunststofftechnik GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
TIK Technische Industriekunststoffe GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
Würfel Kunststofftechnik GmbH	Keine	Nicht ermittelbar

⁴⁶ Die Hennigsdorfer Elektrostahlwerke GmbH setzt ausschließlich strombetriebene Lichtbogenöfen ein. Aus der für 2007 veröffentlichten Menge von 937.112 t Elektrostahl lässt sich ein Strombedarf von ca. 470 GWh abschätzen (Wikipedia 2022). Es wird davon ausgegangen, dass hier der Strom direkt genutzt werden kann, mitunter also kein H2-Bedarf besteht.

Atotech Deutschland GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
Greibo Chemie GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
IOI Oleo GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
GBF German Biofuels GmbH	Biodieselanlage	Möglicherweise als Grundstoff zur Methanolherstellung, möglicherweise als Ersatz für Erdgas ⁴⁷

Im Bereich **Papierproduktion und -verarbeitung** wird Dampf benötigt, um die Papierbahnen zu trocknen. Dieser Dampf wird meist aus fossilen Brennstoffen erzeugt. Diese könnten zukünftig durch Biomasse oder Wasserstoff ersetzt werden (Guidehouse u. a. 2022). In Prignitz-Oberhavel sind laut Wirtschaftsförderung Stand 2017 vier solcher Unternehmen ansässig. Eine davon, die Glatfelter Falkenhagen GmbH, liegt in geografischer Nähe zur bereits bestehenden Methanisierungsanlage in Falkenhagen.

Tabelle 11: Unternehmen der Papierproduktion und -verarbeitung (WFBB und Berlin Partner 2017; LfU 2022)

Unternehmen	Relevante Anlagen nach BImSchG	Mögliche Wasserstoffnutzung
Glatfelter Falkenhagen GmbH	BHKW Diesel	Ersatz von Diesel, Ersatz ggf. von Erdgas ⁴⁸
Ruppiner Papier GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
RAKO Etiketten Berlin-Brandenburg GmbH	Keine	Nicht ermittelbar
Merker GmbH	Keine	Nicht ermittelbar

Darüber hinaus wurden im Schlüsselaktorsworkshop Unternehmen der Keramikindustrie ermittelt. Bei der Herstellung von Dachziegeln des Unternehmens BMI Braas werden im Brennofen Temperaturen von 1100° C benötigt (BMI Deutschland 2020). Diese hohen Temperaturen werden in der Ziegelproduktion heutzutage vorrangig mit Hilfe von Erdgas

⁴⁷ 2013 Verbrauch von 45 GWh Erdgas. Methanol-Bedarf: 14.000t (Ernst Basler + Partner GmbH 2016).

⁴⁸ 2013 Verbrauch von 60 GWh Erdgas (Ernst Basler + Partner GmbH 2016).

erzeugt (Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e. V. 2021). Zukünftig könnte stattdessen Wasserstoff zum Einsatz kommen.

Tabelle 12: Unternehmen der Keramikindustrie (Quelle: Schlüsselaktorsworkshop)

Unternehmen	Relevante Anlagen nach BImSchG	Mögliche Wasserstoffnutzung
Braas (BMI Deutschland GmbH)	Anlage zum Brennen keramischer Erzeugnisse	(wahrscheinlich) Ersatz von Erdgas
HiPer Ceramics GmbH	Keine	Nicht ermittelbar

Regional spielt zudem die Holzindustrie eine wichtige Rolle. Auch gibt es bei einigen Unternehmen hohe Erdgasbedarfe (siehe Tabelle 13). Die Holzindustrie ist zwar kein typisches Anwendungsgebiet für Wasserstoff. Es könnte aber beispielsweise Wasserstoff als Ersatz für Erdgas in Blockheizkraftwerken eingesetzt werden.

Tabelle 13: Unternehmen der Holzindustrie (Quelle: Schlüsselaktorsworkshop)

Unternehmen	Relevante Anlagen nach BImSchG	Mögliche Wasserstoffnutzung
Swiss Krono TEX GmbH & Co.KG	BHKW als Verbrennungsmotorenanlage	Ersatz von Erdgas ⁴⁹
Meyenburger Möbel GmbH	Keine	Ersatz von Erdgas ⁵⁰
Holzwerke Bullinger GmbH & Co. KG	Keine	Nicht ermittelbar
Furnierwerk Prignitz GmbH & Co. KG	Keine	Nicht ermittelbar

⁴⁹ 2013 Verbrauch von 400GWh Erdgas (Ernst Basler + Partner GmbH 2016).

⁵⁰ 2013 Verbrauch von 0,3 GWh Erdgas (Ernst Basler + Partner GmbH 2016).

Es wurden einzelne Industrieunternehmen in den oben genannten Industriezweigen angeschrieben, um zu prüfen, inwiefern es bereits Bestrebungen zur Nutzung von Wasserstoff in ihren Prozessen gibt. Eine konkrete H₂-Nutzung wird derzeit in keinem der befragten Unternehmen angestrebt.

Dabei ist das theoretische Potenzial in der Industrie nicht unerheblich. Regional könnte insbesondere die Erzeugung von Prozesswärme (z.B. für Hochtemperaturprozesse) durch Wasserstoff zukünftig eine Rolle spielen. Auch integrierte Energienutzungskonzepte (z.B. H₂-Erzeugung in Verbindung mit Abwärmenutzung und die Bereitstellung von Wasserstoff zur Prozesswärmeerzeugung sowie Rückverstromung) sind besonders in Gewerbegebieten denkbar.

Um das gesamte (theoretische) Potenzial der regionalen Industrie zu erfassen, werden die Energiebedarfe je Energieträger bestimmt. Dafür werden die Daten von ganz Brandenburg auf die drei Landkreise heruntergebrochen. Dies geschieht branchenspezifisch und dient als eine grobe Abschätzung anhand der in Prignitz-Oberhavel ansässigen Branchen. Insgesamt wird für den Sektor Industrie ein Primärenergiebedarf von 1.515 GWh ermittelt, der sich, wie in Abbildung 10 dargestellt, auf die einzelnen Primärenergieträger aufteilt.

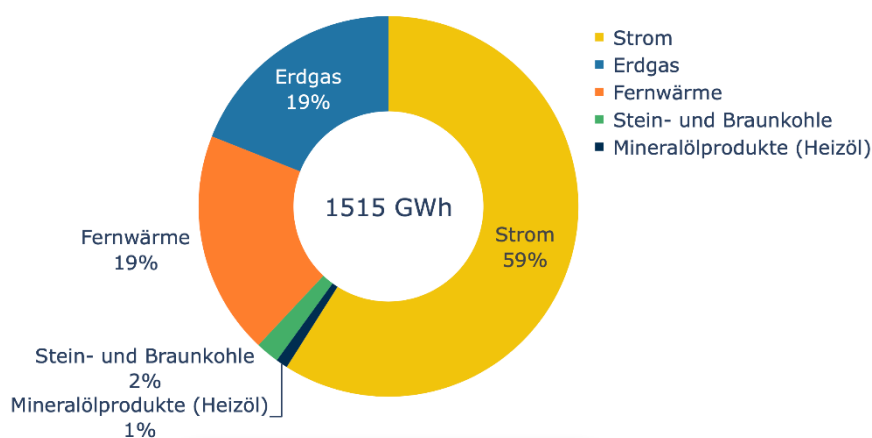


Abbildung 10: Aufteilung der Primärenergieträger für den Sektor Industrie der Region Prignitz-Oberhavel (Eigene Berechnungen, Datengrundlage: (Hirschl u. a. 2021; REK 2021b))

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Industriedichte in Prignitz-Oberhavel eher niedrig ist. Die ansässigen Industriezweige würden Wasserstoff meist zur Erzeugung von Prozesswärme nutzen. Zwar könnte Wasserstoff hier Erdgas ersetzen, jedoch wird die Notwendigkeit der Dekarbonisierung durch Wasserstoff hier nur im mittleren bis niedrigen Bereich gesehen (siehe Tabelle 8).

Die Unternehmen sind derzeit wenig aktiv, jedoch scheint es ein generelles Interesse am Thema Wasserstoff zu geben. Wenn sich Industrieunternehmen zur Nutzung von Wasserstoff entscheiden würden, könnten die längerfristigen Abnahmemengen hoch sein.



8	Braas (BMI Deutschland GmbH)
10	HiPer Ceramics
35	Swiss Crono TEX GmbH & Co. KG
36	Meyenburger Möbel GmbH
37	Holzwerke Bullinger GmbH & Co. KG
38	Funierwerk Prignitz GmbH & Co. KG

6	Kompetenzregion für Kunststoffe Neuruppin
2	Austrotherm Dämmstoffe
9	Cuba Kunststoffverarbeitung
11	Elhebracht Berlin GmbH + Co. KG
16	Gefinex GmbH
32	Orafol Europe GmbH
39	Rotasin Kunststofftechnik GmbH
42	TIK Technische Industriekunststoffe GmbH
49	Würfel Kunststofftechnik GmbH
2	Atotech Deutschland GmbH
11	Greibo Chemie GmbH
12	IOI Oleo GmbH
7	Glattfelder Falkenhagen GmbH
14	Merker GmbH
18	RAKO Etiketten Berlin Brandenburg GmbH
19	Ruppiner Papier und Folienwerk GmbH
3	ASL - Automatisationsysteme Leske GmbH
6	DB Fahrzeuginstandhaltung GmbH
12	Flamm Gruppe, Flammssyscomp GmbH & Co. KG, Flamotec GmbH & Co. KG
25	Matino GmbH Kyritz
40	Zahnradwerk Pritzwalk

- | | | | |
|--|--------------------------------------|--|-------------------------------------|
| | Grenzübergang | | Autobahn |
| | Binnenhafen | | Bundesstraße |
| | Internationaler Flughafen | | Bahnstrecke |
| | Industrieparks | | Binnenwasserstraße mit Güterverkehr |
| | Chemieunternehmen | | Landkreis |
| | Kunststoff- und Gummiverarbeiter | | |
| | Metall - Technologische Verarbeitung | | |
| | Sonstige Papierverarbeitung | | |

Abbildung 11: Industriezweige in Prignitz-Oberhavel basierend auf (WFBB und Berlin Partner 2020); (WFBB und Berlin Partner 2015); (WFBB und Berlin Partner 2017)

Verkehr

Im Sektor Verkehr spielt in Prignitz-Oberhavel vor allem der Straßen- und Schienenverkehr⁵¹ eine übergeordnete Rolle. Um die Potenziale in diesem Bereich abzuschätzen, werden zunächst die regional benötigten Kraftstoffmengen ermittelt. Diese Daten sind nur auf Landesebene verfügbar und wurden im Klimaplan Brandenburg nach Energieträgern aufgeschlüsselt berechnet (Hirschl u. a. 2021)⁵². Basierend auf den zugelassenen Kraftfahrzeugen wird der regionale Anteil an diesen Energieträgern ermittelt.

Daraus ergibt sich ein Energiebedarf für den Straßenverkehr von 3.406 GWh⁵³. Die Aufteilung der Energieträger ist in Abbildung 12 dargestellt. Überwiegend kommen Diesel- und Ottokraftstoffe zum Einsatz. Elektrische Antriebe fallen derzeit unter „Andere“ und spielen kaum eine Rolle. Auch Wasserstoff kommt bisher kaum zum Einsatz.

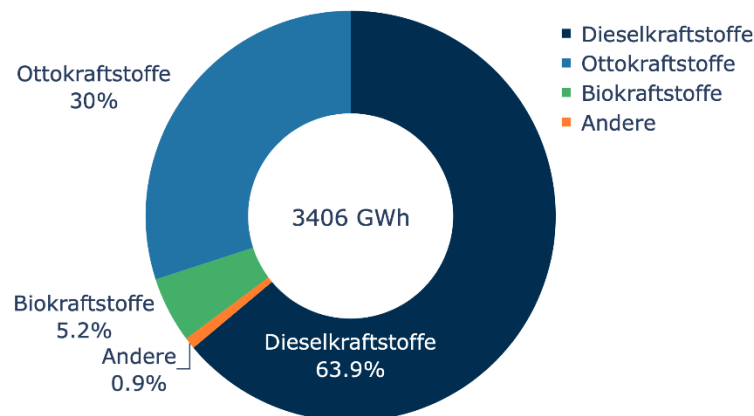


Abbildung 12: Aufteilung der Primärenergieträger für den Sektor Verkehr der Region Prignitz-Oberhavel (Eigene Berechnungen, Datengrundlage: (Hirschl u. a. 2021; REK 2021b; Kraftfahrt-Bundesamt 2021a))

⁵¹ Sektoral werden die Fahrzeuge in der Landwirtschaft nicht dem Sektor Verkehr zugerechnet (Hirschl u. a. 2021).

⁵² Die Daten des Amtes für Statistik Berlin-Brandenburg zum Kraftstoffverbrauch im Verkehr basieren auf Angaben des Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. (ehemals: Mineralölwirtschaftsverband).

⁵³ Die Berechnung erfolgte anhand des regionalen Anteils der zugelassenen Pkw bzw. Lkw. In der Region waren im Jahr 2018 ca. 15,7 Prozent Pkw und 16,7 Prozent Lkw bezogen auf ganz Brandenburg gemeldet (Kraftfahrt-Bundesamt 2021b).

Regional gibt es verschiedene Unternehmen im Verkehrsbereich, die sich mit dem Thema Wasserstoff und alternativen Antrieben auseinandersetzen. Im Rahmen dieser Studie liegt ein besonderes Augenmerk auf den kommunalen Verkehrsbetrieben, da diese sich aufgrund der CVD-Richtlinie zeitnah mit der Dekarbonisierung ihrer Flotten auseinandersetzen müssen. Zudem gibt es im Schienenverkehr bereits ein vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr gefördertes Wasserstoffprojekt H2.Rail.Prignitz (DESAG Holding 2019).

Darüber hinaus hat die Landwirtschaft – und damit die Nutzung landwirtschaftlicher Nutzfahrzeuge – eine hohe regionale Bedeutung. Und auch in der Logistikbranche sind mit Unternehmen wie Albrecht Transporte und Schwanteland einige Unternehmen ansässig, für die eine H2-Nutzung ggf. infrage kommen könnte. Derzeit sind in diesen Branchen keine konkreten H2-Projektbestrebungen bekannt. Jedoch sollte aufgrund des Anwendungspotenzials die Landwirtschaft zukünftig mit in die regionalen Potenzialentwicklungen einbezogen werden.

Tabelle 14: Potenzielle H2-Nutzende im Sektor Verkehr (Quelle: Unternehmensbefragung)

Firma	Kurzbeschreibung der Firma und Interesse am Thema H2	Ort	Ggf. aktuelle Projekte H2	Fahrzeuge	Energieverbrauch
ARGE Prignitzbus	Beauftragtes ÖPNV-Unternehmen. Es wird nach alternativen Antrieben gesucht und es besteht Interesse an einem gemeinsamen Konzept	PR		88 Busse	1 Mio Liter Diesel pro Jahr Umläufe ca. 240 km pro Tag
Ostprignitz-Ruppiner Personennahverkehrsgesellschaft mbH	Kommunales Verkehrsunternehmen	OPR	keine	98 KOM, Mercedes Benz (EvoBus), MAN	1,1 Mio Liter Diesel pro Jahr Umläufe ca. 220 bis 380 km
Oberhavel Verkehrsgesellschaft OVG	Kommunales Verkehrsunternehmen	OHV	Erstellung einer Machbarkeitsstudie zur Erfüllung der Clean Vehicle Directive statt	100 Fahrzeugen	1,8 Mio Liter Diesel pro Jahr Umläufe ca. 200 bis 500 km
Becker Umweltdienste GmbH Perleberg	Abfalldienst	PR		12 Müllsammel-fahrzeuge, weitere Lkw	0,8 Mio Liter Diesel pro Jahr Umläufe ca. 50 bis 230 km pro Tag pro Fahrzeug
DESAG - Deutsche Eisenbahn Service AG	Regionales Schienen- und Logistikunternehmen sowie Betriebsunternehmen des Elbeport und des KV Terminal Falkenhagen	PR / OPR	Projekt: H2Rail.Prignitz „Wasserstoffnutzung für Bahnstrecken auf den Entwicklungsachsen in der Planungsregion Prignitz-Oberhavel“ – Betrieb der Linien RB73/74 mit Wasserstoff		SPNV-Flotte: 0,132 Mio Liter Diesel pro Jahr LKW-Flotte: 1,2 Mio Liter Diesel pro Jahr

Gebäude

Im Sektor Gebäude gibt es zwei Nutzungspfade, die untersucht werden. Zum einen kann der Wasserstoff selbst als Brennstoff zur Wärmeerzeugung zum Einsatz kommen. Zumeist würde er in diesem Fall Erdgas bzw. Heizöl ersetzen. Zum anderen kann die bei der Elektrolyse entstehende Abwärme regional genutzt werden. Bei einer Einspeisung ins Wärmenetz könnte dadurch fossile Fernwärme ersetzt werden.

Die Draufsicht auf den Sektor Gebäude zeigt, dass hier sehr hohe Energiemengen benötigt werden. Auch hier wird die Energieträgerverteilung anhand der Daten des Klimaplan Brandenburgs abgeschätzt. Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte – all diese Bereiche spielen im Gebäudesektor eine Rolle und wurden entsprechend der Einwohneranzahl der Region Prignitz-Oberhavel heruntergerechnet (Hirschl u. a. 2021). Der Strombedarf des Gebäudesektors wird aus Angaben des REK 2021 abzüglich des Strombedarfs der Industrie ermittelt⁵⁴.

Zu dem Strombedarf von 750 GWh kommen für Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte 4.283 GWh dazu, sodass der jährliche Energiebedarf für Gebäude 5.034 GWh beträgt. Die Energieträgerzusammensetzung ist in Abbildung 13 dargestellt.

⁵⁴ Der sich daraus ergebende Anteil an nicht wärme- oder kältebedingtem Strom von rund 15 Prozent und weiteren drei Prozent für Wärme- und Klimatisierungszwecke an dem Gesamtenergiebedarf von Gebäuden ist typisch und somit plausibel.

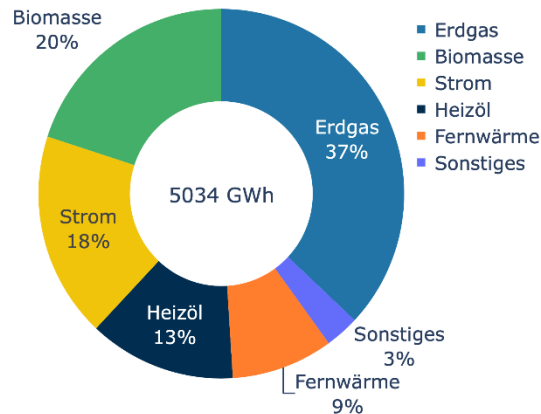


Abbildung 13: Aufteilung der Primärenergieträger für den Sektor Gebäude der Region Prignitz-Oberhavel⁵⁵
(Eigene Berechnungen, Datengrundlage:(Hirschl u. a. 2021; REK 2021b))

Regional ansässige Energieversorgungsunternehmen wurden zu ihren Bestrebungen des H₂-Einsatzes im Bereich der Wärmeversorgung befragt. In Tabelle 15 werden diese Unternehmen zusammengefasst. Derzeit sind weder zur direkten H₂-Nutzung zur Wärmeerzeugung noch zur Nutzung von Abwärme konkrete regionale Projekte bekannt. Für die Nutzung der Abwärme ist insbesondere die Transportdistanz entscheidend. Zwar besteht ein generelles Interesse der befragten Unternehmen, jedoch gibt es große Unsicherheiten in Bezug auf die zur Verfügung stehenden Mengen und Preise.

⁵⁵ Biomasse wird wahrscheinlich überschätzt (Hirschl u. a. 2021).

Tabelle 15: Potenzielle H2-Nutzende im Sektor Gebäude (Quelle: Unternehmensbefragung)

Firma	Kurzbeschreibung der Firma und Interesse am Thema H2	Ort	Aktuelle Projekte H2 und Abwärme	Energiebedarf
Prignitzer Energie- und Wasserversorgung GmbH	<p>Anbieter für Strom, Wasser, Erdgas und Wärme</p> <p>Keine Absehbare Eigenerzeugung von H2. Abwärme zu marktfähigen Preisen ist interessant.</p>	PR	keine	k.A.
EMB Energie Mark Brandenburg GmbH/ GASAG-Gruppe	<p>Die EMB ist regionaler Energieversorger und bietet Erdgas, Strom, Energielösungen an. In Teilen von Brandenburg ist EMB zudem Gasgrundversorger und hält das Gasnetz. Der Netzbetrieb wird vom Schwesterunternehmen NBB durchgeführt. EMB und NBB sind Teil der GASAG-Gruppe.</p>	Westbrandenburg (Miche ndorf)	<p>Derzeit gibt es keine konkreten Pläne für Wasserstoffherzeugung oder -nutzung in PR-OHV. Aber Interesse besteht.</p>	k.A.
Stadtwerk⁵⁶ aus der Region Prignitz	<p>Anbieter für Strom, Erdgas oder Wärme</p> <p>Keine Erzeugung und kein Absatz von Wasserstoff geplant. Transport und Nutzung der Elektrolyseur-Abwärme wurde analysiert, lohnte sich jedoch bisher nicht (neue Wärmeleitung hätte verlegt werden müssen).</p>	PR	<p>Derzeit befinden sie sich bereits in der Entwicklung einer zukunftsorientierten Wärmelösung.</p>	<p>Fernwärmebedarf von 13 GWh</p>

⁵⁶ Anonymisiert.

Zusammenfassung des Energiebedarfs

Die Betrachtung des Energiebedarfs dient als Grundlage dafür, wo und wieviel Wasserstoff regional eingesetzt werden könnte. Die Daten basieren auf dem REK 2021⁵⁷ sowie dem Zwischenbericht des Klimaplans Brandenburg. Für die drei Sektoren wurden die Gesamtenergiebedarfe sowie deren Energieträgerzusammensetzung ermittelt (siehe Abbildung 14).

Der größte Energiebedarf besteht im Sektor Gebäude, wo große Mengen an Erdgas, Heizöl und Fernwärme als fossile Energieträger genutzt werden. Wasserstoff könnte direkt zum Ersetzen fossiler Brennstoffe genutzt werden. Außerdem könnte die bei der Elektrolyse entstehende Abwärme zur Einspeisung ins Wärmenetz genutzt werden. Im Sektor Verkehr sind Dieselmotoren dominierend, gefolgt von Ottomotoren. Wasserstoff könnte hier vorrangig Dieselmotoren verdrängen, da diese im Schwerlastverkehr auf der Straße und Schiene dominieren. Im Sektor Industrie ist der Energiebedarf am geringsten. Dort könnten – ähnlich wie im Sektor Gebäude – vor allem Erdgas und fossile Fernwärme verdrängt werden.

⁵⁷ Die im REK 2021 angegebene Strommenge von 1.789 GWh für 2018 konnte plausibel auf die Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr aufgeteilt werden. Der größte Energiebedarf besteht im Sektor Gebäude. Der Erdgasbedarf wird im REK (für 2018) mit einer Menge von 4.232 GWh angegeben. Aus der Aufteilung der Primärenergieträger für die Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr ergibt sich eine Menge von 2.150 GWh, sodass – Datenkonsistenz vorausgesetzt – weitere ca. 2.100 GWh bspw. im Sektor der Energiewirtschaft und sonstigen Sektoren genutzt werden und in den betrachteten Sektoren in Form von Strom und bspw. Fernwärme auftreten.

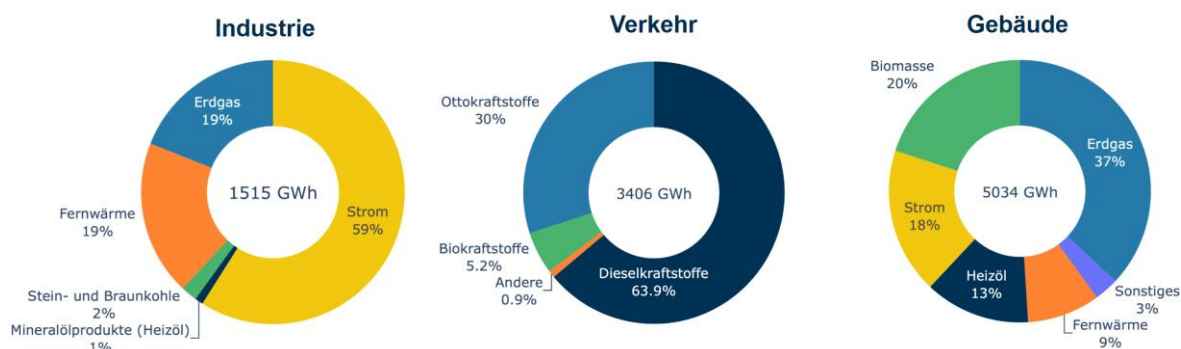


Abbildung 14: Energiebedarf der drei betrachteten Sektoren⁵⁸ (Quelle: eigene Berechnungen)

4.3 Fazit

Um die Anwendungspotenziale für grünen Wasserstoff abschließend bewerten zu können, werden sie in drei Kategorien bewertet und in Tabelle 16 zusammengefasst:

- Notwendigkeit der Dekarbonisierung durch Wasserstoff nach Tabelle 8
- Potenzial durch aktivierte, regionale Stakeholder basierend auf Unternehmensbefragungen
- Planbare, regionale Abnahmepotenziale

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die **industrielle Nutzung** von Wasserstoff regional derzeit ein mittleres Potenzial hat. Dies liegt zum einen an der geringen Industriedichte, insbesondere in den Landkreisen Prignitz und Ostprignitz-Ruppin. Zum anderen sind die ansässigen Unternehmen nicht in den Branchen, die bei Ihrer Dekarbonisierung zwingend auf Wasserstoff angewiesen sind. Allerdings haben regionale Industrieakteure Interesse am Thema; es könnten sich bei entsprechender Aktivierung langfristig Potenziale im industriellen Bereich entwickeln (siehe Tabelle 16).

⁵⁸ Der Vergleich der dargestellten Summe des Energiebedarfs von 9.955 GWh der drei Sektoren mit dem Einsatz der Energieträger, Strom, Erdgas, Wärme und flüssige Kraftstoffe von ca. 9.500 GWh in Abbildung 1 zeigt, dass die Erdgasmenge energetisch berücksichtigt ist.

Insgesamt wird im **Verkehrssektor** ein mittleres bis hohes H₂-Nutzungspotenzial gesehen. Zwar ist Dekarbonisierung der lokal ansässigen Verkehre (Schienenverkehr, straßengebundener Schwerlast- und Busverkehr) ein derzeit noch umstrittenes Anwendungsfeld für Wasserstoff (siehe Tabelle 8) – entsprechend wird die Notwendigkeit der Wasserstoffnutzung für den Verkehrssektor im mittleren Bereich bewertet - jedoch gibt es bereits aktive Stakeholder, die mit einer planbaren Abnahme des Wasserstoffs zu dessen Hochlauf beitragen können. Diese sind vor allem im Bereich des Schienen- und Busverkehrs aktiv. Im Bereich der Logistik könnten sich durch die HyExpert-Studie im Nachbarlandkreis Havelland weitere Synergien ergeben und die Potenziale weiter erhöhen. Außerdem führt der europäische Transportkorridor TEN-T durch die Region. Derzeit läuft das Bewerbungsverfahren für das Projekt „Empowering H₂-ready Regions in Central Europe“ durch welches sich ein weiterer Nutzungspfad für Wasserstoff im Verkehrssektor ergibt (Scandria@Corridor 2022). Hier könnte die Nutzung von Wasserstoff im Schwerlastverkehr eine wichtige Rolle spielen.

Im Sektor **Gebäude** werden die Nutzungspotenziale in zwei Kategorien betrachtet. In der direkten H₂-Nutzung zur Erzeugung von Gebäudewärme wird ein niedriges Potenzial gesehen. Hier gibt es energieeffizientere Möglichkeiten zur Dekarbonisierung, wie zB. Wärmepumpen (SRU 2021). Ein mittleres bis hohes Potenzial bietet allerdings die Nutzung der Abwärme der Elektrolyseure. Durch die Nutzung aller bei der Elektrolyse entstehenden Produkte⁵⁹ kann der Wirkungsgrad der Elektrolyse erhöht werden. Diese Abwärme kann zB. in vorhandenen Wärmenetzen genutzt werden, um fossile Fernwärme zu ersetzen. Konkrete Projekte sind bei den befragten Stakeholdern derzeit nicht in Planung. Jedoch gibt es ein Interesse daran, Wasserstoff bzw. Abwärme zu nutzen. Derzeit lässt sich noch nicht von einer planbaren Nachfrage ausgehen. Theoretisch könnten die Mengenpotenziale zukünftig hoch sein.

⁵⁹ Wasserstoff, Sauerstoff, Abwärme

Tabelle 16: Zusammenfassung der Anwendungspotenzialbewertung

	Industrie	Verkehr	Gebäude	
	5 – hoch, 1 – niedrig			
	H2	H2	H2	Abwärme
Notwendigkeit der Dekarbonisierung durch Wasserstoff (bzw. Abwärme) ⁶⁰	2 ⁶¹	3	1	5
Potenzial durch aktivierte, regionale Stakeholder basierend auf Unternehmensbefragungen ⁶²	3	4	2	3
Planbare, regionale Abnahmepotenziale ⁶³	4 ⁶⁴	4 ⁶⁵	3	3
Gesamtbewertung	9/15	11/15	6/15	11/15

Durch die hohen Erzeugungspotentiale an Erneuerbaren Energien und vergleichsweise geringen kurzfristigen Einbindepotentialen von Wasserstoff in der lokalen Industrie und im Gebäudesektor, übersteigen die H2-Erzeugungspotentiale aus lokalem Überschussstrom voraussichtlich den lokalen Wasserstoffbedarf. Somit könnte die Region zum Wasserstofflieferanten für andere Regionen werden – vorausgesetzt der Transport wird durch bspw. die Anbindung an ein Wasserstofftransportnetz (H2-Backbone, H2-Startnetz Brandenburg) ermöglicht.

⁶⁰ Verweis auf Tabelle 8: „Konsens“ – 5, „Umstritten“ – 3, „Nicht empfehlenswert“ – 1

⁶¹ Infrage kommen regional lediglich Hoch- und Niedrigtemperaturprozesse.

⁶² Befragung: „Stakeholder zeigten hohes Interesse und haben z.T. konkrete H2-Projekten“ – 5, „Stakeholder zeigten Interesse, haben aber noch keine konkreten H2-Projekte“ – 3, „Stakeholder zeigten wenig/kein Interesse“ – 1

⁶³ unter Einbezug regionaler Standortfaktoren, „Gesamtmenge der H2-Abnahme wird als sehr hoch eingeschätzt“ – 5, „Gesamtmenge der H2-Abnahme wird mittelmäßig eingeschätzt“ – 3; „Gesamtmenge der H2-Abnahme wird als niedrig eingeschätzt“

⁶⁴ Abnahmepotenzial vor allem in der langen Frist realisierbar, wenn H2-Pipelines vorhanden sind.

⁶⁵ Abnahmepotenzial vor allem in der kurzen Frist realisierbar, da auf bestehenden Projekten aufgebaut werden kann.

5. THG-Minderungspotenziale durch Wasserstoff

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist kein Selbstzweck, sondern dient der Umsetzung der Klimaziele und muss daher zur Reduktion von Treibhausgasen beitragen. In diesem Kapitel wird insbesondere die Reduktion von CO₂ betrachtet⁶⁶.

Auf Basis der Angaben zum Energiebedarf der Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr aus Kapitel 4.2 sowie deren Aufteilung auf die Energieträger, werden für die Planungsregion Prignitz-Oberhavel die THG-Emissionen der Sektoren abgeschätzt⁶⁷. Aufbauend auf den Ergebnissen der H₂-Erzeugungspotenziale aus Kapitel 3 werden dann die möglichen CO₂-Minderungspotenziale sektoral bestimmt.

Im Jahr 2018 betrug die Emissionen der Region in etwa 2,3 Mio. Tonnen CO₂, die sich wie in Abbildung 15 dargestellt auf die drei Sektoren aufteilen lassen. Dies entspricht einem Anteil von 3,5 Prozent an den Brandenburger Gesamtemissionen⁶⁸.

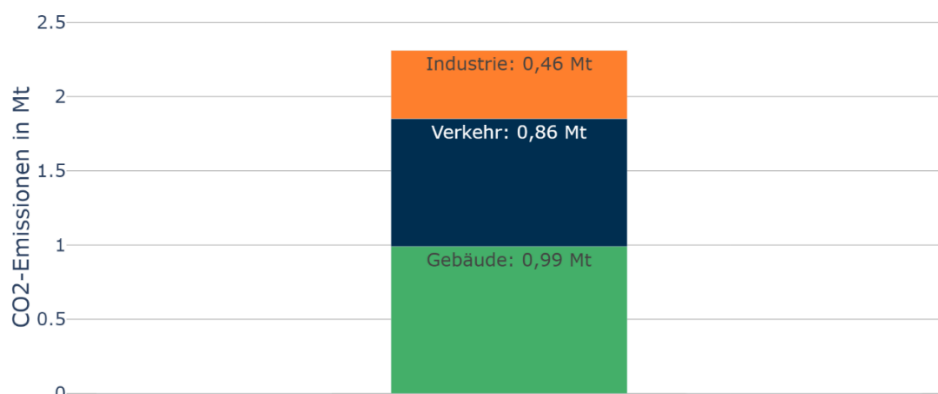


Abbildung 15: Abschätzung der CO₂-Emissionen der Planungsregion Prignitz-Oberhavel 2018 (Datengrundlage: (Hirschl u. a. 2021; REK 2021b))

⁶⁶ CO₂ trägt als Klimagas mengenmäßig am meisten zu den THG-Emissionen Brandenburgs bei (Hirschl u. a. 2021). Vereinfachend werden andere THG in dieser Betrachtung vernachlässigt.

⁶⁷ Hierzu wurden die CO₂-Emissionsfaktoren nach Energieträgern nach (LfU 2018) angesetzt, für Strom der Wert des Strommix' von 2020 mit 375 g/kWh und für Fernwärme der Wert von 180 g/kWh nach Anlage 9 (zu § 85 Absatz 6) des Gebäudeenergiegesetz vom 08.08.2020 für Fernwärme mit einem KWK-Deckungsgrad > 70 Prozent und gasförmige Brennstoffe.

⁶⁸ Nicht berücksichtigt sind hierbei die Sektoren Landwirtschaft, Landnutzung und Forstwirtschaft. Der Sektor Energiewirtschaft hingegen wird über die Energieformen Strom und Fernwärme im Sinne der Verursacherbilanz in die drei berücksichtigten Sektoren eingeschlossen.

5.1 THG-Minderungspotenzial im Sektor Industrie

Für den Sektor Industrie wurde bereits erläutert, dass sich in der Region kaum Industriezweige befinden, bei denen der (insbesondere stoffliche) Einsatz von grünem Wasserstoff zur Dekarbonisierung als unvermeidlich gilt. Deshalb stellt an dieser Stelle vor allem der (energetische) Ersatz von Erdgas mit Wasserstoff eine Möglichkeit zur Dekarbonisierung dar. Vor dem Hintergrund, dass der industrielle Erdgasbedarfs durch andere Maßnahmen reduziert werden kann⁶⁹ und Wasserstoff in anderen Bereichen und Regionen dringender benötigt wird⁷⁰, wird der Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff als nur teilweise realisierbar eingeschätzt.

Die folgende Betrachtung dient demnach der quantitativen Gegenüberstellung der H₂-Erzeugung in den betrachteten Szenarien und des industriellen Erdgasbedarfs: Würde man den gesamten, derzeitigen Erdgasbedarf der Industrie in der Region mit Wasserstoff decken wollen, bräuchte man dafür rund 290 GWh oder 8.800 Tonnen Wasserstoff pro Jahr. Sollte grüner Wasserstoff zum Einsatz kommen, ließen sich damit 59.000 Tonnen CO₂ pro Jahr einsparen. Mit den erzeugten Wasserstoffmengen in Prignitz-Oberhavel könnten theoretisch erhebliche Anteile des Erdgases ersetzt werden. Im Ambitionierten Szenario (siehe Kapitel 3, Tabelle 5) könnte bereits im Jahr 2030 der gesamte industrielle Gasbedarf durch Wasserstoff ersetzt werden⁷¹. Im Trendszenario tritt dies erst 2045 ein. Durch Nutzung der Abwärme aus der Elektrolyse wäre grundsätzlich die Substitution fossil erzeugter Fernwärme möglich, s.a. Kapitel 5.3.

⁶⁹ Die Dekarbonisierung und die Reduktion von Erdgas kann – je nach Industriezweig – sehr unterschiedlich erfolgen. Mitunter kann es effizientere und kostensparendere Möglichkeiten zur Dekarbonisierung geben, als den Einsatz von Wasserstoff (Umweltbundesamt 2021).

⁷⁰ „Dringender benötigt“ bedeutet auch, dass dort höhere Preise für Wasserstoff in Kauf genommen werden können, womit der Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig wäre.

⁷¹ Dies setzt eine ausschließliche Nutzung des Wasserstoffs in der Industrie voraus.

Tabelle 17: H2-Erzeugung und Anteil des regionalen Erdgases im Industriesektor, welches theoretisch durch regionale H2-Erzeugung ersetzt werden könnte für die gewählten Szenarien und Jahre

	2030	2045
Trendszenario	2.843 t/Jahr H2-Erzeugung 32 % d. industr. Erdgasbedarfs	10.592 t/Jahr H2-Erzeugung 120 % d. industr. Erdgasbedarfs
Ambitioniertes Szenario	8.876 t/Jahr H2-Erzeugung 101 % d. industr. Erdgasbedarfs	77.475 t/Jahr H2-Erzeugung 880 % d. industr. Erdgasbedarfs

5.2 THG-Minderung im Sektor Verkehr

Aus dem in Kapitel 4.2 angegebenen Energiebedarf des Mobilitätssektors in der Region und der Aufteilung auf die Brennstoffe ergibt sich ein jährlicher Kraftstoffbedarf von ca. 220 Mio. Liter Diesel und 120 Mio. Liter Ottokraftstoff. Die damit verbundenen CO₂-Emissionen betragen zusammen 848.000 Tonnen CO₂ pro Jahr. Von den im Rahmen des Projektes befragten Unternehmen haben die Firmen ARGE Prignitzbus, Becker Umweltdienst, OVG und DESAG zusammen einen Verbrauch von 4,9 Mio. Liter Diesel angegeben (s. Tabelle 14).

In Tabelle 18 sind für die betrachteten Szenarien die erzeugten H₂-Mengen angegeben und wie viele Liter Diesel diese ersetzen könnten. Hierbei ist der höhere Systemwirkungsgrad von Brennstoffzellen mit 60 Prozent im Vergleich zu Diesel-Motoren (Annahme: 45 Prozent) berücksichtigt.

Tabelle 18: H2-Erzeugung und Ersatz von Dieselmotoren durch Wasserstoff im Verkehr für die gewählten Szenarien und Stützjahre

	2030	2045
Trendszenario	2.843 t/Jahr H2-Erzeugung Entspr.: 13 Mio. Liter Diesel	10.592 t/Jahr H2-Erzeugung Entspr.: 48 Mio. Liter Diesel
Ambitioniertes Szenario	8.876 t/Jahr H2-Erzeugung Entspr.: 40 Mio. Liter Diesel	77.475 t/Jahr H2-Erzeugung Entspr.: 352 Mio. Liter Diesel

Es wird deutlich, dass der gesamte heutige Energiebedarf des Verkehrs mit 340 Mio. Liter Kraftstoff im ambitionierten Szenario für 2045 mit 1.000 MW Elektrolyseleistung und 4.360 GWh Strombezug rechnerisch gedeckt werden könnte und damit theoretisch ca. 848.000 t/a CO₂ eingespart werden könnten. Der Einsatz von Wasserstoff im Verkehr wird jedoch primär bei schweren Fahrzeugen und längeren Strecken gesehen (s. Kapitel 4.1).

Da die regionalen Busunternehmen sich derzeit mit der Umsetzung der CVD befassen, wird im Folgenden die Dekarbonisierung der Busflotte exemplarisch betrachtet:

Die 13 Mio. Liter Dieselkraftstoff-Äquivalente im Trendszenario 2030 wären (basierend auf den Daten der ARGE Prignitzbus und OVG, s. Tabelle 14) ausreichend, um 788 Busse mit einem Umlauf von 300 km / Tag mit Energie zu versorgen. Dies würde 34.000 Tonnen CO₂ pro Jahr einsparen.

Als kurz- bzw. mittelfristig, realistisches Szenario kann der Einsatz von Wasserstoff im ÖPNV betrachtet werden: Die OVG betreibt nach eigenen Angaben in Oberhavel 100 Busse und die ORP in Ostprignitz-Ruppin 98 Busse (ORP 2022), womit möglicherweise ca. die Hälfte der Wasserstoffherzeugung des 2030-Trendszenarios für den Einsatz in Bussen der Region Prignitz-Oberhavel mit CO₂-Einsparungen von rund 17.000 Tonnen pro Jahr eingesetzt werden könnte.

5.3 THG-Minderung im Sektor Gebäude

Da der energetisch Einsatz von Wasserstoff selbst im Gebäudesektor mit niedrigem Potenzial bewertet wurde (siehe Kapitel 4), wird für diesen Sektor ausschließlich das Potential der Abwärmenutzung aus den Elektrolyseuren und die Einbindung in der Fernwärme betrachtet.

Die Einbindung der Fernwärme wird basierend auf den in Kapitel 4.2 beschriebenen Energiebedarfen für 2018 wie folgt ausgewertet: Der Wärmebedarf im Gebäudesektor, basierend auf den Energieträgern Heizöl, Erdgas und Biomasse, beträgt 3.500 GWh und ist mit CO₂ Emissionen von rund 540.000 Tonnen verbunden. Über Fernwärme werden weitere

ca. 430 GWh Wärme geliefert, die mit dem pauschal angesetzten Emissionsfaktor⁷² von 180 g/kWh weitere 77.000 Tonnen CO₂ emittieren. Im Regionalen Energiekonzept wird für das Jahr 2016 eine geringfügig niedrigere Fernwärmemenge von 392 GWh angegeben, mit der 24.455 Wohnungen in 22 Gemeinden versorgt werden.

In Tabelle 19 ist die Abwärme der Elektrolyseure für die zwei Stützjahre und die zwei betrachteten Szenarien aufgeführt. Es wird deutlich, dass eine Elektrolyseleistung von 30 MW im Trendszenario 2030 mit einer Abwärme von 32 GWh ca. 7,4 Prozent der Fernwärme in Prignitz-Oberhavel decken, und somit die CO₂-Emissionen rechnerisch um rund 5.700 Tonnen reduzieren kann. Mit einer Elektrolyseleistung von 100 MW ließen sich theoretisch 23 Prozent (ambitioniert 2030) bis 28 Prozent (Trend 2045) des heutigen Fernwärmebedarfes decken und damit rechnerisch 18.000 bis 21.500 Tonnen CO₂ einsparen, was rund 2 Prozent der CO₂-Emissionen des Gebäudesektors entspricht. Für das Ambitionierte Szenario 2045 mit 1.000 MW Elektrolyseleistung ist die Abwärme doppelt so hoch, wie der aktuelle Fernwärmebedarf.

Tabelle 19: Abwärme der Elektrolyseure für die Szenarien und Stützjahre

	2030	2045
Trendszenario	32 GWh	120 GWh
Ambitioniertes Szenario	100 GWh	870 GWh

Die größte Herausforderung bei der Nutzung der Abwärme von Elektrolyseuren ist jedoch die Einbindung der Abwärme in die Fernwärmenetze. Zum einen müssen die Elektrolyseure in örtlicher Nähe zu einem geeigneten Einspeisepunkt im Netz sein. Zum anderen muss das Temperaturniveau der Abwärme zu dem des Fernwärmenetzes passen. Elektrolyseure arbeiten je nach Technologie in Bereich von 50 bis 90°C und konventionelle Fernwärmenetze bei Vorlauftemperaturen von 90 bis 130°C, meist je nach Außentemperatur. Abhilfe kann durch moderne Niedertemperaturfern- oder -Nahwärmenetze geschaffen werden, oder durch Anhebung des Temperaturniveaus mit Hilfe von Wärmepumpen. Darüber hinaus muss die Fernwärme in Zeiten, in denen die

⁷² nach Anlage 9 (zu § 85 Absatz 6) des Gebäudeenergiegesetz vom 08.08.2020 für Fernwärme mit einem KWK-Deckungsgrad > 70 Prozent und gasförmige Brennstoffe

Elektrolyseure nicht betrieben werden, von anderen Anlagen erzeugt werden, womit nur ein begrenzter Anteil aus der Abwärme der Elektrolyse stammen kann.

Die Abwärmenutzung von Elektrolyseuren in der Fernwärme könnte im Rahmen eines Pilotprojektes mit interessierten Stakeholdern in kleinem Umfang durchgeführt werden, wie es bspw. die Stadtwerke Leipzig angekündigt haben (Leipziger Zeitung 2022).

5.4 Fazit

Die lokale **Industrie** hat verschiedene Industriezweige, die durch die Nutzung von Wasserstoff THG-Emissionen reduzieren könnten. Die Industriezweige mit einer unvermeidbaren grünen H₂-Nachfrage, wie Stahl- und Chemieindustrie, sind allerdings kaum ansässig. Wasserstoff könnte vor allem einen Beitrag zur Erzeugung von Prozesswärme leisten und damit Erdgas verdrängen. Mit den 2030 erzeugten Mengen könnte zwischen 32 und 100 Prozent des industriellen Erdgasbedarfs durch grünen Wasserstoff ersetzt werden. Dies würde zu Einsparungen von 59.000 Tonnen CO₂ im Jahr führen. Vor dem Hintergrund, dass grüner Wasserstoff ein knappes Gut mit überregional hoher Nachfrage in Stahl- und Chemieindustrie sein wird, sollte die Wirtschaftlichkeit des industriellen H₂-Einsatzes in Abwägung zu anderen Dekarbonisierungsoptionen geprüft werden.

Der heutige Energiebedarf des **Verkehrssektors** könnte theoretisch gänzlich mit der gesamten Wasserstoffherzeugung des ambitionierten Szenarios für 2045 (1.000 MW Elektrolyseleistung) bedient werden, womit ca. 848.000 t/a CO₂ eingespart würden.

Da bei Pkw zur Zeit Elektrofahrzeuge gegenüber Wasserstofffahrzeugen wegen des niedrigeren Energiebedarfs an erneuerbarem Strom zu bevorzugen sind (s. Kapitel 4.1), fällt die Wahl auf Wasserstofffahrzeuge in der Regel für den Transport schwerer Lasten oder vieler Personen über längere Strecken, wie bspw. bei Bussen. Der ÖPNV der Region Prignitz-Oberhavel (rund 400 Busse mit einem Umlauf von 300 km / Tag) könnte bereits mit der Hälfte der Wasserstoffherzeugung des Trendszenarios für 2030 (30 MW Elektrolyseleistung) von 1.400 Tonnen Wasserstoff pro Jahr gedeckt werden. Damit würden ca. fünf Millionen Liter Dieselmotorkraftstoff ersetzt und 17.000 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart.

Im **Gebäudesektor** könnte die Abwärmenutzung von Elektrolyseuren im Trendszenarios für 2030 (30 MW Elektrolyseleistung) rund 7 Prozent der Fernwärme in Prignitz-Oberhavel decken, und somit die CO₂-Emissionen rechnerisch um rund 5.700 Tonnen reduzieren. Allerdings sind derzeit noch keine konkreten Projekte der befragten Stakeholder bekannt geworden. Mit einer Elektrolyseleistung von 100 MW (Trend 2030) ließen sich theoretisch bis zu 28 Prozent des heutigen Fernwärmebedarfes decken und damit rechnerisch ca. 18.000 bis 21.500 Tonnen CO₂ einsparen. Dies entspricht etwa zwei Prozent der CO₂-Emissionen des Gebäudesektors im Jahr 2018.

Zusammenfassend werden für die **vier betrachteten Szenarien sektorübergreifende CO₂-Minderungspfade** bestimmt, in denen der gesamte lokal produzierte Wasserstoff in der Region eingesetzt wird und die gesamte bei der Elektrolyse entstehende Abwärme in der Fernwärme genutzt wird, wie in Tabelle 20 zu sehen ist. Von dem erzeugten Wasserstoff wird der ermittelte Bedarf für den ÖPNV jeweils als Ersatz für Diesel-Motoren mit Brennstoffzellenantrieben angesetzt, da hierfür der größte, planbare Anwendungsbereich gesehen wird. Die restliche H₂-Menge wird energetisch⁷³ als Erdgasersatz betrachtet und könnte in der Industrie und oder im Gebäudesektor genutzt werden.

Die sektorübergreifende Betrachtung zeigt für 2030 CO₂-Minderungspotenziale von 1,4 Prozent bis 3,7 Prozent, die für das ambitionierte Szenario 2045 auf bis zu 26 Prozent ansteigen.

Hierbei ist Folgendes anzumerken:

- Ob, wann und in welchem Maße die Abwärme zur Substitution von Fernwärme genutzt werden kann, ist schwer vorauszusagen. Ohne diese wären die CO₂-Einsparungen, je nach Szenario, zwischen 13 Prozent und 22 Prozent geringer.
- Der Ersatz von Erdgas mit Wasserstoff in den Sektoren Industrie und Gebäude ist einerseits fraglich, andererseits hat die Substitution anderer Energieträger (Diesel, Heizöl, Stein- oder Braunkohle) höhere CO₂-Einsparungen zur Folge. Bei der

⁷³ heizwertbezogen

Substitution von Diesel und Heizöl statt von Erdgas wären die CO₂-Minderungen rund 32 Prozent höher, bei Stein- oder Braunkohle nahezu doppelt so hoch.

- Werden die ermittelten H₂-Mengen der Szenarien nicht lokal in der Region genutzt, sondern mithilfe entsprechender Transportmöglichkeiten in anderen Regionen eingesetzt, ergeben sich somit größere CO₂-Reduktionen. In Anlehnung an die Quellbilanzierung könnten diese jedoch trotzdem der Erzeugungsregion angerechnet werden.

Tabelle 20: Sektorübergreifende CO₂-Minderungspfade

	2030	2045
	Trendszenario	
H₂-Erzeugung	2.843 t H ₂ / Jahr	10.592 t H ₂ / Jahr
H₂ als Ersatz für Diesel¹	1.422 t H ₂ / Jahr	1.422 t H ₂ / Jahr
CO₂-Reduktion	17.000 t CO ₂ / Jahr	17.000 t CO ₂ / Jahr
Rest für Ersatz Erdgas²	1.422 t H ₂ / Jahr	9.170 t H ₂ / Jahr
CO₂-Reduktion	9.530 t CO ₂ / Jahr	61.480,68 t CO ₂ / Jahr
Abwärmenutzung	7% der Fernwärme	28% der Fernwärme
CO₂-Reduktion	5.700 t CO ₂ / Jahr	21.500 t CO ₂ / Jahr
Gesamte CO₂-Reduktion	32.230 t CO₂ / Jahr	99.987 t CO₂ / Jahr
Anteil an CO₂-Emissionen³	1,4 %	4,3 %
	Ambitioniertes Szenario	
H₂-Erzeugung	8.876 t H ₂ / Jahr	77.475 t H ₂ / Jahr
H₂ als Ersatz für Diesel¹	1.422 t H ₂ / Jahr	1.422 t H ₂ / Jahr
CO₂-Reduktion	17.000 t CO ₂ / Jahr	17.000 t CO ₂ / Jahr
Rest für Ersatz Erdgas²	7.454 t H ₂ / Jahr	76.053 t H ₂ / Jahr
CO₂-Reduktion	49.976 t CO ₂ / Jahr	509.901 t CO ₂ / Jahr
Abwärmenutzung	23% der Fernwärme	100% der Fernwärme
CO₂-Reduktion	18.000 t CO ₂ / Jahr	77.000 t CO ₂ / Jahr
Gesamte CO₂-Reduktion	84.982 t CO₂ / Jahr	603.906,78 t CO₂ / Jahr
Anteil an CO₂-Emissionen³	3,7 %	26,3 %

¹ Busse im ÖPNV der Region

² In der Industrie- und / oder im Gebäudesektor

³ Gesamtemissionen der Region: 2,3 Mio. t CO₂ / Jahr, s. Abbildung 15

6. Potenziale durch regionale Akteure

Die Realisierung der analysierten CO₂-Minderungspotenziale und der Potenziale für regionales Wachstum hängen von verschiedenen weiteren Faktoren ab. Im Folgenden werden diese diskutiert. Basis für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in der Region sind die Akteure. Mit einer Akteursanalyse wurden diese für die Region dargestellt und entlang der potenziellen Wasserstoffwertschöpfungskette eingeordnet. Der Fokus liegt auf Unternehmen, die bereits in der regionalen Wasserwirtschaft aktiv und vernetzt sind, aber auch auf Unternehmen, die Potenziale aufweisen Teil einer Wasserstoffwirtschaft zu werden.

Anschließend werden bestehende Hemmnisse für die Realisierung von Wasserstoffprojekten dargestellt und Handlungsbedarfe- und Lösungsansätze abgeleitet.

6.1 Potenziale für regionales Wachstum

Neben den Potenzialen zur CO₂-Reduktion durch eine regionale Wasserstoffwirtschaft, können Investitionen in H₂-Projekte temporär und ggf. auch dauerhafte positive Effekte auf die regionale Ökonomie haben.

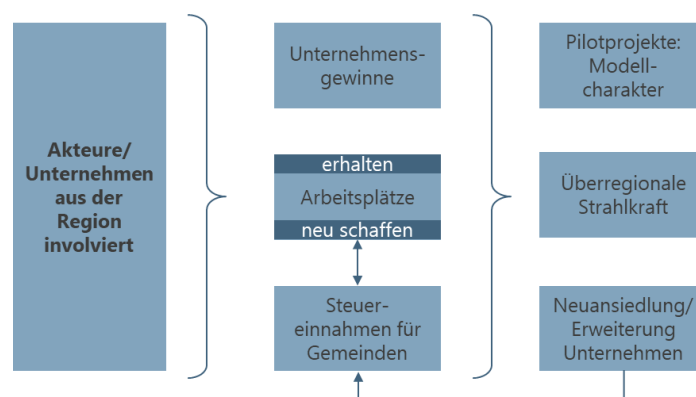


Abbildung 16: Regionale wirtschaftliche Potenziale durch Gewerbeeinnahmen und Arbeitsplätze

Die potenziellen ökonomischen Effekten für die Region lassen sich in drei Haupteffekte zusammenfassen: Arbeitsmarkteffekte, Steuereinnahmen für die und Gewinnverwendung in der Region. Darüber hinaus können weitere Effekte entstehen, wenn Projekte realisiert werden, deren Effekte den regionalen Nutzen übersteigen.

Potenzielle Arbeitsmarkteffekte

Arbeitsmarkteffekte entstehen, wenn durch Investitionen verhindert wird, dass Arbeitsplätze reduziert werden oder wenn gänzlich neue, zusätzliche Arbeitsplätze geschaffen werden.

- Durch Investitionen in die H₂-Produktion ist mit geringem dauerhaften Arbeitsmarktpotenzial zu rechnen, da die Anlagen auch bei größerer Produktionskapazität mit wenig Betriebspersonal auskommen. So wurde der 2MW-Elektrolyseur mit Methanisierungsanlage in Falkenhagen durch drei Personen bzw. Vollzeitäquivalente (VZÄ) betrieben und könnte laut Betreiber eine deutlich größere Anlage (z.B. 20 MW) durch vier VZÄ betrieben werden, größere Wartungsarbeiten nicht mit eingerechnet. Die Deutsche Gesellschaft für chemisches Apparatewesen gibt in ihrem Positionspapier aus dem Jahr 2019 ebenfalls an, dass auch denkbar ist, in Zukunft mehrere Anlagen gänzlich per Fernwarte zu betreuen (DECHEMA 2019). Auch wenn die genauen Annahmen sich unterscheiden wird deutlich, dass die Arbeitsmarktprognosen für Elektrolyseure niedrig sind und stetig kleiner werden. Rechnet der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches in seinem Kurzgutachten vor fünf Jahren (DVGW 2017) noch mit ca. 1,1 direkten Vollzeitbeschäftigte pro MW Elektrolyseurkapazität 2025, wurde in der Wasserstoffstudie NRW durch Ludwig Bülkow Systemtechnik 2019 bereits angenommen, dass für den Betrieb mit ca. 0,3 Arbeitsplätzen pro MW Elektrolyseurkapazität für das Jahr 2030 zu rechnen ist (Ludwig Bülkow Systemtechnik 2019).
- Investitionen von lokal ansässigen Unternehmen in die Prozessumstellung auf Wasserstoff führen voraussichtlich zu keinen zusätzlichen Arbeitsplätzen in den Firmen selber. Je nach Konkurrenzdruck können die Investitionen allerdings dazu beitragen, dass Arbeitsplätze erhalten bleiben, da Firmen trotz stets strenger werdenden CO₂-Regulierungen weiter in der Region produzieren können und ihre Produkte durch Einsatz von grünem Wasserstoff als nachhaltig gelten können. Ähnlich den Industrieunternehmen ist auch im Verkehrs- und Mobilitätsbereich mit keinem signifikanten dauerhaften Arbeitsplatzwachstum zu rechnen.

- Dauerhafte Arbeitsmarkteffekte sind im Bereich der EE-Projekte zu erwarten, die benötigt werden, um grünen Wasserstoff herzustellen. Das Photovoltaikprojekt mit Bio-Methanolanlage in Gransee soll laut Betreiber East-Energy z.B. dauerhaft 15 Arbeitsplätze schaffen. Welche davon auf die EE- und welche auf die Elektrolyseur-Bio-Methanolanlage entfallen, ist nicht bekannt (East Energy 2021). Auch aus einer Studie des Wuppertal Instituts 2020, die sich auf die Studie von Ludwig Bülkow Systemtechnik bezieht geht deutlich hervor, dass die größten Arbeitsmarkteffekte der Wasserstoffwirtschaft in der EE-Produktion liegen (Ludwig Bülkow Systemtechnik 2019; Wuppertal Institute 2020).
- Die größten Arbeitsmarkteffekte sind in Planung, Bau bzw. in der Installation der Elektrolyseure, der angepassten Produktionsanlagen und anderer benötigter Infrastruktur zu erwarten, wenn lokale Unternehmen beauftragt werden. Diese Effekte sind temporär entsprechend der Planungs- und Bauphasen.

Potenzielle Wachstumseffekte durch Steuereinnahmen und Unternehmensgewinne

Durch den Erhalt bzw. das Wachstum von lokalen Unternehmen profitieren auch regionale öffentlichen Akteure: Unternehmen, die innerhalb der Region einen Produktionsstandort haben und dort Gewerbeerträge ausweisen, zahlen Gewerbesteuern, die vor Ort abzuführen sind. Diese Einnahmen gelten als die wichtigste originäre Einnahmequelle der Gemeinden in Deutschland. Neben Arbeitsplätzen und Gewerbesteuererinnahmen ist es für die Region auch interessant, wenn Unternehmen mit lokalen Eigentumsverhältnissen in der Region bleiben oder neu angesiedelt werden können. Dann fließen Gewinne, die diese Unternehmen erzielen, nicht aus der Region ab, sondern können dort gehalten, ausgegeben bzw. reinvestiert werden.

Weitere Effekte durch überregionale Strahlkraft

Ein weiterer möglicher Effekt durch die Einbeziehung von regionalen Unternehmen geht über die direkten Wasserstoff-Projekte hinaus. Nicht nur können erste Projekte dazu führen, dass weitere EE- und Wasserstoffprojekte angestoßen werden. Die Realisierung dieser Projekte zeigt auch den Willen öffentlicher und privater Akteure, sich an der Entwicklung von

Projekten mit Innovationscharakter zu beteiligen. Daraus können sich überregionale Image- und Strahleffekte für einzelne Unternehmen, Branchen und Cluster innerhalb der Region ergeben. Diese Strahleffekte über die Region hinaus können mittel- bis langfristig den Innovationscharakter einer Region stärken, so die Attraktivität der Region für Unternehmen und Arbeitnehmende erhöhen und sich positiv auf die wirtschaftliche Entwicklung der Region auswirken.

6.2 Akteursanalyse

Ziel der Akteursanalyse ist es, einen Überblick über Stakeholdergruppen in der Region zu geben, die für potenzielle Wasserstoffprojekte relevant sind. Der Fokus innerhalb der Akteursanalyse liegt auf Unternehmen, die bereits in der regionalen Wasserwirtschaft aktiv und vernetzt sind, aber auch auf Unternehmen, die Potenziale aufweisen, Teil einer Wasserstoffwirtschaft zu werden.

In einem ersten Schritt wurde eine Liste mit relevanten Unternehmen in der Region erstellt. Mit einer vom Auftraggeber identifizierten Gruppe von Firmenvertretern, Verbänden, Vereinen und Vertretern der öffentlichen Verwaltung, wurde diese Liste diskutiert und um weitere relevante Unternehmen ergänzt. In einem zweiten Schritt wurden die identifizierten Unternehmen in eine generelle Wertschöpfungskette für Wasserstoff eingeordnet (siehe Abbildung 17).

Die Wertschöpfungskette umfasst die Planung, die Anlagenherstellung, den Bau und den Betrieb für jeweils die notwendigen Erneuerbaren Energien sowie die Wasserstoffherstellung. Zudem enthält sie die Speicherung und den Transport von Wasserstoff sowie die letztendliche Nutzung in Anwendungen in den Sektoren Mobilität, Gebäude und Industrie.



Abbildung 17: generelle Wertschöpfungskette Wasserstoff

Durch die Einordnung der Unternehmen innerhalb der dargelegten Wertschöpfungskette konnte identifiziert werden, in welchen Bereichen das größte Potenzial für die Region liegt und welche die relevanten Stakeholder für die in Kapitel 6 erarbeiteten Projektskizzen sind. Die vollständige erarbeitete Liste der Akteure sowie eine Übersicht der bereits bestehenden Wasserstoff-Projekte (Herstellung + Anwendung) ist im Anhang (siehe Kapitel 9.6) zu finden. Im Folgenden werden kurz die Kernaussagen bezüglich der Akteure entlang der Wertschöpfungskette zusammengefasst.

Erneuerbare Energien

Im Bereich der Erneuerbaren Energien gibt es viele Unternehmen, die entweder in der Region ansässig oder dort aktiv sind. Dies gilt vor allem für die Planung und den Betrieb von Wind- und Solarparks. Einige dieser Unternehmen, wie die Voss Energy GmbH, Green Wind Energy GmbH oder East Energy GmbH, beschäftigen sich auch konkret mit einer Erweiterung ihrer Geschäftsaktivitäten um den Bereich der Wasserstoff-Herstellung.

Wasserstoff-Herstellung

Im Bereich der Wasserstoff-Herstellung wurde neben den oben genannten Unternehmen nur das Unternehmen Uniper mit einer realisierten Elektrolyseanlage identifiziert. Uniper hat in Falkenhagen bereits im Jahr 2012 einen Elektrolyseur zu Testzwecken aufgebaut, um die technische Machbarkeit der Wasserstoffherstellung und Einspeisung in das Gasnetz zu beweisen. Durch den Betrieb des Elektrolyseurs, der so bisher in wenigen Regionen Deutschlands zu finden ist, konnten interne Prozesse getestet und Erfahrungen hinsichtlich einer wirtschaftlichen Produktion von Wasserstoff gesammelt werden. Derzeit ist die

Anlage im ruhenden Betrieb. Die Wiederinbetriebnahme als wirtschaftlich profitabler Betrieb wird aktuell geprüft.

Wasserstoff-Anwendung

Im Bereich der bereits bestehenden aber vor allem der potenziellen Wasserstoff-Anwendung wurden viele regionale Unternehmen identifiziert. Diese sind vor allem den Sektoren Mobilität und Industrie zuzuordnen. Hier geht es vor allem um mögliche Abnehmer von grünem Wasserstoff, also um Firmen, die potenziell grünen Wasserstoff in ihre Prozesse integrieren könnten, wie z.B. die Papier- und Holzindustrie.

Hervorzuheben in der Mobilitätsanwendung sind zwei konkrete Projekte im Schienenbereich in der Region, die in ihrer Planung der Wasserstoff-Anwendung vorangeschritten sind:

1. Die Einführung von **Wasserstoffzügen auf der Heidekrautbahn** durch die Niederbarnimer Eisenbahn in Kooperation mit dem Energieunternehmen Enertrag, das den benötigten Wasserstoff wahrscheinlich im Landkreis Oberhavel produzieren wird.
2. Das Projekt **H2Rail.Prignitz** der Deutschen Eisenbahn Service AG (DESAG), in dem momentan an einer Möglichkeit gearbeitet wird, austauschbare Wasserstoffspeicher für Züge zu entwickeln. So soll ermöglicht werden, die Bahnen zuverlässig mit Wasserstoff zu versorgen, ohne ein großflächiges Netzwerk von H2-Tankstellen aufbauen zu müssen.

Generell hat die Akteursanalyse gezeigt, dass es in der Region schon einige aktive Akteure im Bereich des grünen Wasserstoffs gibt. Allerdings haben die potenziellen H2-Abnehmer in der Region aus Mobilität und Industrie ihre Prozesse trotz der bestehenden Versorgungsmöglichkeit aus der Elektrolyseanlage in Falkenhagen noch nicht auf Wasserstoff umgestellt. Mögliche Gründe und Hemmnisse werden im Folgenden erörtert.

6.3 Hemmnisse für regionale Akteure

Die Region verfügt über Potenziale in der Wasserstoffwirtschaft – sowohl im Hinblick auf die Energie- als auch die Akteurslandschaft. Dennoch bestehen für die Hebung dieser Potenziale und dem damit verbundenen Aufbau einer regionalen Wasserstoffwirtschaft aus mehreren Gründen Hemmnisse. Interviews mit einigen Schlüsselakteuren und eine ergänzende Literaturrecherche zeigen, dass es neben allgemeinen, überregionalen Hemmnissen auch einige Hindernisse und Ansatzpunkte auf der regionalen Ebene gibt. Die in der Abbildung 18 dargestellten Hemmnisse werden im Folgenden kurz diskutiert.

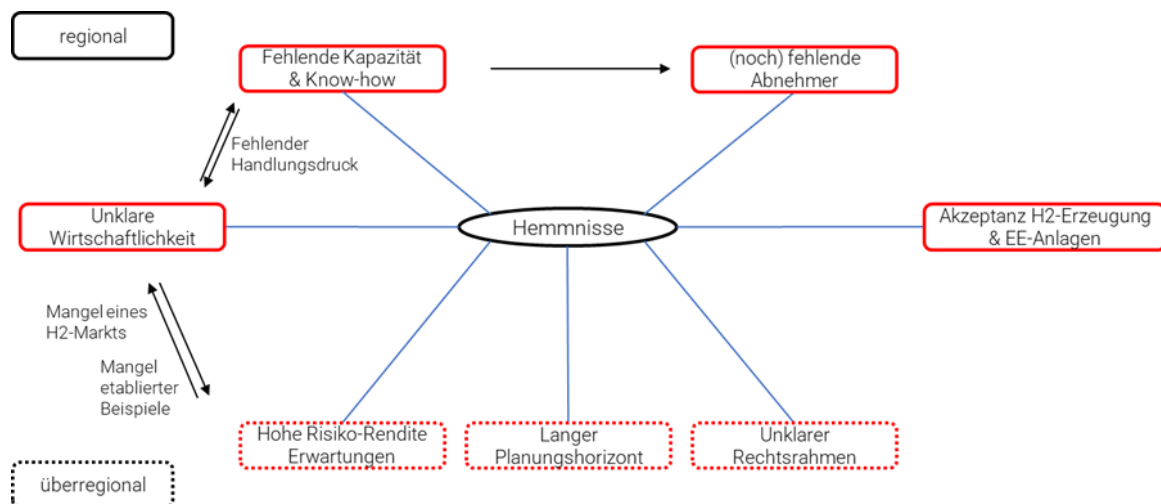


Abbildung 18: Hemmnisse des Wasserstoffhochlaufs

Überregionale Hemmnisse

Überregionale Hemmnisse zur Hebung der erkannten Potenziale ergeben sich vor allem aus drei Gründen. Erstens stehen essentielle Regularien auf EU-Ebene aus, die den Rechtsrahmen und die Kriterien für grüne Wasserstoffprojekte vorschreiben. Zweitens gibt es teils große Verzögerungen bei der Entwicklung von EE-Anlagen, die die Planung von Wasserstoffprojekten beeinflussen. Drittens bestehen noch einige Unwägbarkeiten im Wasserstoffmarkt, welche die Finanzierung von Projekten erschweren.

Unklarer Rechtsrahmen:

Ein überregionales Hemmnis liegt in den rechtlichen Rahmenbedingungen. Hier ist vor allem der noch nicht verabschiedete delegierte Rechtsakt der EU zu nennen (cleanenergywire 2022), der die Definition von grünem Wasserstoff festlegen wird (siehe Kapitel 2.2). Ohne gesetzlich definierte Regeln, wann Wasserstoff grün ist, können Projekte momentan nur schwer geplant werden, da Unsicherheit über die Kriterien und somit über die Absatzpotenziale und Zahlungsbereitschaft herrscht. Dies verlangsamt die Entwicklung von Wasserstoffprojekten in der gesamten EU.

Langer Planungshorizont:

Um Wasserstoff nutzen zu können, müssen die jeweiligen industriellen Herstellungsprozesse, in denen momentan noch fossile Stoffe verwendet werden, umgestellt werden. Teilweise ist hierfür ein kompletter Neubau von Anlagen notwendig, sodass der Umstellungsprozess einige Jahre in Anspruch nehmen kann. Dies gilt unter anderem für Prozesse in der Stahlherstellung. Bei der für die Stahlherstellung essentiellen Anlagen zur Reduktion von Eisenerz zu Roheisen von thyssenkrupp in Duisburg benötigt der Neubau einer wasserstofffähigen Produktionsanlage beispielsweise einen Vorlauf von mehreren Jahren, inklusive einer zugehörigen Machbarkeitsstudie, bevor eine finale Investitionsentscheidung getroffen wird. Geplant ist der Gesamtprozess inklusive des Baus von 2020 bis 2025 (Steag 2020).

Auf der Seite der Wasserstoffherstellung dauert der Bau einer neuen Elektrolyseanlage laut einem Betreiber zwar nur ca. ein bis zwei Jahre, allerdings benötigen diese Anlagen Strom aus Erneuerbaren Energien, bei denen im Fall von Windenergie zwischen Planung und Bau einer Anlage vor allem auf Grund des Genehmigungsverfahrens im Durchschnitt vier bis fünf Jahre liegen (Bundesverband WindEnergie 2022). Dieser mehrjährige Umsetzungsprozess erschwert die Planung der Wasserstoffherstellung, da teils unklar ist wie lange die Genehmigungsverfahren für die notwendigen grünen Stromanlagen genau dauern werden.

Hohe Risiko-Rendite-Erwartung:

Neben und auch durch den unklaren Rechtsrahmen und durch die Unsicherheiten in der Planung bestehen finanzielle Hemmnisse durch erschwerte Finanzierungsmöglichkeiten

(NortonRoseFulbright 2021a). Grüner Wasserstoff wird bisher lediglich über langfristig Bereitstellungs- und Abnahmeverträge gehandelt und nicht auch an einer Börse, wie es bei Erdgas und Strom möglich ist. Nur durch die Bereitstellungs- und Abnahmeverträge lässt sich also eine langfristige Wasserstoffabnahme garantieren, die notwendig ist, um Projekte zum Aufbau einer Wasserstoffproduktion am Finanzmarkt zu finanzieren (NortonRoseFulbright 2021a; Gowling WLG 2021). Die Garantien sind notwendig, weil die Märkte und Anwendungen noch nicht vollständig entwickelt sind und somit für die Finanzierenden unbekannt und mit unklarer Sicherheit behaftet sind (NortonRoseFulbright 2021a). Alternativ müssten die Wasserstoffprojekte aus dem Eigenkapital der Unternehmen finanziert werden, was nur limitiert zur Verfügung steht und somit den Ausbau nur langsam voranbringen kann (Gowling WLG 2021).

Regionale Hemmnisse

Regionale Hemmnisse für die Hebung der erkannten Potenziale manifestieren sich auf zwei unterschiedlichen Ebenen. Auf Unternehmensseite mangelt es zum einen noch an Abnehmern für den Wasserstoff, was an fehlenden Kapazitäten und Know-How zur Umstellung von bisherigen Energieträgern auf Wasserstoff liegt und der sich noch unklar darstellenden Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffnutzung. Auf der Seite der Öffentlichkeit ist die (fehlende) Akzeptanz maßgeblich, sowohl in Bezug auf die Produktion von Wasserstoff – in Brandenburg hauptsächlich der Wasserverbrauch – als auch auf die Gewinnung der benötigten Erneuerbaren Energien und den entsprechenden Windkraft- und PV-Anlagen.

Unternehmensseite:

Die Elektrolyseanlage in Falkenhagen wird momentan nicht betrieben, da es einen **Mangel von Abnehmern** in der Region gibt. Da es auch kein Transportnetz zu möglichen Abnehmern in anderen Regionen gibt, ist ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich.

In vielen Regionen besteht hier ein „Henne-Ei“-Problem, da Abnehmer nur auf Wasserstoff umstellen, wenn dieser regional auch verfügbar ist; Erzeuger aber nur Wasserstoff produzieren, wenn es regionale Abnehmer gibt. Mit der Anlage in Falkenhagen besteht in der Region Prignitz-Oberhavel allerdings theoretisch bereits ein Erzeuger, dessen Betrieb wiederaufgenommen werden könnte. Daher ist das Haupthemmnis für den konkreten

Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft also eher auf der Abnahmeseite festzumachen. In der Region nehmen die Unternehmen keinen Wasserstoff ab, weil sie ihre Prozesse noch nicht auf diesen umgestellt haben. Dies wiederum liegt an der unklaren Wirtschaftlichkeit und den dafür notwendigen, fehlenden Kapazitäten und dem fehlenden Know-how.

Die **unklare Wirtschaftlichkeit** der Wasserstoffnutzung beruht darauf, dass es keinen öffentlichen, freien Wasserstoffmarkt, wie für Strom oder Erdgas gibt, an dem Unternehmen transparent die Preisentwicklung einsehen und gut fundiert die Kosten für den Betrieb mit Wasserstoff abschätzen können. Preise müssen in direkten Abnahmeverträgen verhandelt werden, die nicht öffentlich einsehbar sind.

Zudem mangelt es an etablierten Beispielen und Vorreiterunternehmen, die ihre Prozesse erfolgreich und gewinnbringend auf Wasserstoff umgestellt haben. So bleibt die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von grünem Wasserstoff häufig noch unklar. Generell herrscht der Eindruck, dass grüner Wasserstoff noch zu teuer ist und sich eine Umstellung noch nicht rechnet. Dies wird auch durch sich teils widersprechende Studien verstärkt (Handelsblatt 2021a).

Da die Wirtschaftlichkeit schwer zu analysieren ist und andere Unternehmen keine wirtschaftlichen Vorteile aus einer Umstellung ziehen, fehlt der wirtschaftliche Handlungsdruck, sich tiefer mit einer möglichen Umstellung auf Wasserstoff auseinanderzusetzen. Da entsprechendes Fachpersonal anderweitig eingesetzt wird, führt dies zu **fehlenden Kapazitäten und Know-how** in den Unternehmen. Dieses Hemmnis wurde in einem Interview der Gutachter mit dem Entwickler von Wasserstoffprojekten bestätigt. Die Vorbereitung einer Umstellung auf Wasserstoff verlangt vielschichtiges Wissen, z.B. zur Umstellung der technischen Prozesse sowie fachliche und zeitliche Kapazitäten, z.B. für eine klare Aufstellung der Kosten und Nutzen. Viele kleinere Unternehmen bringen dieses Know-how und entsprechende Kapazitäten nicht mit, sodass eine Abwägung zwischen der weiteren Nutzung von fossilen Brennstoffen mit Kauf von CO₂-Zertifikaten und der Umrüstung auf Wasserstoff kaum umsetzbar ist.

In den während der Studie geführten Gesprächen mit regionalen Unternehmen wurde auch kein genügend starker politischer Handlungsdruck genannt. Neben dem Mangel des

wirtschaftlichen Handlungsdrucks sind Unternehmen so nicht dazu gedrängt, die Kompetenzen notfalls extern einzukaufen.

Öffentlichkeitsseite

Auf der Seite der Öffentlichkeit geht es vor allem um die Akzeptanz von Elektrolyseuren in der eigenen Region. Ein wichtiges Thema ist hierbei der Wasserverbrauch der Anlagen. Um ein Kilogramm Wasserstoff herzustellen, werden neun Kilogramm Wasser benötigt (TGA Fachplaner 2021). Dieser Aspekt der Wasserstoffherstellung wird momentan im öffentlichen Diskurs hauptsächlich in Bezug auf potenzielle, zukünftige Exporteure von Wasserstoff, wie Saudi-Arabien, Australien oder Chile diskutiert (Handelsblatt 2021b). Hier sehen Expert*innen die Entsalzung von Meerwasser zur Nutzung in der Elektrolyse als kostengünstige Möglichkeit einem möglichen Wassermangel für die Bevölkerung vorzubeugen (Handelsblatt 2021b).

Allerdings ist in der Region kein Zugang zum Meer und die Wassernutzung und die ggfs. eingeschränkte Wasserverfügbarkeit insbesondere in der Region Prignitz-Oberhavel spätestens seit dem Bau der Fabrik des Elektroautoherstellers Tesla in Brandenburg im öffentlichen Diskurs angekommen (Der Tagesspiegel 2022).

Außerdem ist das Wissen über die Funktionsweise von Elektrolyseuren in der Bevölkerung nicht weit verbreitet (Ingaldi und Klimecka-Tatar 2020). Daher ist unklar, ob der in jedem Fall höhere Wasserverbrauch akzeptiert wird, wenn es in Trockenzeiten in den jeweiligen Regionen aufgrund der Wasserknappheit zu, seit kurzem möglichen, Entnahmeverboten für Bürger*innen kommen sollte (Der Tagesspiegel 2022).

Neben der Wassernutzung und -verfügbarkeit ist auch die Akzeptanz der Bevölkerung von Elektrolyseuren sowie Wasserstoffspeichern und -tankstellen aufgrund der Brand- bzw. Explosionsgefahr ein aktuelles Thema. Generell bestehen in der Gesellschaft noch Zweifel, ob Wasserstofftechnologien zur Erzeugung, zum Transport und zur Nutzung sicher genug sind. Diese generellen Zweifel führen vor allem in der Nähe von Wohngebieten zu einer teils ablehnenden Haltung gegenüber der Wasserstoffinfrastruktur, gerade wenn zu Projektbeginn und während des Entwicklungsprozesses keine hinreichende Kommunikation zwischen den Projektverantwortlichen und den Bürger*innen aufgebaut wurde (Schönauer und Glanz 2022). Verstärkt wird diese Skepsis durch einen allgemein

niedrigen Wissensstand zu der Funktionsweise von Wasserstofftechnologien (Ingaldi und Klimecka-Tatar 2020).

Eine vergleichbare Problematik weist der Bau und die Inbetriebnahme von notwendigen Anlagen zur Gewinnung der Erneuerbaren Energien, wie beispielsweise Windkraftanlagen auf. Hier dauern viele Genehmigungsverfahren aufgrund rechtlicher Auseinandersetzungen, die auf mangelnder Akzeptanz bei den Anwohnenden beruhen, sehr lange an (Bundesverband WindEnergie 2022).

6.4 Handlungsbedarfe und -felder und Lösungsansätze

Da die überregionalen Hemmnisse außerhalb des Einflussbereichs der Landkreise liegen, fokussieren sich die erarbeiteten Lösungsansätze allein auf die regionalen Hemmnisse (siehe Abbildung 19), die beide im Folgenden vorgestellt werden.

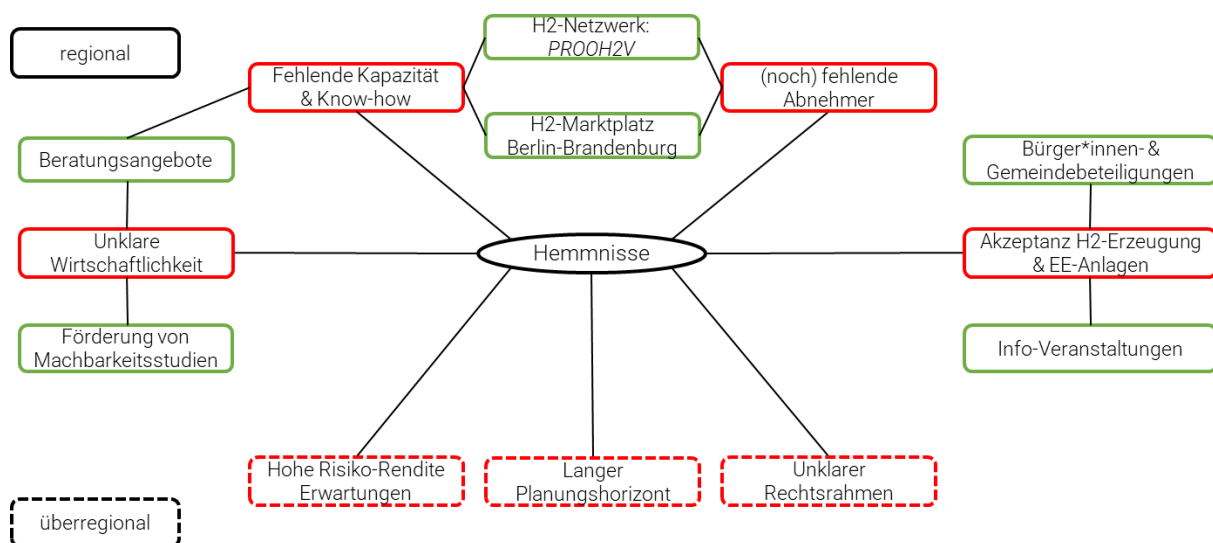


Abbildung 19: Lösungsansätze (grün) für regionale Hemmnisse zur Realisierung der Wasserstoffwirtschaft

Regionale Hemmnisse

Bei den regionalen Hemmnissen gibt es zwei zentrale Themenbereiche:

- Die Hemmnisse der *unklaren Wirtschaftlichkeit*, der *fehlenden Kapazität und Know-How* und die *(noch) fehlenden Abnehmer* bilden einen Bereich, in dem es zwischen den einzelnen Punkten starke Verknüpfungen gibt und der insbesondere die Unternehmen in der Region betrifft. Dadurch wirken sich die Lösungsansätze in diesem Bereich meist auf mehrere der genannten Hemmnisse aus.
- Der andere Themenbereich umfasst die *Akzeptanz von H2-Erzeugung und von EE-Anlagen*. Hier liegen die Hemmnisse eher in der Einbindung von und Kommunikation mit Bürger*innen, also der breiteren Öffentlichkeit.

Lösungsansätze für regionale Hemmnisse auf Unternehmensseite

Um der unklaren Wirtschaftlichkeit und den daraus resultierenden Investitionshemmnissen entgegenzuwirken empfiehlt es sich, seitens der Region gezielt **Machbarkeitsstudien** zur Umstellung auf die Nutzung von grünem Wasserstoff zu fördern. Durch die Informationsgewinnung und beispielhaften Analysen könnte den regionalen Unternehmen die Sorge genommen werden, in eine Technologie zu investieren, über deren Funktionsweise und Machbarkeit noch zu wenig bekannt ist.

Gleichzeitig sollte in der Region auch ein **Angebot für Beratung zum Thema der Umstellung** von fossilen Energieträgern auf Wasserstoff geboten werden. Ein Ansatz wäre den regionalen Unternehmen einige zielführende und wissenschaftlich fundierte Ressourcen zur Verfügung zu stellen, um das technische Know-how innerhalb der Unternehmen schrittweise aufzubauen. Dies kann sowohl komplementär, als erster Schritt vor einer Machbarkeitsuntersuchung gesehen werden oder als weniger umfängliche Alternative.

Des Weiteren empfiehlt es sich die Vernetzung von interessierten, regionalen Unternehmen und anderen Marktteilnehmenden gezielt zu unterstützen. Hierbei kann einerseits der vor kurzem eröffnete **H2-Marktplatz** Berlin-Brandenburg⁷⁴ genutzt werden. So können gezielt relevante Unternehmen unterstützt werden, beispielsweise bei der Erstellung von Accounts oder der Meldung einer möglichen Nutzung von Wasserstoff. Parallel wäre es sinnvoll, die

⁷⁴ <https://www.localiser.de/h2marktplatzbbb>

Verteiler und Kanäle der öffentlichen Verwaltung in der Region zu nutzen, um ein selbstständiges Anmelden der Unternehmen am Marktplatz zu bewerben. Hier sollten die Vorteile einer Anmeldung kommuniziert werden: Das Kennenlernen von Unternehmen untereinander und das Vernetzen mit potenziellen Partnern für die Umstellung oder Mitstreitern zur Wasserstoffbeschaffung.

Als weiterer, eher regionaler Schritt, kann zusätzlich ein **eigenständiges Netzwerk zur Vernetzung von Unternehmen** etabliert werden. So können Unternehmen ihre Erkenntnisse teilen und sich mit potenziellen Partnern, sowohl zur Produktion des H₂, als auch zur genossenschaftlichen Abnahme des H₂ abstimmen, sodass Synergien in der Region gezielt genutzt werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass innerhalb dieses regionalen Netzwerks etwaige Informationsveranstaltungen zum Thema Wasserstoff schneller organisiert und kommuniziert werden oder vereinfacht gemeinschaftliche Studien o.Ä. in Auftrag gegeben werden können.

Insgesamt zielt die Bereitstellung, Bewerbung und Nutzung dieser Plattformen darauf ab, unternehmerische Kontakte herzustellen, Know-how zu vermitteln und Referenzprojekte sichtbar zu machen und somit dazu beizutragen, dass immer mehr Wasserstoffprojekte in der Region angestoßen und umgesetzt werden.

Lösungsansätze für regionale Hemmnisse auf Öffentlichkeitsseite

Um der fehlenden Akzeptanz von H₂-Projekten seitens der Anwohnenden und der Öffentlichkeit im Allgemeinen entgegenzuwirken, empfiehlt sich die Orientierung an der Entwicklung der Planungs- und Zulassungsverfahren in der EE-Industrie.

Einerseits hat sich hier mittlerweile etabliert, dass Transparenz, Kommunikation und das Ernstnehmen von Bedenken von Bürger*innen, den Gemeinden oder anderen Interessensvertreter*innen der beste Weg ist, Konflikte von Projektbeginn an zu verhindern (Bundesverband WindEnergie 2022). Ein etabliertes Instrument sind **Informationsveranstaltungen für die breite und interessierte Öffentlichkeit**, die bestenfalls frühestmöglich zu Projektbeginn organisiert und durchgeführt werden sollten. Das Ziel einer solchen Veranstaltung ist es, Vertrauen aufzubauen und durch gute

Wissensvermittlung Missverständnisse und Konflikte zu vermeiden (Ingaldi und Klimecka-Tatar 2020).

Da vor allem die Wasserverfügbarkeit in der Region eine stets wichtigere Rolle spielt, sollte dieses Thema verstärkt betrachtet werden. Da Elektrolyseure nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz zugelassen werden, ist ein Ausgangszustandsbericht zum Grundwasser ein Teil der verpflichtenden Öffentlichkeitsbeteiligung (IKEM 2022b). So kann sichergestellt werden, dass der Einfluss auf die Wasserverfügbarkeit für die Bevölkerung eingeschränkt wird. Außerdem kann mit diesem Bericht in den Informationsveranstaltungen möglichen Hemmnisse aufgrund der Wassernutzung entgegengewirkt werden. Laut unseren Gesprächen mit einem Betreiber von Elektrolyseanlagen, konnten so in den Beteiligungsprozessen mit den Stakeholdern Bedenken dieser Art sachlich ausgeräumt werden.

Neben den in der Region oft diskutierten, potenziellen Nachteilen der Wasserstofferzeugung und -nutzung, sollten auch die **Vorteile erklärt und kommuniziert** werden. Dies hat sich auch bei der Akzeptanzschaffung der Windenergie bewährt (Agora Energiewende 2020). Neben abstrakteren Vorteilen, wie der Stärkung der regionalen Wirtschaft, steht hier vor allem die **wirtschaftliche Teilhabe** der Bevölkerung an der resultierenden Wertschöpfung im Vordergrund. Dies gilt nicht nur für die Elektrolyseure, sondern sollte auch immer in Kombination mit den notwendigen EE-Anlagen gesehen werden.

- Erstens gibt es die Möglichkeit zur Einbindung lokaler und regionaler Unternehmen in Planung, Bau und Betrieb der Anlagen. So können die Investitions- und Betriebskosten teilweise in den Gemeinden gehalten werden und Arbeitsplätze in den Betrieben geschaffen bzw. gesichert werden.
- Zweitens kann Menschen, die im Umfeld der EE-Anlagen leben, die Möglichkeit gegeben werden in die Anlagen zu investieren und so einen wirtschaftlichen Vorteil aus der produzierten Energie in ihrer Region zu beziehen. Meist werden hier festverzinsten Anteile ab geringen Investitionssummen angeboten, um möglichst

vielen Leuten eine Beteiligung zu erlauben (z.B. ab 500 € bei 3,75 Prozent Zinsen p.a. (Windkraft-Journal 2016)).

Manche regionale Initiativen entwickeln Windparks auch selber. Eine auch auf H2-Anlagen übertragbare Möglichkeit wäre ein Flächenpachtmodell. Die Idee hierbei ist, dass die Fläche unter möglichst vielen privaten Besitzer*innen aufgeteilt und ein Bürger*innenverein gegründet wird. Die Einnahmen kommen dann den Flächenbesitzern und dem Gemeindeleben zu Gute, in dem der Bürger*innenverein zum Beispiel lokale Vorhaben und Vereine finanziell unterstützt (Märkische Allgemeine Zeitung 2018).

Finanzielle Bürger*innen-Beteiligungen beim Bau und Betrieb von EE-Anlagen sind schon gut erprobt und Vorschriften hierzu grundsätzlich rechtssicher. Daher sollte hier auf jeden Fall sichergestellt werden, dass diese Potenziale auch realisiert werden, um die Vorteile für die Anwohnenden so groß wie möglich zu machen (Bundesverfassungsgericht 2022). So kann die Region von den Entwicklungen profitieren und die Akzeptanz der Bürger*innen gesichert werden, auch falls solche Beteiligungsformen für die reinen H2-Projekte nicht immer möglich sein sollten.

6.5 Fazit

Zusammenfassend, lässt sich festhalten, dass es einige bestehende Hemmnisse gibt, die auch in der Region Prignitz-Oberhavel selbst angegangen werden können. Dabei geht es vor allem darum, den potenziellen Abnehmern einen Einstieg in und den Aufbau von einer regionalen Wasserstoffwirtschaft durch gezielte Unterstützung zu vereinfachen. Teilweise kann auf bestehende Initiativen zurückgegriffen werden (z.B. H2-Marktplatz Berlin-Brandenburg). Im folgenden Kapitel wird beschrieben, wie eine erfolgreiche Umsetzung dieser Lösungsansätze und vor allem die damit ermöglichte Entwicklung von Wasserstoffprojekten zu regionalem wirtschaftlichen Wachstum beitragen kann.

7. Projekte für eine H2-Wirtschaft

Aufbauend auf den Potenzialen der Region wurden gemeinsam mit Schlüsselakteuren Projektideen entwickelt, die zu einem Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in der Region beitragen können. Dabei wurden die folgenden regionalen **Kernpotenziale** berücksichtigt:

1. Die Nutzung großer Mengen an Stromüberschüssen sowie abgeregelter EE
2. Die bislang ungenutzten Anwendungspotenziale im industriellen und verkehrlichen Bereich durch Ersetzung von Erdgas und Diesel
3. Die Einbindung regionaler, aktiver Stakeholder, die sich mit dem Thema auseinandersetzen (wollen) oder bereits Projekte verfolgen.

Im Folgenden werden drei Projektideen skizziert, die auf diesen drei Kernpotenzialen aufbauen und sowohl sektorale als auch räumliche Diversität aufweisen:

1. Klimaneutrale Industrie am Autobahndreieck Wittstock-Dosse
 - ▶ Überschussstrom / Abgeregelte EE wird über grünen Wasserstoff sinnvoll in der Region genutzt (Kernpotenzial 1)
 - ▶ Die bisher ungenutzten Anwendungspotenziale von grünem H₂ in Industrien mit hohem Erdgasverbrauch (z.B. Papier) und im Nutzlastverkehr werden genutzt (Kernpotenzial 2)
 - ▶ Auf das bestehende Wissen von Akteuren wird aufgebaut: mit der möglichen Nutzung des Elektrolyseurs in Falkenhagen sowie mit der Weiterführung der Ideen und Akteure aus der EnergyCloud Studie (Kernpotenzial 3)
2. H2-Hubs für ländliche Mobilität
 - ▶ Überschussstrom / Abgeregelte EE wird über grünen Wasserstoff sinnvoll in der Region genutzt (Kernpotenzial 1)
 - ▶ Die bisher ungenutzten Anwendungspotenziale von grünem H₂ im öffentlichen Verkehr und Nutzlastverkehr werden genutzt (Kernpotenzial 2)
 - ▶ Auf das bestehende Wissen von Akteuren wird aufgebaut: mit der möglichen Nutzung des Elektrolyseurs in Falkenhagen aufgebaut sowie mit der Fortschreibung des H₂Rail.Prignitz-Projekts (Kernpotenzial 3)

3. Elektrolyse als chemischer Energiespeicher

- ▶ Überschussstrom / Abgeregelte EE wird über grünen Wasserstoff sinnvoll in der Region gespeichert und steht für eine spätere Nutzung im Energiesektor zur Verfügung (Kernpotenzial 1)
- ▶ Die in der Region bereits stark aktiven Akteure der Erneuerbaren Energie-Produktion sind potenzielle Kernakteure dieses Vorhabens (Kernpotenzial 3)

Die Projektvorhaben werden zunächst anhand ihres Ziels, der räumlichen Lage sowie der Kernprojektelemente und -akteure und des Dekarbonisierungspotenzials beschrieben. Danach folgt eine erste Einschätzung der regionalen Energie- und Wirtschaftspotenziale sowie die Einordnung in den Förderkontext. Zuletzt werden je Projektskizze die nächsten Schritte und Aufgaben aufgeführt.

7.1 Startprojekt 1: Klimaneutrale Industrie am Autobahndreieck Wittstock-Dosse

Startprojekt 1 bietet eine Skizze zur Dekarbonisierung der Industrie in der Region. Nach einer Einordnung der Geographie und der momentanen Energienutzung wird das Projekt vorgestellt. Außerdem werden potenzielle Akteure benannt, sowie die Potenziale im Bereich der Treibhausgasreduktion und am Arbeitsmarkt beschrieben. Aufbauend darauf werden relevante Förderprogramme und die notwendigen Schritte zum Start des Projekts aufgezeigt.

Vorhabenbeschreibung

Ziel

Das Ziel dieses Startprojekts ist die Dekarbonisierung von Gewerbegebieten und ansässiger Industrie in der Region durch die Nutzung von Wasserstoff sowie die Stärkung des Wirtschaftsstandorts durch eine verbesserte Versorgungssicherheit der Unternehmen.

Lage

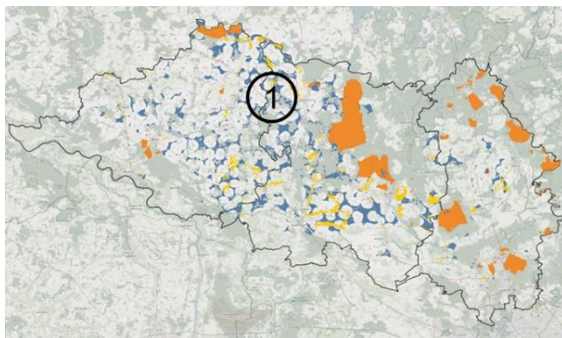
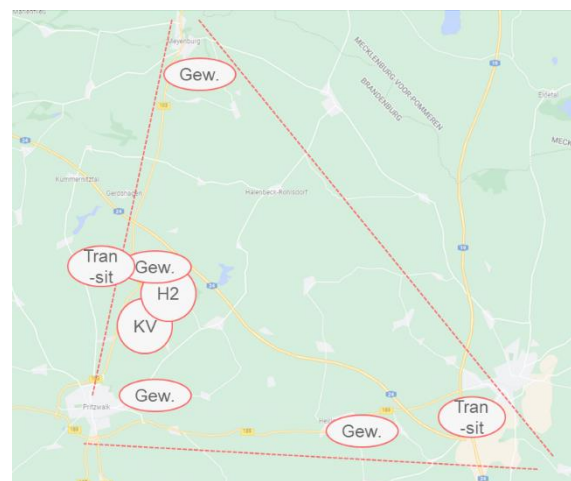


Abbildung 20: Lage Startprojekt 1. Legende: GEW: Gewerbe; H2: Elektrolyseur; KV: Kombiverkehr-Terminal

Zusammen mit dem vorhandenen Schienennetz sind sie Teil von vier verschiedenen Transeuropäischen Verkehrsnetzen (TEN-T Korridore). Zudem gibt es unweit vom Autobahndreieck, in

In der Region Prignitz-Oberhavel liegt der gewerbliche Wachstumskern Autobahndreieck Wittstock-Dosse. Das Autobahndreieck selber wird gebildet durch die beiden Bundesautobahnen 19 und 24.



Falkenhagen, ein Terminal für Kombinierten Verkehr (KV), das Güterverkehr auf Straße und Schiene miteinander verbindet. Durch Autobahn, Schiene und zugehörigem Umschlag sind das Gebiet und die ansässigen Industrieunternehmen sehr gut an den europäischen Schwerlastverkehr angebunden. In Falkenhagen befindet sich ein Elektrolyseur mit Methanisierungsanlage (Betreiber: Uniper). Der Verein Wachstumskern Autobahndreieck Wittstock-Dosse (WADWD) hat Mitglieder aus den Gewerbegebieten zwischen Meyenburg, dem Autobahndreieck bis Falkenhagen, unter denen sich auch Industrieunternehmen mit hohem Erdgasverbrauch befinden. Die Flächen des Wachstumskerns Autobahndreieck sind den Städten Pritzwalk und Wittstock/Dosse, der Gemeinde Heiligengrabe und den Ämtern Meyenburg und Putlitz-Berge zuzuordnen (Ernst Basler + Partner GmbH 2016).

Ausgangslage Energie

Die hier ansässige Industrie zeichnet sich durch einen großen Anteil an produzierendem Gewerbe mit hohem Energieverbrauch aus. Im Jahr 2013 verbrauchte die produzierende Industrie ungefähr 80 Prozent des gesamten Stroms (421 von 522 GWh in dem Gebiet Autobahndreieck in 2013) und Erdgas für sowohl Industrieprozesse als auch Gebäudebeheizung (695 von 879 GWh) (Ernst Basler + Partner GmbH 2016).

Gleichzeitig entstehen in der näheren Umgebung des Autobahndreiecks regelmäßig Überschüsse in der EE-Produktion.

Aus dieser Ausgangslage – hoher Energieverbrauch bei gleichzeitig hoher Energieproduktion - ergibt sich Dekarbonisierungspotenzial, das mit Wasserstoff-Lösungen gehoben werden könnten. Dieses Potenzial wurde in 2015/2016 bereits durch den Verein „Wachstumskern Autobahndreieck Wittstock-Dosse e.V.“ erkannt und in einer Studie mit dem Titel „Energy Cloud“ aufgearbeitet (Ernst Basler + Partner GmbH 2016). Die hier skizzierte Projektidee basiert auf dieser Studie.

Kernelemente des Vorhabens

Aufgrund des mit dem produzierenden Gewerbe verbundenen Logistikbedarfs liegen die größten Energieverbräuche neben der industriellen auch in der Mobilität/Verkehr, mit ca. 20 Prozent des Energieverbrauchs (in 2013, Ernst Basler + Partner GmbH 2016). Das vorgeschlagene Projekt soll die beiden H2-Anwendungsfelder Industrie und Mobilität miteinander verbinden und greift somit die Sektoren mit den höchsten

Anwendungspotenzialen der Region auf (Vergleiche: Kapitel 5.1 und 5.2). Wasserstoff soll, wie in der Betrachtung der THG-Minderungspotenziale in dieser Studie konkludiert, sowohl Erdgas als auch Diesel ersetzen durch die Anwendung in:

- Industrie: Umrüstung von Industrieunternehmen auf Wasserstoff (statt Erdgas), z.B. für Prozesswärme (z.B. Dampferzeugung in Papierindustrie)
- Industrie: ggf. stoffliche Nutzung von Methanol aus grünem Wasserstoff statt grauem Wasserstoff und CO₂ aus Biomassekraftwerken (z.B. für Biofuels)
- Gebäude: Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs für Gebäudewärme (z.B. Gewächshaus)
- Mobilität: Umrüstung von LKW und anderen Nutzfahrzeugen (z.B. Gabelstapler/Flurförderfahrzeuge) auf Antrieb mit Wasserstoff
- Mobilität: Bau + Betrieb einer Wasserstoff-Tankstelle für sowohl gebietsinternen Verkehr als auch und Transitverkehr, Standort z.B. am Autobahndreieck und/oder nahe KV Falkenhagen
- Speicherung: ggf. Überschussenergie in Form von Wasserstoff speichern, dann Rückverstromung (statt Batteriespeicher)

Um den benötigten Wasserstoff herzustellen bieten sich folgende Optionen:

- Nutzung der bestehenden Kapazität (ggf. Erweiterung) des Elektrolyseurs in Falkenhagen
- Nutzung (nach Umrüstung) der bestehenden Kapazität (ggf. Erweiterung) der Methanisierungsanlage in Falkenhagen zur Methanolherstellung
- Bei großem Wasserstoffbedarf: Neubau eines Elektrolyseurs ggf. mit Methanolherstellungsanlage

Stakeholder

Im Rahmen dieser Studie wurde die Projektidee mit dem WADWD-Verein abgestimmt, jedoch mit keinem der regionalen Unternehmen direkt gesprochen.

Möglicherweise interessante Unternehmen der *energieintensiven Industrie* in der Region, die ihren *Energiebedarf* auf grünen Wasserstoff umstellen könnten, sind:

- Swiss Krono – zwischen Wittstock und Pritzwalk (in 2013 Verbrauch von 400GWh Erdgas)
- Glatfelter Falkenhagen – Gewerbepark Prignitz (in 2013 Verbrauch von 60 GWh Erdgas)
- German Biofuels – Gewerbepark Prignitz (in 2013 Verbrauch von 45 GWh Erdgas; Methanol-Bedarf: 14.000t)
- Nordgetreide – Gewerbepark Prignitz (in 2013 Verbrauch von 36 GWh Erdgas)
- Zahnradwerk Pritzwalk – Pritzwalk (in 2013 Verbrauch von 18 GWh Erdgas)
- Ayanda GmbH – Gewerbepark Prignitz (in 2013 Verbrauch von 3,6 GWh Erdgas)
- Meyenburger Möbel – Meyenburg (in 2013 Verbrauch von 0,3 GWh Erdgas)
- Mohrmann Bau - Wittstock – östlich

Zudem könnte das noch zu realisierende vertikale Gewächshaus der Firma Deliscious in Falkenhagen einen hohen Energie- und Wärmebedarf haben, der mit einer Wasserstofflösung gedeckt werden könnte.

Das Furnierwerk Prignitz im Gewerbepark Prignitz hat in der Vergangenheit bereits Abwärme des Elektrolyseurs in Falkenhagen genutzt und könnte ggf. auch in Zukunft ein Abnehmer sein.

Für den Verkehrs- und Mobilitätsbereich sind wichtige Akteure:

- Der Betreiber des KV-Terminals in Falkenhagen, TUL agroservice GmbH
- Logistikunternehmen aus der Region
- Firmen mit eigenem LKW- und Nutzfahrzeug-Fuhrpark in der Region
- Tankstellenbetreiber

Für die H2- (und Methanol-) Herstellung ist zum einen der Betreiber der bestehenden Anlage in Falkenhagen, Uniper, ein Hauptakteur. Bei Neubau eines Elektrolyseurs können neben Uniper weitere Akteure des Energiesektors, die bereits in der Region mit EE- und/oder H2-Projekten aktiv sind, wie Enertrag, Green Wind Energy oder VossEnergy, interessante Akteure sein.

Regionale Potenziale

Im Folgenden werden die Dekarbonisierungs- und Arbeitsmarktpotenziale sowie weitere Potenziale beleuchtet.

Dekarbonisierungspotenzial

Da die Projekte noch in einer Skizzenphase sind werden die regionalen Potenziale hier anhand zweier möglicher Szenarien eingeschätzt (siehe Tabelle 21):

1. „Szenario 5 %“ geht von einem Ersatz von 5 Prozent des von den Unternehmen der Region verbrauchten Erdgas, sowie einem Ersatz von 5 Prozent des von den gewerblichen Nutzfahrzeugen verbrauchten Diesels durch grünen Wasserstoff aus.
2. „Szenario 20 %“ geht von einem Ersatz von 20 Prozent des von den Unternehmen der Region verbrauchten Erdgas, sowie einem Ersatz von 20 Prozent des von den gewerblichen Nutzfahrzeugen verbrauchten Diesels durch grünen Wasserstoff aus.

Tabelle 21: Zwei Szenarien für Beispielanlagen Elektrolyseure für Industrie am Autobahndreieck

		Beispielanlage	
		Szenario 5 %	Szenario 20 %
Ersatz von		Erdgas, Diesel	Erdgas, Diesel
Energiebedarf fossil		45 GWh	179 GWh
Elektrolyseur		19 MW mit 4000 Volllaststunden (VLH)	75 MW mit 4000 VLH
EE-Bedarf		75 GWh/Jahr	302 GWh/Jahr
Menge H2		Ca. 1300 t/Jahr	Ca. 5.400 t/Jahr
Eingespartes CO2		Ca. 9.600 t/Jahr	Ca. 38.500 t/Jahr
Wasserbedarf		12.000 t/Jahr	48.000 t/Jahr)
Geschätzte Investitionen Elektrolyseur		Ca. 13 Mio. €	Ca. 53 Mio. €

In „Szenario 5 %“ besteht aus dem zu ersetzenden Erdgas und Diesel ein Energiebedarf von 45 GWh pro Jahr. Um diesen mit Wasserstoff zu ersetzen wird bei angenommenen 4.000 Volllaststunden und einem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 59 Prozent, ein 19 MW Elektrolyseur benötigt. Aus 75 GWh grünem Strom würden so 1.341 t grüner Wasserstoff

pro Jahr hergestellt. Dieser würde pro Jahr 9.635 t CO₂ durch den Ersatz des Erdgas und Diesel einsparen. Dabei entstünde ein Wasserbedarf von 12.068 t/Jahr, was dem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 257 Personen entspricht. Die Investitionskosten für den Elektrolyseur (19MW) werden auf circa 13,2 Mio. € geschätzt.

In „Szenario 20 %“ besteht aus dem zu ersetzenden Erdgas und Diesel ein Energiebedarf von 179 GWh pro Jahr. Um diesen mit Wasserstoff zu ersetzen wird bei angenommenen 4.000 Volllaststunden und einem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 59 Prozent, ein 75 MW Elektrolyseur benötigt. Aus 302 GWh grünem Strom würden so 5.363 t grüner Wasserstoff pro Jahr hergestellt. Dieser würde pro Jahr 38.539 t CO₂ durch den Ersatz des Erdgas und Diesel einsparen. Dabei entstünde ein Wasserbedarf von 48.270 t/Jahr, was dem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 1.029 Personen entspricht. Die Investitionskosten für den Elektrolyseur (75MW) werden auf circa 52,8 Mio. € geschätzt.

Arbeitsmarktpotenzial

Wie in Kapitel 6.1 dargestellt, sind die Potenziale für regionale Arbeitsmarkteffekte der Wasserstoffwirtschaft abhängig von den genauen Projektelementen und Akteuren. Die für das klimaneutrale Autobahndreieck Wittstock-Dosse skizzierten Projektelemente beinhalten vor allem Potenziale für temporäre Arbeitsmarkteffekte in der Planungs- und Bau- bzw. Installationsphase in der Umrüstung von Prozessen der Industrie- und Logistikunternehmen sowie gegebenenfalls der Erweiterung oder des Neubaus der Elektrolyseuranlage. In letztgenanntem könnten dauerhafte Arbeitsplätze entstehen –für den Betrieb des Elektrolyseurs ist mit Arbeitsplätzen im einstelligen Bereich zu rechnen. Mehr Arbeitsplätze könnten früher in der Wertschöpfungskette entstehen: in der Produktion der benötigten Erneuerbaren Energien. Um die Arbeitsmarktpotenziale zu heben, ist die Ausbildung, Anziehung und Haltung von Fachkräften für die notwendigen Berufsgruppen (u.a. Ingenieurwesen, Verfahrenstechnik, Elektrochemie) essentiell. Die Bedarfe an Fachpersonal gilt auch für die Industrie- und Logistikunternehmen, die ihre Prozesse umrüsten.

Nutzung der regionalen Schwerpunkte & Strahlkraft

Die Projektidee greift mit der Nutzung der EE-Potenziale in der Region (Kernpotenzial 1) sowie dem Aufbau auf die bestehende H2-Produktionsanlage mit zugehörigen Akteuren (Kernpotenzial 3) auf die Kernpotenziale der Region auf. Zudem basiert diese Projektidee auf einer früheren Studie und Konzeptionierung (Ernst Basler + Partner GmbH 2016) und greift so bereits bestehende Ideen und Vernetzungen im Wachstumskern Autobahndreieck Wittstock-Dosse wieder auf (Kernpotenzial 3). Der Fokus auf die Nutzung von grünem Wasserstoff in der energieintensiven Industrie und in Nutzfahrzeugen bietet eine Antwort auf die bislang ungenutzten Anwendungspotenziale der Region (Kernpotenzial 2).

Mit dem Fokus auf innovative Sektorenkopplung und dem Ziel, zur Dekarbonisierung und der Versorgungssicherheit der lokalen Industrie beizutragen, hat die Projektidee Strahlkraft über die Region hinaus und könnte als „Keimzelle für Wasserstoffentwicklung“ gelten (vgl: H2 Strategie Brandenburg (MWAE 2021)).

Einordnung in den Förderkontext

Das skizzierte Projekte verbindet verschiedene mögliche Anwendungen von grünem Wasserstoff miteinander. Darum können mehrere Förderprogramme relevant sein: Erstens gibt es das 7. Energieforschungsprogramm über das „Reallabore der Energiewende“ gefördert werden (BMWK 2022a). Dieses fördert gezielt breit angelegte Projekte in denen verschiedene Prozesse im industrierelevanten Maßstab miteinander vernetzt werden.

BMWK: Förderkonzept „Reallabore der Energiewende“

- Zeitfenster: Dauerhafter, aktiver Förderaufruf bis 30.06.2024
- Fokus: Erprobung neuer Technologien im realen Umfeld und industriellen Maßstab
- Förderfähig: z.B. Prozessenergien aus erneuerbaren Energien für industrielle Fertigung; Bereitstellung von Primärenergie für Gebäude durch Brennstoffzellen

BMDV: „Richtlinie zur Förderung von Nutzfahrzeugen mit alternativen,

klimaschonenden Antrieben und dazugehöriger Tank und Ladeinfrastruktur“

- Zeitfenster: momentan kein aktiver Förderaufruf, Programm läuft bis 31.12.2024
- Fokus: Reduktion der Mehrausgaben bei Fahrzeug- und Infrastrukturanschaffung
- Förderfähig: Anschaffung von Nutzfahrzeugen, Beschaffung notwendiger Tankinfrastruktur, Machbarkeitsstudien

Da potenziell auch Nutzfahrzeuge mit grünem Wasserstoff betrieben werden sollen, ist auch das Förderprogramm „klimafreundliche Nutzfahrzeuge“ des BMDVs wichtig. Ähnlich wie bei den Förderungen von Bussen für den ÖPNV werden hier Investitionsmehrausgaben für H2-Fahrzeuge gefördert. Außerdem kann auch die notwendige Infrastruktur zur Betankung und Wartung gefördert werden (BMVI 2021).

Über diese bestehenden Förderprogramme hinaus wurde in der Brandenburger Wasserstoffstrategie als eine Maßnahme die Schaffung von klimaneutralen Industriegebieten als Keimzellen für grünen Wasserstoff zu entwickeln (MWAE 2021a). Hieraus könnten sich zukünftige Fördermöglichkeiten ergeben und sollten aktiv bei den zuständigen Stellen angefragt werden.

Die folgende Abbildung zeigt eine beispielhafte Zeitschiene, wie die Projektskizze im Rahmen des Förderprogramms „Reallabore der Energiewende“ zeitlich weiterentwickelt werden könnte:

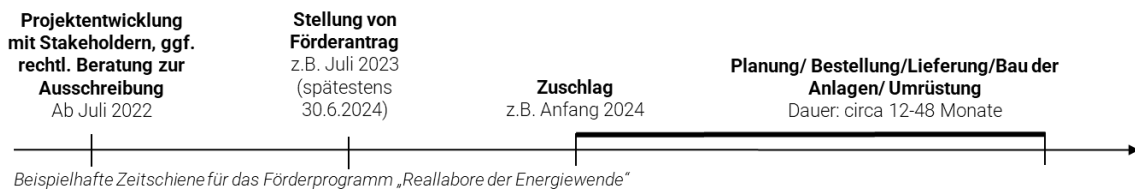


Abbildung 21: Beispielhafte Zeitschiene ab Juli 2022 für die Weiterentwicklung der Projektskizze Klimaneutrale Industrie am Autobahndreieck Wittstock-Dosse

Nächste Schritte

Die nächsten Schritte zur Weiterentwicklung dieser Projektskizze sind:

- Bestimmung und Kommunikation einer zentralen Ansprechperson (z.B. beim Landkreis oder beim WADWD) für die Vernetzung
- Ansprache von Unternehmen aus dem Wachstumskern, die ihre Prozesse potenziell auf grünen Wasserstoff umstellen könnten
- Auf Basis der Unternehmensgespräche, Aktualisierung von Energiedaten und Wasserstoffpotenzialen, Erstellung von Dekarbonisierungs-Szenarien (Volumen, Zeitrahmen)
- Konkretisierung der Projektskizze anhand dieser Informationen
- Orientierende Gespräche mit potenziellen Fördermittelgebern (Bund, Land) anhand der ersten Projektskizze, weiterführende Gespräche anhand der konkretisierten Projektskizze
- Orientierende Gespräche auf Basis der Projektskizzen mit potenziellen Betreibern (EE/H2) zur Erörterung notwendiger Rahmenbedingungen für ausreichendes Marktinteresse

7.2 Startprojekt 2: H2-Hub für ländliche Mobilität

Startprojekt 2 bietet eine Skizze zur Dekarbonisierung des Verkehrs in der Region, aufbauend auf bestehenden Aktivitäten in dem Bereich. Nach einer Einordnung der Geographie und der Ausgangslage wird das Projekt vorgestellt. Außerdem werden potenzielle Akteure benannt, sowie die Potenziale im Bereich der Treibhausgasreduktion und am Arbeitsmarkt beschrieben. Aufbauend darauf werden relevante Förderprogramme und die notwendigen Schritte zum Start des Projekts aufgezeigt.

Vorhabenbeschreibung

Ziel

In diesem Startprojekt soll auf den in der Region Prignitz-Oberhavel schon bestehenden Aktivitäten der Wasserstoffnutzung im Schienenverkehr aufgebaut und Sektorenkopplung realisiert werden. Dabei geht es einerseits um die Anwendung auf der Schiene, als auch um die Erweiterung der H2-Anwendung auf die ländliche Mobilität im Allgemeinen, um die Dekarbonisierung des Verkehrs in der Region und darüber hinaus voranzutreiben.

Ausgangssituation

In der Region Prignitz-Oberhavel gibt es bereits zwei bestehende H2-Schienenprojekte:

Heidekrautbahn der Niederbarnimer Eisenbahn (NEB)

- Anwendung ist geplant, Inbetriebnahme Ende 2024 – Projektvertrag für Forschungsprojekt ist abgeschlossen ([Quelle](#)⁷⁵) – Erforschung des Betriebs im Vergleich zu Batteriezügen und anderen Alternativen
- Förderung durch Bundesverkehrsministerium von 25 Mio EUR (koordiniert durch NOW und PtJ)
- sektorenübergreifende Kopplung mit Kreiswirtschaft des LK Barnim ([Quelle](#)⁵⁴) i.e. Nutzung von H2 auch für Busse und Entsorgungsflotte
- Die Strecke der Heidekrautbahn geht entlang der Grenze von Oberhavel,
- die Förderung ist bereits beschlossen, die Umsetzung steht noch aus

⁷⁵ <https://www.vbb.de/presse/die-heidekrautbahn-ist-auf-der-zielgeraden-rb27-bekommt-wasserstoff-zuege/>

H2Rail.Prignitz der Deutschen Eisenbahn AG (DESAG)

- Forschungsprojekt: Nutzung von H2 in bestehenden Zügen
- Momentane Förderung durch Bundeswirtschaftsministerium zur Erforschung der Speichertechnologie in Höhe von 4 Mio. EUR
- Demonstration und Prototyp ist nächster Schritt: Förderung durch Bundesverkehrsministerium in Höhe von 30 Mio. EUR wurde bereits in Aussicht gestellt
- Fortführung in der Region ist schon geplant – Unterstützung bei Förderantrag und Erweiterung in der Region Prignitz-Oberhavel ist möglich

Die Projektskizze H2-Hub baut auf dem H2Rail.Prignitz Projekt auf.

Der Fokus in diesem Projekt liegt vor allem auf dem Verkehrssektor und damit auf der Ersetzung von Diesel als Kraftstoff. Wie in Kapitel 4.1 und Kapitel 5.2 dargestellt gilt für die Region, dass die Anwendung für schwere Nutzfahrzeuge und lange Strecken vor allem sinnvoll ist. Das Projekt sieht daher vor, mit grünem Wasserstoff eine Alternative zu Diesel im Bus- und Schienenverkehr zu bieten. Die von der Hanseatischen Eisenbahn betriebenen Regionalbahnen 73 und 74 verbrauchen pro Jahr circa 132.000 l Diesel.

Entlang der Strecke der Bahnen und an den H2-Hubs fahren auch einige Buslinien im ÖV. In Pritzwalk gibt es 4 Buslinien der ARGE prignitzbus. In Kyritz und Neustadt (Dosse) gibt es 14 Buslinien der Ostprignitz-Ruppiner Personennahverkehrsgesellschaft (ORP). Wie viel Kraftstoff auf den einzelnen Linien verbraucht wird, ist nicht bekannt. Der Verbrauch hängt stark von der Topographie der Strecke sowie dem Betriebsplan ab. Zum Vergleich: in Berlin verbrauchen die Busse pro 100 km im Schnitt zwischen 41,9 und 57,4 l Diesel (Berliner Morgenpost 2018).

Lage

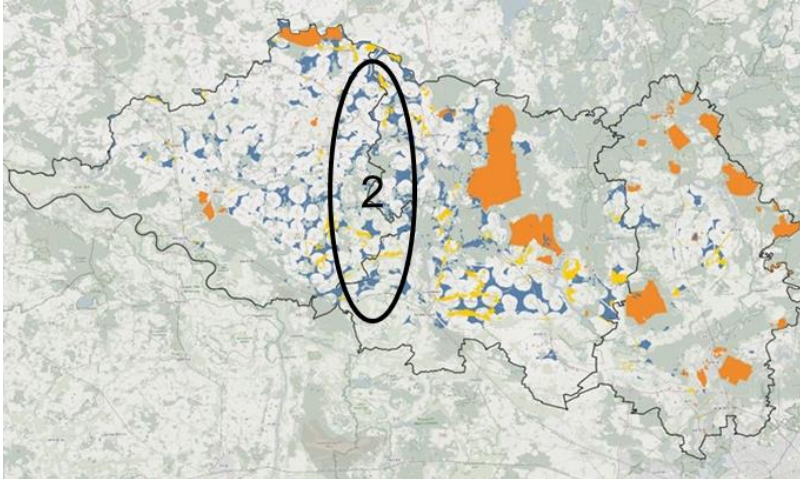
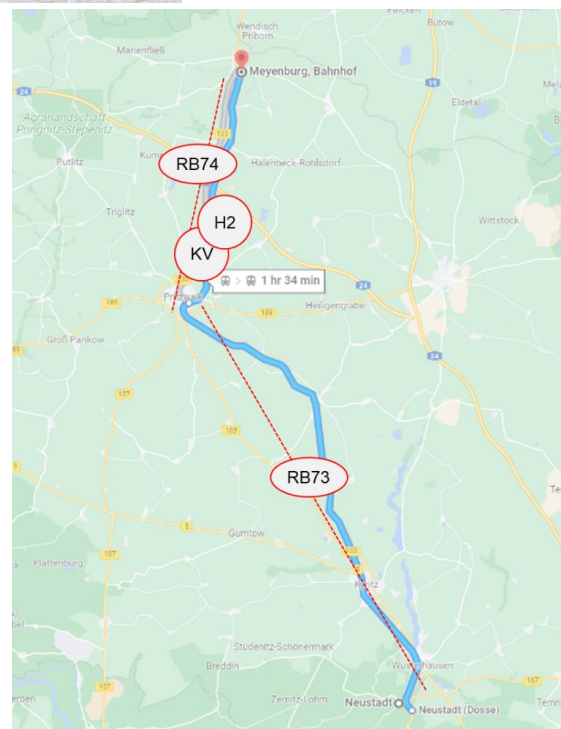


Abbildung 22: Lage Startprojekt 2. Legende: H2: Elektrolyseur; KV: Kombiverkehr-Terminal

Die beiden Bahnstrecken des RB73 (Neustadt/Dosse – Kyritz – Pritzwalk) und RB74 (Pritzwalk – Meyenburg) verbinden den Nordosten von Prignitz mit dem Südwesten von Ostprignitz-Ruppin. Sie führen hierbei entlang des Gewerbeparks Prignitz nahe Pritzwalk.

Dort befinden sich unter anderem der Elektrolyseur Falkenhagen und die zugehörige Methanisierungsanlage der Firma Uniper (H2), als auch das Kombi-Verkehr-Terminal Falkenhagen der Firma TUL agroservice GmbH (KV).



In Pritzwalk befindet sich auch ein Verkehrshof der durch den ÖPNV-Auftragnehmer ARGE Prignitzbus genutzt wird zur Betankung seiner Flotten.

Kernelemente des Vorhabens

Einerseits soll in diesem Projekt das bestehende Forschungsprojekt H2Rail.Prignitz der DESAG fortgesetzt werden, in dem die Forschungsergebnisse in einem Demonstrationsprojekt auf die Schiene gebracht werden. Andererseits soll das reine Schienenprojekt erweitert werden durch H2-Hubs entlang der Demonstrationsstrecke von Meyenburg, über Pritzwalk und Kyritz bis nach Neustadt(Dosse). Die Projektelemente sind:

- Wasserstoff-Produktion
 - Nutzung des bestehenden Elektrolyseurs in Falkenhagen, ggfs. mit Erweiterung
 - Bau weiterer Elektrolyseure an den H2-Hubs
- Wasserstoff-Anwendung
 - Nutzung von grünem H2 im Schienen – und Busverkehr
 - Wasserstoffbetankung der Züge – hierbei handelt es sich um ein Austausch von H2-Speichercontainern, die momentan im Projekt erforscht und entwickelt werden
- H2-Hubs:
 - Tankmöglichkeiten für den Transitschwerlastverkehr (Lkw) an der A24
 - Tankmöglichkeiten für Nutzfahrzeuge, z.B. Reachstacker
 - Tankmöglichkeiten für den lokalen und regionalen Busverkehr
- H2-Versorgung:
 - Mögliche Versorgung der Industrie am Standort Falkenhagen
- EE-Transport
 - Es besteht die Möglichkeit, entlang der Bahntrassen die EE zu transportieren, um die Elektrolyseure an den H2-Hubs zu versorgen

Stakeholder

Im Rahmen dieser Studie wurde die Projektidee mit dem federführenden Partner des H2.Rail Prignitz Projekts, der DESAG, entwickelt. Dieser würde Hauptakteur des Projekts auf nicht-öffentlicher Seite im Falle einer Weiterentwicklung sein.

Daneben gibt es weitere mögliche interessante Unternehmen aus dem *Mobilitäts- und Verkehrsbereich* in der Region, die ihren Flotte auf Antrieb mit grünen Wasserstoff umstellen könnten, mit denen im Zuge dieser Studie aber noch keine Abstimmung zu dieser Projektidee erfolgen konnte:

- Regionale Busunternehmen (z.B. ORP, ARGE prignitzbus)
- Betreiber KV-Terminal Falkenhagen, TUL agroservice GmbH
- LKW-Transitverkehr (Parkplatzanlage A24 Falkenhagen)
- Logistikunternehmen aus der Region
- Firmen mit eigenem LKW- und Nutzfahrzeug-Fuhrpark in der Region
- Tankstellenentwickler und -betreiber

Für die H2-Herstellung ist zum einen der Betreiber der bestehenden Anlage in Falkenhagen, Uniper, ein Hauptakteur. Bei Neubau eines Elektrolyseurs können neben Uniper weitere Akteure des Energiesektors, die bereits in der Region mit EE- und/oder H2-Projekten aktiv sind, wie Enertrag, Green Wind Energy oder VossEnergy, interessante Akteure sein. Die Akteure aus der EE-Produktion sind ebenfalls wichtig bei der Weiterentwicklung der Idee eines Transports von EE entlang der Bahntrassen.

Regionale Potenziale

Im Folgenden werden die Dekarbonisierungs- und Arbeitsmarktpotenziale sowie weitere Potenziale beleuchtet.

Dekarbonisierungspotenzial

Da das Projekt noch in einer Skizzenphase ist werden die regionalen Potenziale hier anhand zweier möglicher Szenarien eingeschätzt.

1. „Szenario Schiene + 10 Busse“ geht von einem Ersatz von 100 Prozent des Dieserverbrauchs auf den zwei Regionalbahnlinien durch grünen Wasserstoff, sowie der Einführung von 10 H2-Bussen im ÖPNV aus.
2. „Szenario Schiene + 50 Busse“ geht von einem Ersatz von 100 Prozent des Dieserverbrauchs auf den zwei Regionalbahnlinien durch grünen Wasserstoff, sowie der Einführung von 50 H2-Bussen im ÖPNV aus.

Tabelle 22: Beispielanlage Elektrolyseur für H2-Hub**Beispielanlage**

	Szenario Schiene + 10 Busse	Szenario Schiene + 50 Busse
Ersatz von	Diesel	Diesel
Energiebedarf fossil	4 GWh	14 GWh
Elektrolyseur	2 MW mit 4000 VLH	6 MW mit 4000 VLH
EE-Bedarf	6 GWh/Jahr	23 GWh/Jahr
Menge H2	110 t/Jahr	400 t/Jahr
Eingespartes CO2	1000 t/Jahr	3.600 t/Jahr
Wasserbedarf	1.000 t/Jahr	3.700 t/Jahr
Geschätzte Investitionen Elektrolyseur	1,1 Mio. €	4 Mio. €

In „Szenario Schiene + 10 Busse“ besteht aus dem zu ersetzenden Diesel ein Energiebedarf von 4 GWh pro Jahr. Um diesen mit Wasserstoff zu ersetzen wird bei angenommenen 4.000 Volllaststunden und einem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 59 Prozent, ein 2 MW Elektrolyseur benötigt. Aus 6 GWh grünem Strom würden so 112 t grüner Wasserstoff pro Jahr hergestellt. Dieser würde pro Jahr 997 t CO₂ durch den Ersatz des Diesels einsparen. Dabei entstünde ein Wasserbedarf von 1.011 t/Jahr, was dem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 22 Personen entspricht. Die Investitionskosten für den Elektrolyseur (2MW) werden auf circa 1,1 Mio. € geschätzt.

In „Szenario Schiene + 50 Busse“ besteht aus dem zu ersetzenden Diesel ein Energiebedarf von 14 GWh pro Jahr. Um diesen mit Wasserstoff zu ersetzen wird bei angenommenen 4.000 Volllaststunden und einem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs von 59 Prozent, ein 6 MW Elektrolyseur benötigt. Aus 23 GWh grünem Strom würden so 407 t grüner Wasserstoff pro Jahr hergestellt. Dieser würde pro Jahr 3.608 t CO₂ durch den Ersatz des Diesels einsparen. Dabei entstünde ein Wasserbedarf von 3.659 t/Jahr, was dem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 78 Personen entspricht. Die Investitionskosten für den Elektrolyseur (6MW) werden auf circa 4 Mio. € geschätzt.

Arbeitsmarktpotenzial

Wie in Kapitel 6.1 dargestellt, sind die Potenziale für regionale Arbeitsmarkteffekte der Wasserstoffwirtschaft abhängig von den genauen Projektelementen und Akteuren. Die für die ländliche Mobilität skizzierten Projektelemente beinhalten vor allem Potenziale für temporäre Arbeitsmarkteffekte in der Planungs- und Bau- bzw. Installationsphase in der Umrüstung und Erweiterung von Infrastrukturen sowie gegebenenfalls der Erweiterung oder des Neubaus der Elektrolyseuranlage. In letztgenanntem könnten dauerhafte Arbeitsplätze entstehen – für den Betrieb des Elektrolyseurs ist mit Arbeitsplätzen im einstelligen Bereich zu rechnen. Dies gilt auch für einen H2-Hub. Mehr Arbeitsplätze könnten früher in der Wertschöpfungskette entstehen: in der Produktion der benötigten Erneuerbaren Energien. Um die Arbeitsmarktpotenziale zu heben, ist die Ausbildung, Anziehung und Haltung von Fachkräften für die notwendigen Berufsgruppen (u.a. Ingenieurwesen, Verfahrenstechnik, Elektrochemie) essentiell.

Nutzung der regionalen Schwerpunkte & Strahlkraft

Die Projektidee greift mit der Nutzung der EE-Potenziale in der Region, sowie dem Aufbau auf die bestehenden H2-Schienenprojekte und zugehörigen Akteure zwei Kernpotenziale der Region auf.

Mit der Erweiterung des H2-Schienenprojektportfolios könnte sich die Region ihre Vorreiterrolle in diesem H2-Anwendungsbereich ausbauen. Das Projekt hat durch seinen innovativen Charakter zudem Strahlkraft über die Region hinaus – die Erfahrungen sind relevant für Schienenvorhaben in ganz Deutschland und darüber hinaus.

Einordnung in den Förderkontext

Das skizzierte Projekt baut auf dem Forschungsprojekt H2Rail.Prignitz auf, das aus Mitteln des Bundeshaushalts gefördert wird. An einer weiteren Förderung für ein Demonstrationsprojekt wird hier schon gearbeitet. Dies sollte aktiv von der regionalen Verwaltung unterstützt werden. Neben der bestehenden Förderung aus dem Bundeshaushalt, sind für das skizzierte Projekt vor allem zwei Förderprogramme relevant: Erstens, die „Förderrichtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Schienenverkehr“. Diese fördert Investitionsmehrausgaben für die Umrüstung auf H2-Antriebe und die notwendige

Tankinfrastruktur, sowie den Bau von Elektrolyseanlagen und die Erstellung von Machbarkeitsstudien. Zweitens, ist das Förderprogramm für „Busse mit alternativen Antrieben“ wichtig. Es fördert Investitionsmehrausgaben zur Beschaffung von Bussen und nicht-öffentlicher Tankinfrastruktur.

Über diese bestehenden Förderprogramme hinaus wurde in der Brandenburger Wasserstoffstrategie als eine Maßnahme die Schaffung von klimaneutralen Industriegebieten als Keimzellen für grünen Wasserstoff zu entwickeln (MWAE 2021a). Hieraus könnten sich zukünftige Fördermöglichkeiten ergeben und sollten aktiv bei den zuständigen Stellen angefragt werden.

BMVI: „Förderrichtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Schienenverkehr“

- Zeitfenster: momentan kein aktiver Förderaufruf, Programm läuft bis 31.12.2024
- Fokus: Reduktion der Mehrausgaben bei Fahrzeug- und Infrastrukturanschaffung
- Förderfähig: Anschaffung von Schienenfahrzeugen, Beschaffung notwendiger Tankinfrastruktur, Bau von Elektrolyseanlagen, Machbarkeitsstudien

BMDV: „Busse mit alternativen Antrieben“

- Zeitfenster: momentan aktiver Förderaufruf bis 15.07.2022, Programm läuft bis 31.12.2025
- Fokus: Reduktion der Mehrausgaben bei Fahrzeug- und Infrastrukturanschaffung
- Förderfähig: Anschaffung von Nutzfahrzeugen, Beschaffung notwendiger nichtöffentlicher Tankinfrastruktur

Die folgende Abbildung zeigt eine beispielhafte Zeitschiene, wie die Projektskizze im Rahmen des Förderprogramms „Reallabore der Energiewende“ zeitlich weiterentwickelt werden könnte:

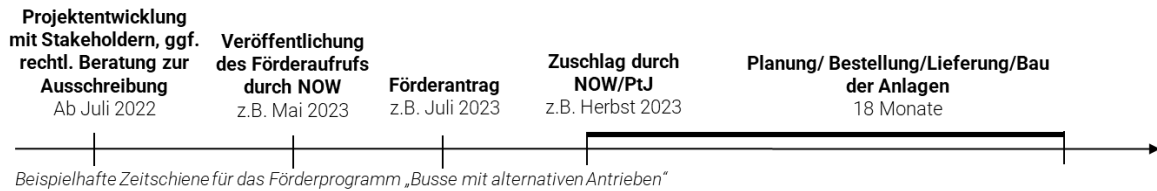


Abbildung 23: Beispielhafte Zeitschiene ab Juli 2022 für die Weiterentwicklung der Projektskizze H2-Hub für ländliche Mobilität

Nächste Schritte

Die nächsten Schritte zur Weiterentwicklung dieser Projektskizze sind:

- Bestimmung und Kommunikation einer zentralen Ansprechperson (z.B. bei einem Landkreis) für die weitere Vernetzung
- Vertiefende Gespräche mit Bus-Unternehmen aus der Region, die ihre Flotte potenziell auf grünen Wasserstoff umstellen könnten
- Vertiefende Gespräche mit den Akteuren der bereits bestehenden Schienenprojekte, um Anknüpfungspunkte (zeitlich, Projektinhalte) und Anschluss an Fördermöglichkeiten abzustimmen
- Auf Basis der Gespräche Konkretisierung der Projektskizze anhand dieser Informationen
- Orientierende Gespräche mit potenziellen Fördermittelgebern anhand der weiterführenden Projektskizze
- Orientierende Gespräche auf Basis der Projektskizzen mit potenziellen Betreibern (EE/H2) zur Erörterung notwendiger Rahmenbedingungen für ausreichendes Marktinteresse

7.3 Startprojekt 3: Elektrolyse als chemischer Stromspeicher

Bei der sogenannten Rückverstromung wird Strom aus Erneuerbaren Energien mittels Elektrolyse als Wasserstoff gespeichert - entweder flüssig, meist aber gasförmig in Drucktanks. Wenn Erneuerbare Energien den Strombedarf nicht abdecken können, kann die im Wasserstoff gespeicherte Energie bspw. mit Hilfe einer Brennstoffzelle in Strom umgewandelt, und zurück ins Stromnetz eingespeist werden. Dadurch werden beispielsweise Windflauten ausgeglichen, oder bewölkte Perioden in den keine Energie von Photovoltaikanlagen eingespeist wird. Aufgrund der Fluktuation von erneuerbarer Stromerzeugung haben Speicher und Rückverstromungsmöglichkeiten einen enormen Stellenwert bei der Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern.

Bei der Rückverstromung mit Wasserstoff wird auch ein großer Anteil der Energie in Wärme umgewandelt und steht somit nicht für die Wiedereinspeisung zur Verfügung. Die Rückverstromung liegt bei rd. 36 Prozent Gesamtwirkungsgrad⁷⁶. Daher ist es wichtig die entstehende Abwärme zu nutzen, um den Gesamtwirkungsgrad zu erhöhen. Das sollte bei der Wahl des Standortes berücksichtigt werden.

Vorhabensbeschreibung

Ziel

Das Ziel dieses Startprojekts ist es, einen chemischen Langzeit-Stromspeicher zu realisieren, indem die Wasserstoffherzeugung aus Erneuerbaren Energien mit H₂-Speichern und Brennstoffzellen zur Rückverstromung kombiniert wird.

Auf diese Weise kann zwischengespeicherte Erneuerbare Energie den Strombedarf in Zeiten decken, in denen durch Wind- und PV-Anlagen nicht genügend Strom erzeugt wird. Die Erzeugung aus fossilen Kraftwerken wird in den Zeiten verdrängt und entsprechend werden

⁷⁶ Die Elektrolyse und Speicherung erfolgt mit einem auf den Heizwert bezogenem Wirkungsgrad von ca. 60%⁷⁶. Die Rückverstromung in der (Polymerelektrolyt-) Brennstoffzelle erfolgt mit einem heizwertbezogenen Wirkungsgrad von ca. 60 % (U.S. Department of Energy 2015)

CO₂-Emissionen vermieden. Darüber hinaus kann ein Teil des Wasserstoffs bspw. für Mobilitätsanwendungen verkauft werden, womit flexibel, je nach Bedarf, zwei Märkte bedient werden können: der Wasserstoffmarkt und der Strommarkt

Lage

Ein Stromspeicher ist dort sinnvoll, wo Engpässe im Stromnetz auftreten, da der erzeugte Strom mit Hilfe des Stromspeichers dann erst in das Stromnetz eingespeist wird, wenn die EE-Anlagen keinen oder nur wenig Strom erzeugen und somit das Stromnetz durch die vergleichmäßigte Einspeisung entlastet wird. Dies ist im Norden von Prignitz

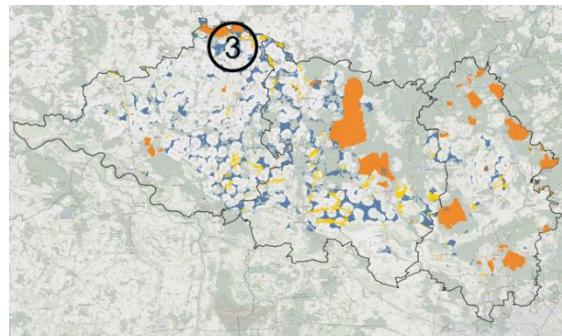


Abbildung 24: Lage Startprojekt 3 (beispielhaft)

der Fall, wobei auch andere Standorte in der Region dafür in Frage kommen. Sowohl bei der Elektrolyse, als auch bei der Rückverstromung fällt Abwärme an, daher ist es insbesondere bei der Rückverstromung sinnvoll, diese bspw. für die (Teil-) Versorgung eines Fernwärmenetzes zu nutzen, bspw. der Fernwärmeversorgung von Pritzwalk.

Kernelemente des Vorhabens

Die Auslegungsparameter und Ergebnisse für das Projekt chemischer Stromspeicher sind in Tabelle 23 aufgeführt.

Als Ausgangspunkt wurde eine Elektrolyseleistung von 5 MW angenommen. Die Leistung der EE-Anlagen und der Brennstoffzelle wurden in Relation dazu so gewählt, dass die Investitionskosten und Volllaststunden sich in einer sinnvollen Größenordnung ergeben, wobei diesbezüglich in einem nächsten Planungsschritt sicherlich noch Optimierungspotenzial besteht. Der Wasserstoffspeicher wurde als Wochenspeicher berücksichtigt und fasst somit ein 52-zigstel der erzeugten H₂-Jahresmenge als Kapazität, um neben Sonnenzyklen (Tagesspeicher) auch Windzyklen bedienen zu können. Die Abschätzung der Investitionskosten ist indikativ und müsste ebenso in einem nächsten Planungsschritt durch Angebote detaillierter aufgestellt werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass mit 10 MW installierter Leistung an Windkraftanlagen rd. 16 GWh pro Jahr elektrische Energie von Elektrolyseuren aufgenommen werden kann. Daraus ergeben sich in etwa 290 t grüner Wasserstoff pro Jahr. Wird dieser gänzlich rückverstromt, können 5,8 GWh / a Strom aus fossilen Kraftwerken ersetzt werden, oder bei einer Rückverstromung von nur 50 Prozent können ca. 660.000 Liter Dieselkraftstoff durch 145 t Wasserstoff ersetzt werden. Wird die Abwärme der elektrochemischen Verfahren genutzt, können (konservativ betrachtet, d.h. mindestens) 4 bis 5 GWh konventionelle Fernwärme ersetzt werden. Die Investitionskosten für die Windkraftanlagen (10 MW), die Elektrolyse (5 MW), H₂-Speicherung (10.000 kg) und das Brennstoffzellensystem (5 MW) werden auf ca. 35 Mio. € geschätzt

Stakeholder

Für die Umsetzung eines chemischen Stromspeichers sind verschiedene Akteure notwendig. Am Anfang der Wertschöpfungskette stehen Erzeuger von Erneuerbaren Energien, die die grundlegende Versorgung der Anlage mit Energie sichern. Hierfür sind Akteure wie Greenwind Energy oder Voss Energy mögliche Akteure.

Als nächster Schritt folgt die Elektrolyse und Speicherung. Auch Unternehmen die Erfahrung in der Speicherung von Gasen in Drucktanks haben, können hier mit eingebunden werden. Dieselben Akteure können auch bei der Umsetzung von Wasserstoff in elektrische Energie herangezogen werden.

Um geeignete Standorte zu ermitteln sind außerdem die Netzbetreiber notwendig wie E.DIS, WEMAG AG Netz GmbH und die Stadtwerke Pritzwalk GmbH. Für die Wasserversorgung und gegebenenfalls auch die Nutzung der Abwärme sind die lokalen Stadtwerke und Wärmeversorgungsunternehmen wie GASAG und PVU nötig.

Wirtschaftlichkeit und Einordnung in den aktuellen Kontext

Die Stromgestehungskosten von Solarenergie lagen 2021 bei 70 €/MWh und von Windkraft bei 61 €/MWh (Fraunhofer ISE 2021a). Wenn Windstrom mit einem Wirkungsgrad von 36 Prozent des Elektrolyse-Speicher-Brennstoffzellensystem wieder rückverstromt wird,

betragen die Stromkosten des erzeugten Stromes demnach ca. 170 €/MWh (= 61 €/MWh / 0,36). In einer Studie aus dem Jahr 2018 wurden die Stromgestehungskosten für die Rückverstromung von Wasserstoff mit 180 bis 220 €/MWh angegeben (Welder u. a. 2018). In Abbildung 25 sind die Großhandelspreise für Strom an der Strombörse EPEX für die Jahre 2019 bis 2021 als geordnete Jahresdauerlinie (der Höhe nach absteigend sortiert) dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die hohen Erdgaspreise, die ab Mitte 2021 zu verzeichnen waren zusammen mit steigende Preise für CO₂-Zertifikate entsprechend auch die Strompreise in die Höhe getrieben haben. Im Jahr 2021 lag der Strompreis erstmals in ca. 810 Stunden oder 9 Prozent des Jahres über 200 €/MWh - ein Preisniveau, bei dem sich die Rückverstromung gegenüber fossilen Kraftwerken durchsetzen würde. Vor dem aktuellen Hintergrund der gewünschten Unabhängigkeit von Gasimporten und der hohen Kosten gewinnt die Wasserstoffherzeugung aus EE, Langzeitspeicherung und Rückverstromung an Interesse.

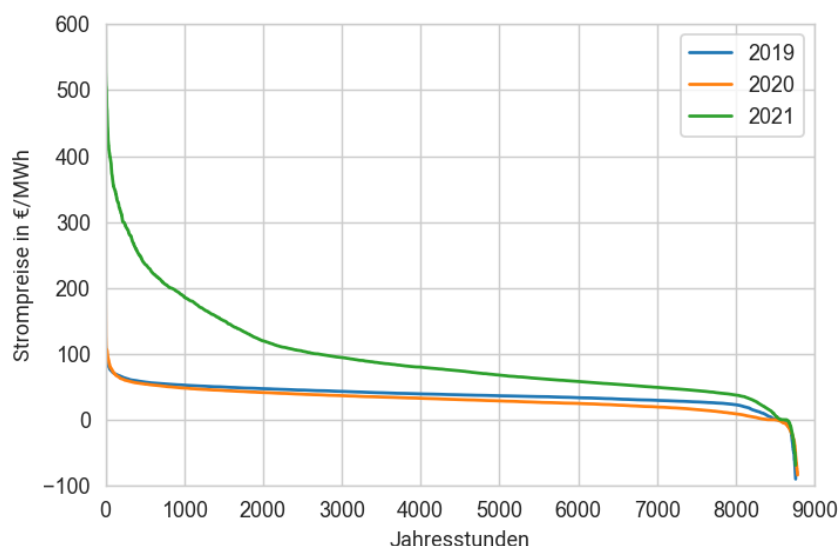


Abbildung 25: Geordnete Jahresdauerlinie der Großhandelsstrompreise für die Jahre 2019 bis 2021 (Eigene Darstellung auf Basis der Day-Ahead Strompreise an der EPEX SPOT)

Regionale Potenziale

Das Projekt chemischer Stromspeicher schließt an die hohen Potenziale Erneuerbarer Energien der Region an, hilft bei deren (Netz-) Integration und sorgt damit für eine stärkere lokale Nutzung Erneuerbarer Energien vor Ort. Darüber hinaus kann ein Teil des Wasserstoffs bspw. für Mobilitätszwecke und die Abwärme für den Gebäudesektor genutzt werden, sofern eine Einbindung in ein Fernwärmenetz gelingt, s. vorherigen Abschnitts.

Arbeitsmarkteffekte

Potenziale für regionale Arbeitsmarkteffekte sind in der Wasserstoffwirtschaft abhängig von den genauen Projektelementen und Akteuren. Die für den chemischen Stromspeicher skizzierten Projektelemente beinhalten vor allem Potenziale für temporäre Arbeitsmarkteffekte in der Planungs- und Bauphase des Elektrolyseurs und Speichers. Neben den temporären können dort auch dauerhafte Arbeitsplätze entstehen –für den Betrieb des Elektrolyseurs ist mit Arbeitsplätzen im einstelligen Bereich zu rechnen. Dies gilt auch für den Speicher. Mehr Arbeitsplätze könnten früher in der Wertschöpfungskette entstehen: in der Produktion der benötigten Erneuerbaren Energien. Um die Arbeitsmarktpotenziale zu heben, ist die Ausbildung, Anziehung und Haltung von Fachkräften für die notwendigen Berufsgruppen (u.a. Ingenieurwesen, Verfahrenstechnik, Elektrochemie) essentiell.

Tabelle 23: Szenarien und Ergebnisse des Projektes chemischer Stromspeicher

Beispielanlage			
	Beispiel 1	Beispiel 2	Beispiel 3
EE-Anlagen			
Installierte EE-Anlagen	10 MW WKA		
Elektrolyseur			
Elektrolyseur	5 MW mit 3.200 Volllaststunden (VLH)		
Menge H2	290 t/Jahr (9,7 GWh/Jahr)		
EE-Bedarf	16,2 GWh/Jahr		
Brennstoffzelle			
Brennstoffzelle	5 MW (1.168 VLH)	3 MW (1.950 VLH)	3 MW (975 VLH)
Rückverstromung	100% des Wasserstoffs: 5,8 GWh		50% des Wasserstoffes: 2,9 GWh
Abwärme	5,2 GWh / Jahr (ca. 325 Haushalte)		4,2 GWh / Jahr
Ersatz von	H2: Kohle- und Gasturbinen-Kraftwerken, Abwärme: KWK-Anlagen in d. Fernwärme		H2: 50% Kraftwerke 50% Dieselfahrzeuge, Abwärme: KWK-Anlagen in d. Fernwärme
Eingespartes CO2	3.000 bis 6.000 t pro Jahr ⁷⁷		3400 – 4900 t pro Jahr ⁷⁸
Gesamte Anlagenkombination			
Geschätzte Investitionen Anlage⁷⁹	Ca. 35 Mio. € (davon 16 Mio. € für d. EE-Anlagen)	Ca. 32,5 Mio. € (davon 16 Mio. € für d. EE-Anlagen)	

⁷⁷ Annahmen 2.000 t / Jahr Strom (GuD-KW), 3.000 t / Jahr Strom (GT-KW), 5.000 t / Jahr Strom (Kohle-KW) und ggf. 940 t/Jahr Abwärme i. d. Fernwärme

⁷⁸ 1.000 bis 2.500 t/Jahr bei Kraftwerken, und 1.730 t/Jahr bei Dieselfahrzeugen und ggf. 760 t/Jahr Abwärme i. d. Fernwärme

⁷⁹ Ohne Anbindung ans Fernwärmenetz.

Dekarbonisierungspotenzial

Dieses Projekt hat das Potenzial die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken durch Erneuerbare Energien zu ersetzen, Wasserstoff für bspw. den Verkehrssektor zu erzeugen und zusätzlich die dabei entstehende Abwärme durch Einbindung in die Fernwärme im Gebäudesektor zu integrieren. Für die betrachtete Größenordnung (10 MW WKA, 5 MW Elektrolyse, 3 bis 5 MW Brennstoffzelle) lassen sich durch 100 Prozent Rückverstromung 5,8 GWh Strom ausspeichern. Würden diese gänzlich Kohlekraftwerke ersetzen, ergäben sich CO₂-Einsparungen von rd. 5.000 t pro Jahr. Beim Ersatz von Gasturbinen-Kraftwerken wären es 3.000 t pro Jahr und bei Gas- und Dampfkraftwerken 2.000 t pro Jahr. Die Abwärmenutzung in der Fernwärme und Verdrängung von KWK-Anlagen könnte weitere knapp 1.000 t pro Jahr CO₂-Einsparungen einbringen.

Somit betragen die CO₂-Einsparungen nach Vollzug des Kohleausstiegs zwischen 2.000 t / a und 4.000 t / a, je nachdem, welche Kraftwerke verdrängt werden und ob die Abwärme genutzt wird oder nicht. Auch eine Teilnutzung des Wasserstoffs im Mobilitätssektor führt mit 2.700 t / a bis 4.000 t / a zu ähnlichen Reduktionen der CO₂-Emissionen.

Einordnung in den Förderkontext

Für den Ausbau von Speichertechnologien soll in Zukunft Förderung bereitgestellt werden. Im von der Bundesregierung vorgestellten Osterpaket ist explizit von einer Förderung für Konzepte, die „die Speicherung in Wasserstoff und Rückverstromung in der Praxis zu erproben“ (Quelle: Überblickspapier Osterpaket). Dies soll im Rahmen der Innovationsausschreibung geschehen (BNetzA 2021a). Auch die Förderung über das Reallabor ist für Rückverstromung möglich. Für die Nutzung der Abwärme kann Förderung über die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze beantragt werden.

Für die Innovationsausschreibung sind die genauen Kriterien noch nicht veröffentlicht (Stand Juni 2022). In der Regel bewerben sich bei der Innovationsausschreibung vor allem EE-Anlagenbetreibende. Oft waren dies bisher keine regional ansässigen Unternehmen⁸⁰.

Beispielhaft wird in Folgenden eine Zeitschiene dargestellt, wie die Projektskizze weiterentwickelt werden könnte um schnellstmöglich das Projekt „chemischer Stromspeicher“ mit Förderhilfen umzusetzen:



Abbildung 26: Beispielhafte Zeitschiene für die Weiterentwicklung der Projektskizze Elektrolyse als chemischer Stromspeicher

Schritte zur Realisierung

Die nächsten Schritte zur Weiterentwicklung dieser Projektskizze sind:

- Verfolgung der konkreten Ausgestaltung der Fördermaßnahmen – Informationsbereitstellung für interessierte regionale Akteure
- Ansprache von regional ansässigen EE-Anlagenbetreibenden, ob sie an dieser Ausschreibung teilnehmen werden
- Ansprache von Stadtwerken, ob und in welchem Rahmen Interesse an Beteiligung und / oder Einbindung der Abwärme in die Fernwärme besteht
- Evaluation von Synergien solcher Speicherprojekte über das Stromsystem hinaus

⁸⁰ In Ostprignitz-Ruppin hat beispielsweise Green Invest 3000 EnnaX Einunddreißigste UG im August 2021 einen Zuschlag für PV und Speicher als Anlagenkombination erhalten (BNetzA 2021b). Im September 2020 erhielten in Oberhavel ENERPARC Solar Invest 183 GmbH, in Ostprignitz-Ruppin die Unternehmen juwi Wind Germany 206 GmbH & Co. KG, NaturStromQuelle Fünf GmbH & Co. KG sowie Parabel 107 GmbH & Co. KG den Zuschlag für eine Förderung (BNetzA 2020).

8. Fazit und Ausblick

Ziel dieser Studie war die Potenzialermittlung für eine H₂-Wirtschaft in der Region Prignitz-Oberhavel. Die Region zeichnet sich insbesondere durch hohe **Erzeugungspotenziale** für grünen Wasserstoff aus. Bis zum Jahr 2030 können zwischen 3.000 und 9.000 Tonnen grüner Wasserstoff regional produziert werden. Bis 2045 wird ein weiterer Hochlauf erwartet, sodass bis dahin zwischen 11.000 und 78.000 Tonnen Wasserstoff regional produziert werden könnten. Grund hierfür sind die heutigen und zu erwartenden zukünftigen Potenziale, die sich durch Erneuerbare Energien ergeben.

Die regionalen **Anwendungspotenziale** wurden in den drei Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude betrachtet. Es zeigte sich, dass die industrielle Nutzung von Wasserstoff regional derzeit ein mittleres Potenzial hat. Als möglicher Nutzungspfad wurde der Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff, z.B. zur Erzeugung von Prozesswärme, betrachtet. Mit 9.000 Tonnen (300 GWh) grünem Wasserstoff pro Jahr ließe sich der gesamte industrielle Gasbedarf der Region ersetzen. Um diese Potenziale langfristig zu heben, braucht es jedoch die Aktivierung von Stakeholdern – z.B. durch das Startprojekt Klimaneutrale Industrie am Autobahndreieck Wittstock-Dosse.

Im Verkehrssektor wird ein mittleres bis hohes H₂-Nutzungspotenzial gesehen. Hier kann eine planbare Abnahme des Wasserstoffs im Bereich des Schienen- und Busverkehrs bereits kurzfristig zum Hochlauf der H₂-Wirtschaft beitragen. Im Jahr 2030 könnten mit dem Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zwischen 13 und 40 Millionen Liter Diesel eingespart werden.

Im Sektor Gebäude werden die Nutzungspotenziale für Wasserstoff als Brennstoff als gering bewertet, da Niedrigtemperaturwärme effizienter über Wärmepumpen gewonnen werden kann. Allerdings könnte die Nutzung der Elektrolyseurabwärme zur klimaneutralen Wärmeversorgung beitragen, indem sie fossile Fernwärme ersetzt. Bis 2030 könnten zwischen 32 und 100 GWh Abwärme aus Elektrolyseuren zur Verfügung stehen.

Zwei Sektoren wurden in dieser Potenzialstudie nur am Rande betrachtet: die **Land- und die Energiewirtschaft**. Die Landwirtschaft hat regional eine große Bedeutung. Sowohl bei der

H₂-Erzeugung (z.B. durch EE-Flächen sowie Nutzung von Agri-PV) als auch im Bereich der H₂-Anwendung (z.B. in landwirtschaftlichen Maschinen) könnten in diesem Sektor weitere Potenziale entstehen. In der Energiewirtschaft wird Wasserstoff beim Bedarf nach Speicheroptionen für erneuerbaren Strom ebenfalls eine wichtige Rolle spielen. Diese Sektoren sollten bei zukünftigen Betrachtungen miteingeschlossen werden.

Es wurde gezeigt, dass grüner Wasserstoff in den betrachteten Sektoren Treibhausgasemissionen senken kann. Durch die Nutzung von Wasserstoff können bis zum Jahr **2030 etwa 1,5 bis vier Prozent** der regionalen Emissionen⁸¹ reduziert werden. Das zeigt, dass Wasserstoff einen Beitrag zu den Klimazielen leisten kann, dass jedoch in Bezug auf die Dekarbonisierung die direkte Stromnutzung – gerade in der kurzen Frist – immens wichtig ist. Deshalb sollte der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft immer Hand in Hand mit einem verstärkten Strom-Netzausbau und der direkten Nutzung von Strom (z.B. durch E-Mobilität und Wärmepumpen) einhergehen.

Grüner Wasserstoff kann regional zu Gewinnen führen – tut dies allerdings nicht automatisch. Zur Realisierung braucht es eine regionale **Strategie und Zielstellung zum Thema Wasserstoff**. Darin sollten Rahmenbedingungen für die Wasserstoffherzeugung gesteckt und regionale Hemmnisse adressiert werden. Damit die Bürger*innen in der Region tatsächlich von der Wasserstoffherzeugung und den dafür notwendigen EE-Anlagen profitieren, sollten finanzielle Beteiligungsmodelle angestrebt und beworben werden. Bürger*innen können außerdem aktiv in Standortentscheidungen mit einbezogen werden.

Damit die **Wasserressourcen** der Region geschont werden, sollten zukünftig auch weitere Herstellungsverfahren für Wasserstoff geprüft werden. Beispielsweise könnte mit Hilfe von Plasma-Elektrolyse-Verfahren Wasserstoff aus Schmutzwasser oder Abfallstoffen, z.B. alten Rotorblättern von Windkraftanlagen, gewonnen werden (Graforce 2020; Jendrischik 2021).

⁸¹ In Bezug auf 2018.

In der Hochlaufphase der Wasserstoffwirtschaft spielt außerdem die **Vernetzung der Akteure** eine wichtige Rolle. Regionale Akteure haben prinzipiell Interesse an dem Thema, auch wenn es bei vielen noch keine konkreten Projekte gibt. Durch das aktive Bereitstellen von Informationen und Beratungsangeboten können weitere Akteure miteinbezogen und Potenziale konkretisiert werden. Die Kooperationsplattform „Koop Brandenburg“⁸² sowie der „H2-Marktplatz Berlin-Brandenburg“⁸³ können dabei helfen und auch überregionale Vernetzung ermöglichen.

Schlussendlich sollten die in dieser Studie entwickelten Projektideen in **konkrete Projektskizzen** überführt werden. Durch eine zügige Umsetzung können Förder- und Innovationsprojekte in die Region gebracht werden. Außerdem sollten die Maßnahmen überregional abgestimmt werden und in die übergeordneten Strategien, z.B. die Wasserstoffstrategie des MWAE sowie den Klimaplan Brandenburg⁸⁴, eingebettet werden.

⁸² Zu finden unter: <https://koop-bb.de/public/>

⁸³ Zu finden unter: <https://www.localiser.de/wasserstoff-infrastruktur-planen>

⁸⁴ Dieser wird derzeit noch erstellt (Stand Juni 2022)

9. Anhang

9.1 Farbenlehre Wasserstoff

Wasserstoff wird sowohl national als auch international als ein Schlüsselement für eine erfolgreiche Energiewende gesehen (BMW 2020a; Europäische Kommission 2020). Neben seiner zukünftigen Rolle in der Sektorenkopplung wird Wasserstoff heute schon in vielen industriellen Prozessen eingesetzt (IKEM 2020). Dabei ist zu unterscheiden, dass der in der Industrie bereits eingesetzte Wasserstoff häufig sogenannter grauer Wasserstoff ist, während das zentrale Element der Energiewende grüner Wasserstoff ist. Von den circa 55 TWh Wasserstoff, die pro Jahr in Deutschland verbraucht werden, sind 93 Prozent grauer Wasserstoff (BMW 2020a; Europäische Kommission 2020).

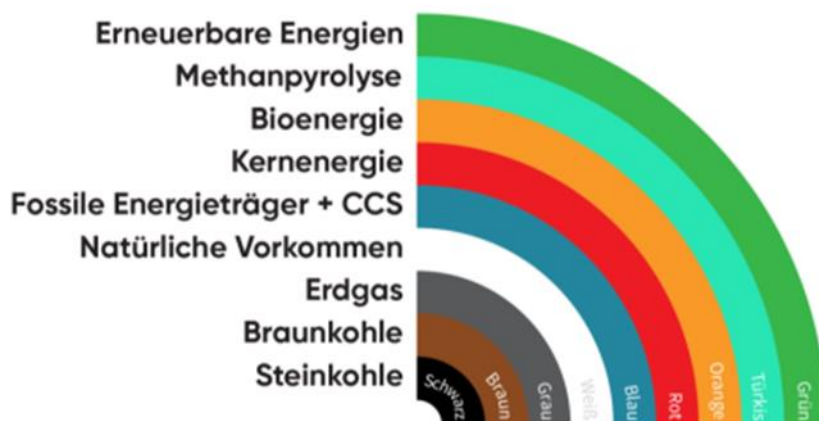


Abbildung 27: Wasserstoff-Regenbogen (Hornig et al., 2020)

Um zwischen genutzten Verfahren und Ressourcen zur Gewinnung des Wasserstoffs zu unterscheiden, wird von den folgenden Farben gesprochen:

- **Grauer Wasserstoff**, der heutzutage den größten Teil des in Deutschland genutzten Wasserstoffs ausmacht, wird durch Dampfreformierung von Erdgas hergestellt. Auch hier fallen klimaschädliche Treibhausgasemissionen an. Auch diesem Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff wird ein hohes 'Technology Readiness Level' von 8-9 zugeschrieben, was einem fertig entwickeltem, einsatzbereitem System entspricht (Hebling u. a. 2019; Plankenbühler u. a. 2021). Wird Wasserstoff aus Braunkohle

hergestellt, wird er als **brauner Wasserstoff** bezeichnet. Wasserstoff aus Steinkohle ist **schwarzer Wasserstoff**.

- Wenn man die Herstellungsverfahren für schwarzen, braunen oder grauen Wasserstoff, um den Prozess der Kohlenstoffabscheidung und -speicherung bzw. -nutzung (CCS bzw. CCU⁸⁵) erweitert, spricht man von **blauem Wasserstoff**. Da die Abscheidung aber nicht 100 Prozent effektiv ist und somit weiterhin Teile der Treibhausgase entweichen, spricht man hier von einem „kohlenstoffarmen“ Verfahren. Außerdem sind die Langzeitfolgen der Speicherung noch nicht absehbar, und ein Versagen der Speicher könnte zu einem Entweichen der Kohlenstoffgase führen (IKEM 2020).
- Darüber hinaus gibt es **türkisen Wasserstoff**, der durch Pyrolyse aus Methan hergestellt wird. Hier entsteht neben dem Wasserstoff fester Kohlenstoff, was eine Speicherung erleichtert im Gegensatz zu den aufwendigen Abscheidungsverfahren bei blauem Wasserstoff (IKEM 2020; Plankenbühler u. a. 2021).
- Ein weiteres Verfahren zur Wasserstoffherstellung ist die Elektrolyse. Hier wird Wasser durch das Anlegen einer Spannung in Wasserstoff und Sauerstoff. Hier fallen keine Kohlenstoffe als Nebenprodukt an. Wasserstoff aus Elektrolyse mit Strom aus Bioenergie, also zum Beispiel einem Biomassekraftwerk, wird als **orangener Wasserstoff** klassifiziert. Hier fällt zwar bei der Stromherstellung CO₂ an, allerdings wurde dieser vorher von den Pflanzen aus der Luft gebunden, damit handelt es sich nicht um zusätzliche Emissionen, wie etwas bei der Vergasung von Kohle. Durch den großen Flächenbedarf für den Anbau der Biomasse ist die Anwendung dieses Verfahrens jedoch eingeschränkt (IKEM 2020).
- Wenn der Strom für die Elektrolyse aus Erneuerbaren Energien, wie Wind und Sonne generiert wird, spricht man von **grünem Wasserstoff**. Es fallen keine schädliche Neben- oder Abfallprodukte an (IKEM 2020).

⁸⁵ Carbon Capture and Storage (CCS), Carbon Capture and Usage (CCU)

9.2 Steckbriefe der Wasserstoffstrategien der EU, des Bundes und des Landes Brandenburg

EU-Strategien

The European Green Deal

Der European Green Deal ist die Wachstumsstrategie der EU, um gerecht und wohlhabend im Jahr 2050 netto keine Treibhausgase mehr zu emittieren und das Wirtschaftswachstum vom Ressourcenverbrauch unabhängig zu machen.

Es handelt sich dabei um eine übergeordnete Strategie, die den Rahmen für mehrere sektorspezifische Zielsetzungen und Strategien gibt. Die Themengebiete reichen von der Stromerzeugung, über Mobilität bis zur Biodiversität. Die Strategie zum Bereich Wasserstoff wird im nächsten Abschnitt ausführlicher zusammengefasst. Im folgenden finden Sie eine grobe Übersicht der anderen Themenbereiche:

<p><u>Klima</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Reduktion von THG Emissionen: 2050 netto Null, 2030 50-55 Prozent Reduktion verglichen mit 1990 • Prüfung aller EU Regularien und Gesetze auf Vereinbarkeit mit den gesetzten Reduktionszielen 	<p><u>Saubere Energie</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 800 Mrd € Investment in Offshore Energieproduktion, von heute 12GW Windkraft auf See zu 300GW im Jahr 2050 ○ Bessere Integration der EU-Energiesysteme auch durch Überarbeitung der Trans-Europa Energientzwerke (TEN-E) zur Anpassung an erhöhten EE-Anteil
<p><u>Nachhaltige Industrie</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Entwicklung zu einer Kreislaufwirtschaft durch langlebigere Produkte 	<p><u>Gebäude</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Mehr Renovierungen, um Energieeffizienz von Gebäuden zu steigern ○ Mögliche Aufnahme des Gebäudesektors in den Emissionshandel (EU ETS)

<p><u>Nachhaltige Mobilität</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Reduktion der Emission im Verkehrssektor um 90 Prozent bis 2050 gegenüber 1990 ○ Reduktion der erlaubten Emissionen für Pkw-Neuwagen in der EU 	<p><u>Eliminierung von Umweltverschmutzung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Fokus auf: Verschmutzung durch Chemikalien; Verschmutzung in Wasser, Luft und Boden; Anpassung der Regularien für die Industrie; Anpassung der Regularien zum Schutz der Ozonschicht
<p><u>Landwirtschaft und Lebensmittelsystem (Farm-to-Fork)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Fokus auf: Reduktion von Abfall; Transformation der Herstellung, Verarbeitung, Verkauf, Verpackung und Transport von Lebensmitteln ○ Vermeidung von Methanemissionen 	<p><u>Erhaltung der Biodiversität</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ●Wiederherstellung der Wälder, Böden, Auen und Schaffung von Grünflächen in Städten
<p><u>Forschung und Entwicklung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ●35 Prozent des EU Horizon Europe Förderprogramms zur Erfüllung der Klimaziele 	<p><u>Verhinderung von CO2-Verlagerung (carbon leakage)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ●Erarbeitung eines CO2-Grenzausgleichsystems, um Industrie vor Mehrausgaben für Klimaanpassungen zu schützen im Vergleich zur weltweiten Konkurrenz (Carbon Border Adjustment Mechanism)

The European Hydrogen Strategy

Die European Hydrogen Strategy ruft Ziele für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff in der EU aus und zeigt Maßnahmen auf, die dazu führen sollen, dass die Ziele erreicht werden. Die Hauptziele beziehen sich auf die Elektrolyseleistung, also wie viel grüner Wasserstoff in der EU selbst produziert werden können soll. Bis 2024 sollen dies mindestens 6GW sein und bis 2030 dann schon 40GW Elektrolyseleistung. Diese

Elektrolyseure sollen mit grünem Strom hauptsächlich aus Wind- und Solarenergie betrieben werden.

Die Strategie ist in drei Phasen aufgeteilt:

- 2020 – 2025:
 - Dekarbonisierung von Prozessen, die schon H2 nutzen und anderen Industrieverfahren, sowie ÖPNV Busse
 - Große Elektrolyseure (bis 100MW) neben Nachfragezentren (Stahl, Chemie, Raffinerien) & kleinere für H2-Tankstellen
 - Elektrolyseure sollen aus lokalem Strom produziert werden
- 2025 – 2030:
 - H2 zur Speicherung von EE
 - Aufbau von H2-Transport Infrastruktur
- Ab 2030:
 - H2 für alle schwer zu dekarbonisierenden Sektoren (z.B. Luftverkehr und Schifffahrt)

Zur Erreichung dieser Ziele soll eine öffentlich-private Allianz zur Identifikation von investitionswürdigen Projekten gegründet werden.

Außerdem werden einige Unterstützungsideen und Förderprogramme angekündigt: aus dem Europäischen Emissionshandel sollen 10 Mrd. € für Dekarbonisierungstechnologien genutzt werden, der Emissionshandel soll auch ausgeweitet werden und bei der nächsten Revision soll darauf geachtet werden, dass grüner Wasserstoff explizit bevorteilt wird. Daneben soll es falls nötig auch ein CO2-Grenzausgleichssystem geben, das die Unterschiede der Klimaziele weltweit ausgleichen soll, damit Firmen aus der EU nicht durch strengere Regeln benachteiligt werden. Auch Differenzverträge (Carbon Contracts for Difference CCfD) sind möglich, also Verträge, die einen gewissen Preis auf Emissionen garantieren, um so Risiken für langfristige Projekte zu minimieren. Generell, soll es Herkunftszertifikate für grünen Wasserstoff geben, die einen einheitlichen Handel in der EU ermöglichen sollen.

REPowerEU

Der REPowerEU Plan wurde am 18. Mai 2022 von der EU Kommission als Antwort auf die volatilen Entwicklungen an den Energiemärkten aufgrund des russischen Krieges in der Ukraine veröffentlicht. Mit dem Plan soll die Abhängigkeit der EU von aus Russland importierten fossilen Brennstoffen verringert werden. Im Bezug auf Wasserstoff sind die wichtigsten Aspekte des Plans:

- Schaffung der EU Energy Platform, einem Mechanismus, um gemeinsame Einkäufe von u.a. Wasserstoff zu erleichtern und so den Teilnehmenden günstigere Preise zu ermöglichen
- Schaffung einer Planungs- und Förderfazilität, um Investitionen in u.a. Wasserstoffprojekte zu koordinieren
- Setzung des Ziels von 10 Mio t in der EU produziertem grünem Wasserstoff bis 2030

Für mehr Informationen siehe:

- (Europäische Kommission 2019)
- (NortonRoseFulbright 2021b)
- (Europäische Kommission 2020)
- (Europäische Kommission 2022a)
- (Europäische Kommission 2022c)
- (Watson Farley & Williams o. J.)

Wasserstoffstrategie des Bundes

Deutschland hat im Juni 2020 als eines der ersten Länder weltweit und vor der EU eine nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet. Die neue Bundesregierung aus SPD, Grünen und FDP hat manche Ziele schon erhöht und allgemein ein Update der Strategie angekündigt, es aber noch nicht vorgelegt.

Die bisherige Strategie ist in zwei Phasen aufgeteilt:

- 2020 – 2023:
 - Nutzung von H₂ in Stahl- und Chemieindustrie, sowie ÖPNV
 - Bestehende Produktion von Grauem Wasserstoff durch grüne ersetzen

- Entwicklung eines deutschen Wasserstoffmarkts
- 2023 – 2030:
 - Import von Wasserstoff
 - Eigene Elektrolyseure mit 10GW Leistung

Allgemein sieht die Wasserstoffstrategie auch einen großen Bedarf an einem verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien, um den Strombedarf aus vermehrter Elektrifizierung und Produktion von grünem Wasserstoff bedienen zu können.

In ihrer Strategie nennt die Regierung mehrere notwendige Schritte, um ihre Ziele zu erreichen:

- Erzeugung:
 - CO₂ Bepreisung; Kooperationsmodelle mit Strom-/Gasnetzbetreibern; Förderung von Elektrolyseure für die Industrie; Rahmenbedingungen schaffen für Offshore Produktion von Energie, Wasserstoff und PtX.
- Verkehr:
 - Einsatz von grünem Wasserstoff bei der Herstellung von Kraftstoffen (z.B. Kerosin); Unterstützung von Investitionen in Wasserstofffahrzeuge; Aufbau einer Tankinfrastruktur für Pkw, Güterverkehr, ÖPNV und Schienenverkehr; Weiterentwicklung der europäischen Wasserstoff Infrastruktur; Aufbau einer Brennstoffzellen Zulieferindustrie; Umsetzung der CVD;
- Industrie:
 - Förderung der Umstellung von konventionellen fossilen Technologien mit prozessbedingten Emissionen auf treibhausgasarme oder treibhausgasneutrale Verfahren in der Industrie; Zuschüsse für den Betrieb von Elektrolyseanlagen (Carbon Contracts for Difference Programm für die Stahl- und Chemieindustrie); Stimulierung der Nachfrage nach klimafreundlichen Grundstoffen (grüner Stahl); Entwicklung von Dekarbonisierungsstrategien mit Stakeholdern für Chemie, Stahl, Logistik und Luftfahrt (Start 2020).
- Wärme:

- Förderung von Brennstoffzellenheizgeräte für Gebäude; Förderung von „Wasserstoff-readiness“ Anlagen zur Wärmeversorgung durch Erneuerbare Energien.
- Infrastruktur:
 - Anpassung und Umrüstung bestehender Strukturen vom Inverkehrbringer bis zum Endverbraucher; Verzahnung von Strom-, Wärme- und Gasinfrastruktur durch Finanzierung und Rahmengestaltung; Ausbau des Wasserstofftankstellennetzes für Straßenverkehr und Schienennetz z.B. durch Gemeindeverkehrsfinanzierung.

Ähnlich wie die EU plant auch die Bundesregierung Differenzverträge für langfristige Großprojekte, wie zum Beispiel die Umstellung der Stahlindustrie von Koks auf Wasserstoff (Energate 2022a).

Für mehr Informationen siehe:

- (BMWi 2020b)
- (Watson Farley & Williams 2021)

Wasserstoffstrategie des Landes Brandenburg

Um die vielen Potenziale für EE, die es in Brandenburg gibt bestmöglich zu nutzen hat auch die Landesregierung eine Wasserstoffstrategie verabschiedet. Neben generellen Festlegungen, wie dem Fokus auf eigener Nutzung und keinem Export des zu produzierenden grünen Wasserstoffs, sowie auf die Sektoren Industrie und Mobilität, enthält die Strategie eine Liste mit 63 Maßnahmen zum aktiven Gestalten des Wasserstoffhochlaufs. Die Maßnahmen betreffen die Herstellung des Wasserstoffs, sowie dessen Transport, Speicherung und Nutzung in verschiedenen Sektoren, und öffentliche Förderungen.

Hier ein Auszug einiger Maßnahmen:

- Im Bereich der Wasserstoffherstellung soll einerseits der Zubau Erneuerbarer Energien beschleunigt werden (Maßnahme 4), aber auch kleine Elektrolyseeinheiten genutzt werden, um so einen dezentralen Verbrauch für die dezentralen Herstellung von grünem Strom zu schaffen (Maßnahme 5).
- Im Industriebereich wird darauf gesetzt, dass Industrieansiedlungen in der Nähe von EE(-Potenzialen) priorisiert wird (Maßnahme 12) und klimaneutrale Industrieareale mit H2-Potenzialen zu schaffen, als Anreiz für nachhaltige Gewerbestandorte (Maßnahme 13).
- Im Verkehrsbereich wird angestoßen H2-Fahrzeuge gesammelt zu beschaffen, um so eine Verfügbarkeit für die lokalen Akteure zu garantieren (Maßnahme 15). Auch sollen entlang der durch Brandenburg gehenden europäischen TEN-T Korridoren eine H2-Tankinfrastruktur entwickelt werden (Maßnahme 17).
- Im Gebäudesektor ist vorgesehen erste Pilotprojekte zur Wärmeversorgung aus der Abwärme von Elektrolyseuren zu entwickeln (Maßnahme 26) und Anreize zu schaffen, damit Elektrolyseure an günstigen Standorten für die Abwärmenutzung gebaut werden (Maßnahme 28).
- Zur effizienteren Nutzung der H2-Infrastruktur sollen gezielt H2-Hubs entstehen, an denen mehrere verschiedene Nutzer eine H2-Infrastruktur nutzen, um so eine hohe Auslastung zu erreichen (Maßnahme 38).

Für mehr Informationen siehe:

- (MWAE 2021b)

9.3 Förderlandschaft

<u>BMVI: „Förderrichtlinie zur Förderung alternativer Antriebe im Schienenverkehr“</u>	
Zeitfenster	Momentan kein aktiver Förderaufruf, Programm läuft bis 31.12.2024
Fokus	Reduktion der Mehrausgaben bei Fahrzeug- und Infrastrukturanschaffung
Förderfähige Ausgaben	Anschaffung von Schienenfahrzeugen, Beschaffung notwendiger Tankinfrastruktur, Bau von Elektrolyseanlagen, Machbarkeitsstudien

<u>BMDV: „Förderrichtlinie Entwicklung regenerativer Kraftstoffe“ des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr“</u>	
Zeitfenster	Momentan aktiver Förderaufruf bis 31.10.2022, Programm läuft bis 30.06.2024
Fokus	Weiterentwicklung von fortschrittlichen Biokraftstoffen und strombasierten Kraftstoffen
Förderfähige Ausgaben	Errichtung und Betrieb von Pilotanlagen zur Methanisierung, Bezug/Erzeugung von notwendigem grünem Wasserstoff, wissenschaftliche Begleitung und Untersuchungen zum Betrieb der Anlage

<u>BMDV: „Busse mit alternativen Antrieben“</u>	
Zeitfenster	Momentan aktiver Förderaufruf bis 15.07.2022, Programm läuft bis 31.12.2025
Fokus	Reduktion der Mehrausgaben bei Fahrzeug- und Infrastrukturanschaffung
Förderfähige Ausgaben	Anschaffung von E- und H2-Bussen, Beschaffung notwendiger nichtöffentlicher Tankinfrastruktur

<u>BMWK: „Sektorkopplung und Wasserstofftechnologien“</u>	
---	--

Zeitfenster	Momentan aktiver Förderaufruf unbefristet, Programm läuft bis 30.06.2024
Fokus	Integration der Fortschritte im Sektor der Erneuerbaren Energien in die Bereiche Mobilität, Transport und Wärme
Förderfähige Ausgaben	Forschung, Entwicklung und Innovation in den Bereichen: <ol style="list-style-type: none"> 1. Energiewende in den Verbrauchssektoren 2. Energieerzeugung 3. Systemintegration 4. Systemübergreifende Forschungsthemen

BMDV: „Förderung von Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherstellung“

Zeitfenster	Momentan kein aktiver Förderaufruf, Programm läuft bis 30.05.2024
Fokus	Förderung von Elektrolyseanlagen zur Herstellung von Wasserstoff für den Verkehrsbereich mittels Strom aus regenerativen Energiequellen
Förderfähige Ausgaben	Errichtung von Elektrolyseanlagen mit der dazugehörigen Transportinfrastruktur (Pipelines)

BMDV: „Förderung von klimaschonenden Nutzfahrzeugen“

Zeitfenster	Momentan aktiver Förderaufruf bis 10.08.2022, Programm läuft bis 31.12.2024
Fokus	Reduzierung der Mehrausgaben bei der Anschaffung von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben. Beitrag zum Markthochlauf für Nutzfahrzeuge mit alternativen Antrieben
Förderfähige Ausgaben	Anschaffung von leichten und schweren Batterie- und Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen. Ebenso förderfähig ist die für den Betrieb der Fahrzeuge notwendige Tank- und Ladeinfrastruktur

BMWK: „Förderkonzept - Reallabore der Energiewende“

Zeitfenster	Skizzeneinreichung laufend möglich, Programm läuft bis 30.05.2024
Fokus	Innovationsprojekte im Industriemaßstab und im realen Umfeld. Insbesondere im Bereich der Energiewirtschaft, der energieintensive Industrie und der Wohnungswirtschaft. Ziel ist es, in einem großformatigen Labormaßstab verschiedene Pfade der Umstellung der Versorgungssektoren innerhalb des zukünftigen CO ₂ -emissionsfreien Energiesystems zu erproben
Förderfähige Ausgaben	Sektorkopplungs-Technologien wie Elektrolyse-Großanlagen mit Abwärmenutzung in Netzengpassgebieten. Große thermische Speicher zur CO ₂ -freien, nachhaltigen Nutzung bestehender Energieinfrastrukturen. Technologien zur CO ₂ -Nutzung oder die intelligente Vernetzung von Energieinfrastruktur in klimaneutralen Stadtquartieren.

9.4 Entwicklungsstand der Elektrolyse-Verfahren

Diese verschiedenen Verfahren unterscheiden sich stark in den Investitionskosten⁸⁶ pro Einheit Wasserstoff sowie im Reifegrad der Technologien (Technological Readiness Level, TRL)⁸⁷ und den damit einhergehenden Projekterfahrungen. Die folgende Tabelle fasst die wichtigsten Vergleichsgrößen basierend auf Plankenbühler et al., 2021 zusammen.

Tabelle 24: Übersicht Elektrolyseverfahren

Elektrolyse-verfahren	TRL	Investitionskosten	Beispiele von Projekten	Kommentar
Alkalische Elektrolyse	9	1100€/kW _{H2} bei 1MW Anlage	MPREIS, Hafen von Rotterdam , RWE, Falkenhagen	Etablierteste Technologie
PEM Elektrolyse	7	2000 €/kW _{H2} bei 1MW Anlage	Wunsiedel, Wesseling	Besonders flexibel, vielversprechend für Stromnetzstabilisierung
SOEC Elektrolyse	6	3500€/kW _{H2} bei 0,1MW Anlage	Salzgitter	Verspricht besonders hohe Wirkungsgrade
Chlor-Alkali Elektrolyse	9	800€/kW _{H2} bei 2MW Anlage	Leuna-Harze	H2 als Nebenprodukt, gebunden an Chemie Standort

Für eine detaillierte Beschreibung aller Elektrolyseverfahren und auch Transport-, Speicher- und Rückverstromungsverfahren empfiehlt sich die Studie von Plankenbühler u. a. 2021. Die Verfahren werden zusammenfassend wie folgt eingestuft:

⁸⁶ Die Kosten wurden berechnet basierend auf den folgenden Annahmen: Zins: 2 %, Abschreibung 12 Jahre, 7500 Volllaststunden, Stromkosten 5 ct/kWh (Plankenbühler u. a. 2021)

⁸⁷ Der Reifegrad von Technologien wird meist in "Technology Readiness Level", abgekürzt TRLs, angegeben auf einer Skala von 1-9. (Plankenbühler u. a. 2021) definieren die TRLs wie folgt: TRL 1-2 beziehen sich noch auf Grundlagenforschung, wo eine Marktreife erst in 8-15 Jahren möglich sein wird; ab TRL 3 werden Technologien konkret für Anwendungsfälle entwickelt und eine Marktreife ist in 5-13 Jahren absehbar; ab TRL 7 werden Technologien in den Markt eingeführt und eine Marktreife ist in bis zu 5 Jahren absehbar; TRL 9 beschreibt ein „qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes“

Kostenentwicklung von Elektrolyse-Anlagen

Die Investitionskosten steigen linear mit der Größe der Anlage. Es ist davon auszugehen, dass Skaleneffekten im Anlagenbau hier bereits eingepreist sind.

Im Gegensatz zu den Investitionskosten steigen die Betriebskosten der Anlagen nicht linear, sondern werden bei großen Anlagen proportional günstiger. Hervorzuheben sind dabei vor allem die Personalkosten. Als Vergleichsgrößen wurden in einem Interview mit einem Betreiber von Elektrolyseanlagen genannt, dass für eine 2 MW-Anlage ca. 3 Mitarbeitende für den Betrieb benötigt werden, für eine 30 MW Anlage ca. 4 Mitarbeitende.

9.5 EE-Anlagen nach Auslauf der EEG-Förderung

Für EE-Anlagen bestehen nach dem Auslaufen der EEG-Förderung mehrere Möglichkeiten:

1. Wenn Anlagen stillgelegt werden, besteht die Pflicht zum Rückbau. Dafür müssen Betreiberfirmen finanzielle Rücklagen bilden (Angeloudis 2021). Außerdem existiert auch ein Markt für gebrauchte Windanlagen mit Restlebensdauer. Die erzielten Preise decken mitunter die Kosten des Abbaus (Madlener, Glensk, und Gläsel 2019).
2. Anlagen können auch ohne feste Vergütung weiterbetrieben werden und die erzeugte Energie am Markt verkaufen. Hier besteht ein finanzielles Risiko, da für Wartung, Instandhaltung und Pacht alter Anlagen zwischen 2,5 und 3,5 ct/kWh anfallen. Der Industriestrompreis liegt allerdings in vielen Fällen darunter (Lehmann u. a. 2017). Deshalb bietet sich die Kopplung mit weiteren Anlagen und die Vereinbarung bilateraler Abnahmeverträge an.
3. Außerdem besteht die Möglichkeit Anlagen neu zu errichten, oder aufzurüsten. Das sogenannte Repowering. Dabei ergeben sich Hürden, aber auch Vorteile. Die Vorteile liegen vor allem in der technischen Entwicklung neuer Windturbinen. Aufgrund der steigenden Größe des Rotors und verbesserter Technik steigt die Effizienz und die maximale Leistung. So haben neue Anlagen im Durchschnitt seit 2014 zwischen 2500 und 3050 kW Leistung, im Vergleich zu durchschnittlich 900 bis 1300 kW der abgebauten Anlagen (Lacal-Arántegui, Uihlein, und Yusta 2020). Nicht nur die installierte Leistung, sondern auch die erzeugte Energie steigt bei Repowering. Im Durchschnitt lag der Repoweringfaktor 2013 in Deutschland bei 3,2 (Madlener, Glensk, und Gläsel 2019). Das heißt, dass bei knapp der doppelten Installierten Leistung die erzeugte Energie verdreifacht wird. Durch die Vergrößerung des Rotors und die damit verbundene sinkende Drehzahl haben neuere Anlagen auch größere Laufruhe. Das sorgt auch für größere Akzeptanz in der Bevölkerung.

In Prignitz-Oberhavel gibt es viele Anlagen, für die sich künftig die Frage der Nachnutzung stellen wird (siehe Abbildung 28).

Photovoltaikstandorte und Windkraftanlagen in Prignitz-Oberhavel

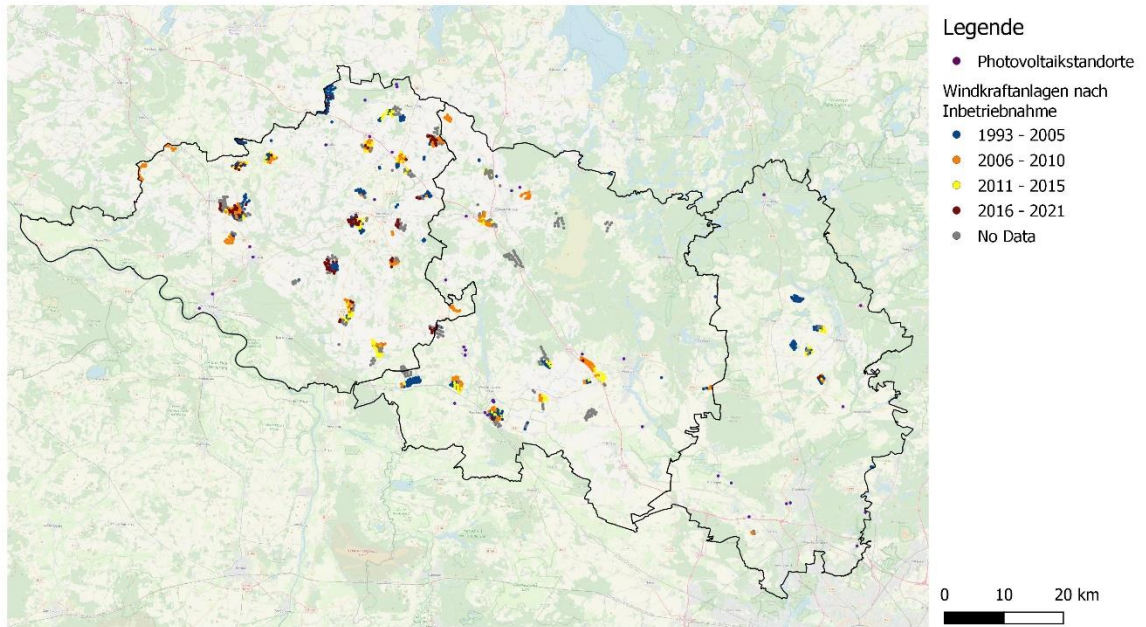


Abbildung 28: Photovoltaikstandorte und Windkraftanlagen in Prignitz-Oberhavel nach Jahren der Inbetriebnahme (eigene Darstellung basierend auf (REK 2021b))

9.6 Übersicht identifizierter Akteure und bestehender/geplanter Wasserstoffprojekte

Diese erste Übersicht jetziger und potentieller Akteure der Wasserstoffwirtschaft in der Region wurde in Zusammenarbeit mit den Schlüsselakteuren erstellt.

Akteure Erneuerbare Energien

Akteure	Wertschöpfungskette	Kommentar
Energieinsel	Planung, Betrieb	Bietet PV-Anlagen sowie Solar-Wasserstoff-Systeme für Einfamilienhäuser
East Energy	Planung, Betrieb	
Naturwind Potsdam	Planung, Betrieb	
Voss Energy	Planung, Betrieb	
Green Wind Energy	Planung, Betrieb	
Eurowind Energy GmbH (Inhaber von Wenger-Rosenau)	Planung, Betrieb	
Notus energy	Planung, Betrieb	
Ostwind	Planung, Betrieb	
Energiequelle	Planung, Betrieb	
Solarpraxis	Planung, Betrieb	
Energiekontor	Planung, Betrieb	
Energiequelle	Planung, Betrieb	
Windkraft Nord	Planung, Betrieb	
Windenergie Wenger- Rosenau GmbH & Co. KG (Teil von Euro-wind)	Planung, Betrieb	
Gehrlicher Solar Connect GmbH	Planung, Betrieb	Solarprojekt in Perleberg
Stadtwerke Leipzig	Planung, Betrieb	Plant Freiflächen-PV am Klosterstift Heiligengrabe
Bioenergie Frädrich GmbH & Co KG	Betrieb	Biogasanlage in Kehrberg mit 500kW Leistung, Baujahr 2008
Denker & Wulf	Planung, Betrieb	Haben unter anderem das Bürgerwindrad in Karstädt entwickelt
Ener.venture GmbH	Planung, Betrieb	Entwickelt momentan Solarpark „Am Krekenberg“ in Fehrbellin
ON Energy GmbH	Planung, Betrieb	Entwickelt momentan Solarpark „An der A24“ in Fehrbellin

Akteure Wasserstoffherstellung

Akteure	Wertschöpfungskette	Kommentar
Uniper – Falkenhagen	Planung, Betrieb	
Naturwind Potsdam GmbH (im Konsortium mit EXYTRON)	Planung	Plant den Bau von Wind- und Solarparks mit Elektrolyseur und Methanisierung
East Energy	Planung, Anlagenherstellung	Entwickelt momentan PV-Anlage mit Elektrolyseur + Methanisierung in Gransee
Enertrag	Planung, Betrieb	Plant Elektrolyseur in Wensickendorf für Betrieb der Heidekrautbahn Vergleichbar mit bestehendem Kraftwerk in Prenzlau
Voss Energy	Planung, Betrieb	Plant 5 MW Elektrolyseur in Perleberg mit möglicher Erweiterung auf 20 MW
Green Wind Energy	Planung, Betrieb	Plant 1,5 MW Elektrolyseur in der Nähe von Pritzwalk
Prignitz Mikrosystemtechnik GmbH	Anlagenherstellung	Zulieferer für Elektrolyseuranlagen
Streicher	Bau	Installation von Elektrolyseuren
Energieinsel	Planung, Bau, Betrieb	Installation von PV und Elektrolyseuren für Privathaushalte
Regionale Planungsgemeinschaft	Planung	Insbesondere Energiemanagement
Ruppiner Consult GmbH	Planung	
Regionalentwicklungsgesellschaft NordwestBrandenburg	Planung	

Akteure Wasserstoffanwendung

Akteure	Wertschöpfungskette	Kommentar
EMB Energie Mark Brandenburg GmbH	Gebäude	Lokalversorger – Gas- und Stromlieferant für Gewerbe- und Privatkunden und auch Stadtwerke und andere Versorger
NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg	Verkehr	
E-DIS Netz GmbH	Verkehr	
Deutsche Eisenbahn Service AG (DESAG)	Verkehr	H2Rail.Prignitz
TotalEnergies (betreibt Wasserstofftankstelle in Neuruppin)	Verkehr	
Regio Infra Nord-Ost GmbH & Co. KG (RIN)	Verkehr	Bereitstellung von regionaler Eisenbahninfrastruktur, ihrem Betrieb sowie der Instandhaltung

Stadtwerke (Wittenberge, Pritzwalk, Neuruppin, Hennigsdorf, Velten, Oranienburg, Zehdenick)	Verkehr & Gebäude	Stadtwerke Wittenberge betreiben ein Biogaskraftwerk, dass mit H2 oder mit Bio-Methan aus H2 betrieben werden könnte
ARGE prignitzbus	Verkehr	
Ostprignitz-Ruppiner Personennahverkehrsgesellschaft	Verkehr	
Oberhavel Verkehrsgesellschaft	Verkehr	
Alle Kommunen in den Landkreisen mit ihren kommunalen Fuhrparks	Verkehr	
Deutsche Bahn (DB Regio Nordost)	Verkehr	
Eggers Umwelttechnik GmbH ZNL Wittenberge	Verkehr	
Eisenbahngesellschaft Potsdam mbH (Gesellschafter des ELBE Ports)	Verkehr	potenzieller Abnehmer für Fahrzeuge
DEBE Transporte, Umzüge und Logistik (Gesellschafter des ELBE Ports)	Verkehr	potenzieller Abnehmer für Fahrzeuge
Niederbarnimer Eisenbahn	Verkehr	Betreiber der Heidekrautbahn, die auf Wasserstoff umgestellt werden soll
Hanseatische Eisenbahn	Verkehr	Betreibt unter anderem die RB73 und RB74 in der Region, Teil der DESAG
PS Kieswerke GmbH	Verkehr	potenzieller Abnehmer für Fahrzeuge
TUL agroservice GmbH	Verkehr	landwirtschaftliche Spedition - potenzieller Abnehmer für Fahrzeuge
Kreisstraßenmeisterei Prignitz (Eigenbetrieb des Landkreises)	Verkehr	potenzieller Abnehmer für Fahrzeuge
Becker Umweltdienste GmbH	Verkehr	Entsorgungsdienstleister
DB Fahrzeuginstandhaltung Wittenberge	Verkehr	DB Fahrzeuginstandhaltung Wittenberge
TurboPost	Verkehr	Kurierdienst
EGP (Elbeport Gesellschafter)	Industrie	Mögliche Nutzung von H2 zum Betrieb von Flurförderzeugen (z.B. Reach-Stacker)
Glatfelter Falkenhagen GmbH	Industrie	Papierindustrie, könnte mit H2 eventuell Erdgas ersetzen
Braas (BMI Deutschland GmbH)	Industrie	stellt Steildachsysteme her
AVEBE Kartoffelstärkefabrik PRIGNITZ/Wendland GmbH	Industrie	
Osters & Voß GmbH	Industrie	
Keramikunternehmen in Oberhavel, z.B. HiPer Ceramics	Industrie	könnten H2 für Prozesswärme nutzen

MV Pipe Technologies	Industrie	Stellt Rohre für die Brandschutz-industrie her
Swiss Krono / Kronotex	Industrie	Stellt Faserplatten her, könnte mit H2 eventuell Erdgas ersetzen
Nordgetreide	Industrie	könnte mit H2 eventuell Erdgas ersetzen
IOI Oleo chemicals	Industrie	
German Biofuels	Industrie	Aus grünem H2 hergestelltes Me-thanol könnte hier eventuell ge-nutzt werden
Zahnradwerk Pritzwalk	Industrie	Hersteller von Zahnrädern und verzahnten Wellen
Ayanda GmbH	Industrie	Hersteller von Nahrungergän-zungsmitteln und Softgels
PVU Prignitzer Energie- und Wasserversorgungsunternehmen GmbH	Gebäude	Regionales Versorgungsunter-nehmen

Sonstige Akteure

Akteure	Wertschöpfungskette	Kommentar
PROOH2V	Verbinder/Vernetzer	
Lokale Aktionsgruppe (LAG) OPR	Verbinder/Vernetzer	
Wachstumskern Autobahndrei-eck Wittstock/Dosse e.V. (WADWD)	Verbinder/Vernetzer	
Wirtschaftsinitiative West-Prig-nitz e.V.	Verbinder/Vernetzer	
Technologie- und Gewerbezent-rum Prignitz	Verbinder/Vernetzer	

Bereits bestehende/geplante Wasserstoffprojekte

Die Liste der bestehenden und geplanten Wasserstoffprojekte basiert auf Gesprächen mit den Schlüsselakteuren, sowie einer Internetrecherche.

Akteur	Herstel-lung / An-wendung	Ort	Größe	Status	Kommentar
Uniper SE	Herstel-lung	Falkenhagen	2 MW	Nicht in Be-trieb	Wiederinbetriebnahme wird momentan ge-prüft
Enertrag SE	Herstel-lung				Der Elektrolyseur, der die Heidekrautbahn beliefern soll, wird wahrscheinlich in Oberhavel gebaut.

Green Wind Group	Herstellung	Ggf. Pritzwalk / Kyritz	1,5 MW	In Planung	
Voss Energy	Herstellung	Kuhsdorf	5 MW (ggf. Erweiterung auf 20MW)	In Planung	
East Energy Gruppe	Herstellung	Gransee	10 MW	In Planung	
Naturwind	Herstellung	Neustadt (Dosse)		In Planung	
Total Energies	Anwendung	Neuruppin		In Betrieb	
DESAG	Anwendung	Prignitz / Ostprignitz-Ruppin		In Vorbereitung	Forschungsprojekt H2Rail.Prignitz

9.7 Abgeregelte Stunden nach Umspannwerken

Tabelle 25: Abgeregelte Stunden nach Umspannwerken (e.dis 2022)

Umspannwerk	Teil eines Windparks?	Zugehörigkeit zum Landkreis	Jahr (für die Jahre 2020, 2021)	Abregelung am UW in Stunden pro Jahr
UW Kuhsdorf (inkl. UW Kuhsdorf Nord, Süd, Ost)	CEE Windpark Vormark GmbH & Co. KG	Prignitz	2021	67039
UW Kemnitz	EBV Windpark Kemnitz GmbH & Co. Betriebs KG	Prignitz	2021	22250
UW Falkenhagen (inkl. Falkenhagen Nord I/II)	Windpark Gerdshagen-Falkenhagen II GmbH & Co. KG	Prignitz	2021	18101
UW Wittstock / Wittstock Solar	Wittstock Solar	Ostprignitz-Ruppin	2021	17602
UW Jabel	WP Zopf	Ostprignitz-Ruppin	2021	17291
UW Sadenbeck	WP Büro für Raumplanung Heinrich Perk	Prignitz	2021	7299
UW Pritzwalk	keine EE	Prignitz	2021	7247
UW Schrepkow/Schrepkow Nord	Windpark Schrepkow-Kletzke GmbH & Co.KG	Prignitz	2021	5668
UW Neustadt/Dosse	Windenergie Sieversdorf GbR mbH	Ostprignitz-Ruppin	2021	1776
UW Kletzke	Windpark Schrepkow-Kletzke GmbH & Co.KG	Prignitz	2021	1487
UW Granzow	keine EE	Prignitz	2021	828
UW Heinrichsfeld		Ostprignitz-Ruppin	2021	799

UW Vehlin		Prignitz		2021	774
UW Kantow/ Kantow Nord	Windpark Kantow GmbH & Co. KG c-o das grüne Emissionshaus	Ostprignitz-Ruppin		2021	524
UW Kränzlin	Windfarm Märkisch Linden GmbH & Co. KG	Ostprignitz-Ruppin		2021	425
UW Kyritz	PV Großanlage	Ostprignitz-Ruppin		2021	385
UW Mechow	Windkraft Mechow GmbH	Ostprignitz-Ruppin		2021	337
UW Badingen (UW Energiekontor)	WP e.disnatur Erneuerbare Energien GmbH	Oberhavel		2021	152
UW Rheinsberg	Solar Park	Ostprignitz-Ruppin		2021	137
UW Klein Mutz	Green Wind Energy GmbH Windpark & Co. KG	Oberhavel		2021	54
UW Häsen (max Sigma GmbH & Co.)	Windpark Hellberge GmbH & Co. KG	Oberhavel		2021	48
UW Fürstenberg	keine EE	Oberhavel		2021	32
UW Velten		Oberhavel		2021	27
UW Putlitz Süd (UW Energiequelle)	GJS PrignitzWind II GmbH & Co. KG	Prignitz		2021	22
UW Kuhdorf (inkl. UW Kuhdorf Nord, Süd, Ost)	CEE Windpark Vormark GmbH & Co. KG	Prignitz		2020	77378
UW Kemnitz	EBV Windpark Kemnitz GmbH & Co. Betriebs KG	Prignitz		2020	30000
UW Falkenhagen (inkl. Falkenhagen Nord I/II)	Windpark Gerdshagen-Falkenhagen II GmbH & Co. KG	Prignitz		2020	26771
UW Jabel	WP Zopf	Ostprignitz-Ruppin		2020	21245
UW Pritzwalk	keine EE	Prignitz		2020	14182
UW Wittstock / Wittstock Solar	Wittstock Solar	Ostprignitz-Ruppin		2020	13844
UW Sadenbeck	WP Büro für Raumplanung Heinrich Perk	Prignitz		2020	8275
UW Neustadt/Dosse	Windenergie Sieversdorf GbR mbH	Ostprignitz-Ruppin		2020	5026
UW Schrepkow/ Schrepkow Nord	Windpark Schrepkow-Kletzke GmbH & Co.KG	Prignitz		2020	3809
UW Kantow/ Kantow Nord	Windpark Kantow GmbH & Co. KG c-o das grüne Emissionshaus	Ostprignitz-Ruppin		2020	1658
UW Badingen (UW Energiekontor)	WP e.disnatur Erneuerbare Energien GmbH	Oberhavel		2020	1173
UW Vehlin		Prignitz		2020	655
UW Klein Mutz	Green Wind Energy GmbH Windpark & Co. KG	Oberhavel		2020	635
UW Granzow	keine EE	Prignitz		2020	606

UW Häsen (max Sigma GmbH & Co.)	Windpark Hellberge GmbH & Co. KG	Oberhavel	2020	517
UW Heinrichsfeld		Ostprignitz-Ruppin	2020	292
UW Kränzlin	Windfarm Märkisch Linden GmbH & Co. KG	Ostprignitz-Ruppin	2020	238
UW Kyritz	PV Großanlage	Ostprignitz-Ruppin	2020	207
UW Kletzke	Windpark Schrepkow-Kletzke GmbH & Co.KG	Prignitz	2020	201
UW Mechow	Windkraft Mechow GmbH	Ostprignitz-Ruppin	2020	174
UW Putlitz Süd (UW Energiequelle)	GJS PrignitzWind II GmbH & Co. KG	Prignitz	2020	35
UW Rheinsberg	Solar Park	Ostprignitz-Ruppin	2020	17

10. Quellen

- AfS BBB. 2021. „Statistischer Bericht E IV 4 - j / 18 Energie- und CO₂-Bilanz im Land Brandenburg 2018“. Potsdam.
- Agora Energiewende. 2020. „Akzeptanz und lokale Teilhabe in der Energiewende“. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_07_EE-Akzeptanz/182_A-EW_Akzeptanz-Energiewende_WEB.pdf.
- . 2021. „Wie erneuerbarer Wasserstoff wettbewerbsfähig wird“. <https://www.agora-energiewende.de/presse/pressemitteilungen/wie-erneuerbarer-wasserstoff-wettbewerbsfaehig-wird-1/>.
- . 2022a. „Feedback submission on the RED Delegated Acts for the productions of RFNBOs and the methodology for GHG emissions accounting for RFNBOs“. https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Produktion-erneuerbarer-Kraftstoffe-Anteil-des-Stroms-aus-erneuerbaren-Energietragern-Vorgaben-/F3315044_de.
- . 2022b. *PV- und Windflächenrechner* (Version Version 1.4.7). Agora Energiewende und RLI. <https://www.agora-energiewende.de/service/pv-und-windflaechenrechner/>.
- Agora Energiewende und AFRY Management Consulting. 2021. „No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe“. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf.
- Agora Energiewende, und Guidehouse. 2021. „Making renewable hydrogen cost-competitive - Policy instruments for supporting green H₂“. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/A-EW_223_H2-Instruments_WEB.pdf.
- Agora Energiewende und Wuppertal Institute. 2021. „Breakthrough Strategies for Climate-neutral Industry in Europe: Policy and Technology Pathways for Raising EU Climate Ambition“. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_Clean_Industry_Package/A-EW_208_Strategies-Climate-Neutral-Industry-EU_Study_WEB.pdf.
- Agora Verkehrswende. 2021. „Klimaneutrales Deutschland 2045“. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_209_KNDE2045_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf.
- Allianz pro Schiene. 2022. „Das Schienennetz in Deutschland“. <https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/infrastruktur/schienennetz/#Header4>.
- Angeloudis, Efthymis. 2021. „Ende der Förderung: Was mit alten Windkraftanlagen passiert“. Herausgegeben von rbb24, September, 3.
- Berliner Morgenpost. 2018. „Busse liegen bei Ökobilanz deutlich vor Autoverkehr“, 2018. <https://www.morgenpost.de/berlin/article214667817/Busse-liegen-bei-Oekobilanz-deutlich-vor-Autoverkehr.html#:~:text=Gelenkbusse%20kommen%20auf%2057%2C4,pro%20Person%20und%20100%20Kilometer.>
- BMI Deutschland. 2020. *Dachziegel-Produktion einfach erklärt | BMI Braas*. <https://www.youtube.com/watch?v=poFYJmINqWA>.
- BMVI. 2021. „Richtlinie über die Förderung von leichten und schweren Nutzfahrzeugen mit alternativen, klimaschonenden Antrieben und dazugehöriger Tank- und Ladeinfrastruktur“. <https://www.klimafreundliche-nutzfahrzeuge.de/wp-content/uploads/2021/08/Foerderrichtlinie.pdf>.

- BMWi. 2020a. „Die Nationale Wasserstoffstrategie“. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/dienationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16.
- . 2020b. „Die Nationale Wasserstoffstrategie“. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/dienationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16.
- BMWK. 2022a. „Förderkonzept ‚Reallabore der Energiewende‘“. https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/C5D4F00ED2D11F41E0537E695E8621A6/live/document/F%C3%B6rderkonzept_Reallabore_28-06.pdf.
- . 2022b. „Start des Interessenbekundungsverfahrens für Projektbezogene Klimaschutzverträge“. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/05/20220505-start-des-interessenbekundungsverfahrens-fur-projektbezogene-klimaschutzvertrage.html>.
- BNetzA. 2020. „Bundesnetzagentur - Gebotstermin 1. September 2020“. 2020. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin010920/Innov_010920_node.html.
- . 2021a. „Bundesnetzagentur - Ausschreibungsverfahren“. Ausschreibungsverfahren. 2021. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/Ausschreibungsverfahren/start.html>.
- . 2021b. „Bundesnetzagentur - Gebotstermin 1. August 2021“. 2021. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_210801/Innov_010821_node.html.
- Boerse.de. 2022. „CO2 Emissionsrechte“. <https://www.boerse.de/rohstoffe/Co2-Emissionsrechtepreis/XC000A0C4KJ2>.
- Bundesministerium für Digitales und Verkehr, BMDV, Hrsg. 2021. „Programmbegleitforschung Innovative Antriebe und Fahrzeuge“.
- Bundesnetzagentur. 2018. „Leitfaden zum Einspeisemanagement“.
- . 2019. „EEG in Zahlen 2019“. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2019_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- Bundesregierung. 2022. „Ausbau erneuerbarer Energien | Bundesregierung“. Webseite der Bundesregierung | Startseite. 2022. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/novellierung-des-eeg-gesetzes-2023972>.
- Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e. V. 2021. „Ziegelindustrie stellt Roadmap zur Klimaneutralität bis 2050 vor“, 2021. <https://www.baulinks.de/webplugin/2021/0505.php4>.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. 2020. „Effizienzsteigerung bei der Wasserstoffherzeugung“. <https://www.bdew.de/energie/effizienzsteigerung-bei-der-wasserstoffherzeugung/>.
- Bundesverband WindEnergie. 2022. „Planung von Windenergieanlagen“. <https://www.wind-energie.de/themen/mensch-und-umwelt/planung/>.
- Bundesverfassungsgericht. 2022. „Pflicht zur Beteiligung von Anwohnern und standortnahen Gemeinden an Windparks im Grundsatz zulässig“. <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/bvg22-037.html>.
- cleanenergywire. 2022. „Europe must come together as a green electricity and hydrogen union“. <https://www.cleanenergywire.org/news/europe-must-come-together-green-electricity-and-hydrogen-union-analyst>.
- Cleantechnica. 2020. „Is Hydrogen The Best Option To Replace Natural Gas In The Home? Looking At The Numbers“. <https://cleantechnica.com/2020/12/14/can-hydrogen-replace-natural->

- gas-looking-at-the-numbers/#:~:text=Natural%20gas%20is%20about%208.5,as%20much%20as%20natural%20gas.
- DEHEMA. 2019. „2. Roadmap des Kopernikus-Projekts ‚Power-to-X‘: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X)“. https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/2019_RM+2_0_technischer+Anhang_zusammengef%C3%BCht-p-20005689.pdf.
- Der Tagesspiegel. 2022. „Brandenburg bereitet sich auf Wasserknappheit vor“. <https://www.tagesspiegel.de/berlin/unsere-landschaft-ist-knochentrocken-brandenburg-bereitet-sich-auf-wasserknappheit-vor/28119624.html#:~:text=Der%20Grundwasserspiegel%20in%20Brandenburg%20ist,als%20Winter%20in%20fr%C3%BCheren%20Zeiten>.
- DESAG Holding. 2019. „H2Rail.Prignitz – Alternativer Antrieb für die Schiene im ländlichen Raum - DESAG Holding“. 2019. <https://www.desag-holding.de/de/234/h2rail-prignitz-alternativer-antrieb-fuer-die-schiene-im-laendlichen-raum.html>.
- Destatis. 2022. „Gaspreise für Haushalte im 2. Halbjahr 2021 um 6,6 % gestiegen“. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erdgas-Strom-Durchschnittspreise/_inhalt.html.
- Deutsche Industrie und Handelskammertag, DIHK. 2021. „Praxisprobleme beim Ersatz bestehender Windkraftanlagen“.
- Deutscher Bundestag. 2022a. „Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/016/2001630.pdf>.
- . 2022b. „Osterpaket‘ zum Ausbau erneuerbarer Energien beraten“. <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw19-de-erneuerbare-energien-891870>.
- DNV. 2022. „The Ukraine war will not derail Europe’s energy transition“. <https://www.dnv.com/feature/the-ukraine-war-will-not-derail-europes-energy-transition.html>.
- DVGW. 2017. „EIN MARKTEINFÜHRUNGSPROGRAMM FÜR POWER-TO-X-TECHNOLOGIEN AUS VOLKSWIRTSCHAFTLICHER PERSPEKTIVE“. <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/ptx-allianz-volkswirtschaftl-kurzgutachten.pdf>.
- . 2021. „Erstmals 20% Wasserstoff im deutschen Gasnetz“. <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-28102021-start-h2-beimischung-in-gasnetze>.
- East Energy. 2021. „Vorhabenbeschreibung Entwicklung Freiflächen-Photovoltaikanlage und Bio-Methanolwerk Gransee“. https://east-energy.de/wp-content/uploads/2021/12/2021202-Vorhabensbeschreibung-Gransee_Stadtratsitzung.pdf.
- E-Bridge Consulting. 2022. „Wasserstoff-Preisindex ‚Hydex‘“. <https://www.e-bridge.de/#hydexmodal>.
- e.dis. 2022. „Abgeschlossene Maßnahmen“. Abgeschlossene Maßnahmen. 2022. <https://www.e-dis-netz.de/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen/abgeschlossene-massnahmen.html>.
- EnBW. 2021. „E-Auto: Batterie- oder Wasserstoffantrieb – was ist besser?“. 2021. <https://www.enbw.com/blog/elektromobilitaet/trends/e-auto-batterie-oder-wasserstoffantrieb-was-ist-besser/>.
- Energate. 2022a. „Bund nennt Eckpunkte zu Klimaschutzverträgen“, 2022. <https://www.energatemessenger.de/news/222157/bund-nennt-eckpunkte-zu-klimaschutzvertraegen>.
- . 2022b. „Bundesregierung will Wasserstoffspeicher fördern“. <https://www.energatemessenger.de/news/220457/bundesregierung-will-wasserstoffspeicher-foerdern>.

- . 2022c. „EU Commission proposes further measures against energy price crisis“, 2022.
<https://www.energate-messenger.com/news/220239/eu-commission-proposes-further-measures-against-energy-price-crisis>.
- . 2022d. „Thyssenkrupp bereitet weg fuer H2-Nutzung vor“, 2022. <https://www.energate-messenger.de/news/222898/thyssenkrupp-bereitet-weg-fuer-h2-nutzung-vor>.
- . 2022e. „Wasserstoff: Bundesregierung will Großelektrolyseure fördern“. <https://www.energate-messenger.de/news/222058/wasserstoff-bundesregierung-will-grosselektrolyseure-foerdern>.
- Ernst Basler + Partner GmbH. 2016. „Energy Cloud“. <https://www.ebp.de/de/projekte/energy-cloud>.
- Europäische Kommission. 2019. „Der europäische Grüne Deal“. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1576150542719&uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>.
- . 2020. „A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe“. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf.
- . 2021. „Fragen und Antworten – Emissionshandel – CO₂-Bepreisung“. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_21_3542.
- . 2022a. „Hydrogen“. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-system-integration/hydrogen_de.
- . 2022b. „Produktion erneuerbarer Kraftstoffe - Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energieträgern (Vorgaben)“. https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Produktion-erneuerbarer-Kraftstoffe-Anteil-des-Stroms-aus-erneuerbaren-Energietragern-Vorgaben_de.
- . 2022c. „REPowerEU-Plan“. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0230&from=EN>.
- Fraunhofer IPA. 2022. „Grüner Wasserstoff macht Industriestandorte resilient“. Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA. 2022. <https://www.ipa.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/gruener-wasserstoff-macht-industriestandorte-resilient.html>.
- Fraunhofer ISE, Hrsg. 2021a. „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2_021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf.
- . 2021b. „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf>.
- Gowling WLG. 2021. „The push to net zero - Can project finance fuel investment in the Hydrogen market?“ <https://gowlingwlg.com/en/insights-resources/articles/2021/hydrogen-can-project-finance-fuel-investment/>.
- Graforce. 2020. „Herstellung von Wasserstoff durch Plasmalyse“. 2020. <https://www.graforce.com/>.
- Gransee Zeitung. 2021. „Streit um Megainvestition bei Gransee“. Pressreader. 7. Dezember 2021. <https://www.pressreader.com/germany/maerkischer-zeitungsverlag-oranienburger-generalanzeiger/20211207/281586653887828>.
- Guidehouse, IER Universität Stuttgart, FfE, und BBG und Partner. 2022. „Energiewende in der Industrie“. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-abschlussveranstaltung.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Handelsblatt. 2021a. „Antrieb mit Brennstoffzelle: Sind Wasserstoffzüge zu teuer?“, 2021. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/mobilitaet-antrieb-mit-brennstoffzelle-sind-wasserstoffzuege-zu-teuer/26967148.html>.
- . 2021b. „Schattenseite des Hoffnungsträgers: Produktion von Wasserstoff könnte Ressourcen gefährden“. <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutralitaet-schattenseite-des-hoffnungstraegers-produktion-von-wasserstoff-koennte-ressourcen->

- gefaehrden/27063644.html#:~:text=Standards%20k%C3%B6nnen%20Wasserverbrauch%20begrenzen&text=Bei%20einem%20weltweiten%20Wasserstoffbedarf%20von,Milliarden%20Tonnen%20pro%20Jahr%20betragen.
- . 2021c. „Welche Hersteller Autos mit Brennstoffzellen anbieten“, 2021.
<https://www.handelsblatt.com/mobilitaet/elektromobilitaet/wasserstoff-autos-welche-hersteller-autos-mit-brennstoffzellen-anbieten/27306932.html#:~:text=Doch%20in%20der%20Diskussion%20um,Reichweiten%20und%20schnelles%20Tanken%20punkten>.
- Hebling, Christopher, Mario Ragwitz, Tobias Fleiter, Ulf Groos, Dominik Härle, Anne Held, Matthias Jahn, u. a. 2019. „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“. *Fraunhofer Institut für System-und Innovationsforschung ISI & Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme*.
- Hirschl, Bernd, Lukas Torliene, Uwe Schwarz, Elisa Dunkelberg, Julika Weiß, Clara Lenk, Raoul Hirschberg, u. a. 2021. „Zwischenbericht Gutachten Klimaplan Brandenburg“. https://mluk.brandenburg.de/sixcms/media.php/9/ZwBericht-Gutachten-KlimaplanBB_finale%20Fassung.pdf.
- IKEM. 2020. „Wasserstoff - Farbenlehre Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie“. Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf.
- . 2022a. „Rahmenbedingungen für Elektrolyseure verbessern“. https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2022/04/20220414_Stellungnahme_IE-RL.pdf?media=1649333287.
- . 2022b. „Rahmenbedingungen für Elektrolyseure verbessern“. https://usercontent.one/wp/www.ikem.de/wp-content/uploads/2022/04/20220414_Stellungnahme_IE-RL.pdf?media=1649333287.
- 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.
- Jendrischik, Martin. 2021. „Wie Plagazi aus Rotorblättern hochreinen Wasserstoff machen will“. *CleanThinking.de* (blog). 29. Juni 2021. <https://www.cleantesting.de/plagazi-plasma-vergasung-rotorblaetter-asr-kunststoff-abfaelle-wasserstoff/>.
- Jens, Jaro, Anthony Wang, Kees van der Leun, Daan Peters, und Maud Buseman. 2021. „Extending the European Hydrogen Backbone“. Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium, Gasgrid Finland, Gasunie, GAZ-SYSTEM, GCA, GNI, GRTgaz, National Grid, NET4GAS, Nordion Energi, OGE, ONTRAS, Plinovodi, Snam, TAG, Teréga. https://oge.net/_Resources/Persistent/b/9/d/f/b9df70ff59217e9cb5c4d30500802d62dcfb323f/European%20Hydrogen%20Backbone_Report_April%202021.pdf.
- Kraftfahrt-Bundesamt. 2021a. „Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Fahrzeugalter - FZ 15“. Flensburg. https://www.kba.de/SharedDocs/Downloads/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ15/fz15_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- . 2021b. „Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken - FZ1“. Flensburg. https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke_node.html.
- Lacal-Arántegui, Roberto, Andreas Uihlein, und José Maria Yusta. 2020. „Technology effects in repowering wind turbines“ *Wind Energy*. <https://doi.org/10.1002/we.2450>.
- Lehmann, Paul, Erik Gawel, Klaas Korte, und Alexander Purkus. 2017. „20 Jahre EEG: Ist das Förderende für alte Anlagen ein Problem für die Energiewende?“ *Wirtschaftsdienst* 10. <https://doi.org/10.1007/s10273-017-2205-3>.
- Leipziger Zeitung. 2022. „Leipziger Stadtwerke, Siemens Energy und EDF: Grüner Wasserstoff soll gleich am Standort des HKW Leipzig Süd erzeugt werden“. *Nachrichten aus Leipzig - Leipziger Zeitung*. 22. Mai 2022. <https://www.l-iz.de/wirtschaft/wirtschaft->

- leipzig/2022/05/leipziger-stadtwerke-siemens-energy-und-edf-gruener-wasserstoff-soll-gleich-am-standort-des-hkw-leipzig-sued-erzeugt-werden-451030.
- LfU. 2018. „Klimagasinventur 2018 für das Land Brandenburg“, 28.
- . 2022. *BImSchG-Anlagen des Landes Brandenburg (außer WKA) (Version 2.0)*. OpenGeodata.Brandenburg. GeoBasis-DE / LGB. https://data.geobasis-bb.de/geofachdaten/Luft_und_Luftqualitaet/.
- Ludwig Bülkow Systemtechnik. 2019. „Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen“. https://lbst.de/wp-content/uploads/2021/03/LBST_Wasserstoffstudie_NRW.pdf.
- Madlener, Reinhard, Barbara Glensk, und Lukas Gläsel. 2019. „Optimal Timing of Onshore Wind Repowering in Germany under Policy Regime Changes: A Real Options Analysis“. *Energies* 12 (24): 4703. <https://doi.org/10.3390/en12244703>.
- Märkische Allgemeine Zeitung. 2018. „Leben mit dem Windrad“, 2018. <https://www.maz-online.de/lokales/potsdam-mittelmark/leben-mit-dem-windrad-5HFJSB6STPUXIHGETWYUPH5KV4.html>.
- Marktstammdatenregister, MaStR. 2022. „Aktuelle Einheitenübersicht“. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>.
- Milanzi, Sarah, Carla Spiller, Benjamin Grosse, Lisa Hermann, und Joachim Müller-Kirchenbauer. 2018. „Technischer Stand und Flexibilität des Power-to-Gas-Verfahrens“. https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Technischer_Stand_und_Flexibilit%C3%A4t_des_Power-to-Gas-Verfahrens.pdf.
- MLUK. 2021. „Klimawandelmonitoring im Land Brandenburg - Aktualisierungsbericht“. *Fachbeiträge des LfU, Heft Nr. 160*, 128.
- MWAE. 2021a. „Maßnahmenkonkrete Strategie für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Land Brandenburg“. https://brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Wasserstoffstrategie_Brandenburg_2021.pdf.
- . 2021b. „Maßnahmenkonkrete Strategie für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft im Land Brandenburg“. https://brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/Wasserstoffstrategie_Brandenburg_2021.pdf.
- Naturwind. 2021. „Projektetails Energiepark Neustadt (Dosse) | Naturwind“. 2021. <https://www.naturwind.de/projekte/energiepark-neustadt-dosse/>.
- NortonRoseFulbright. 2021a. „Financing hydrogen projects brings unique challenges“. <https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/cd725de6/financing-hydrogen-projects-brings-unique-challenges>.
- . 2021b. „The EU Green Deal explained“. <https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/c50c4cd9/the-eu-green-deal-explained>.
- ORP. 2022. „Wir sorgen für Mobilität im Landkreis - seit 25 Jahren“. <https://www.orp-busse.de/Unternehmen/Vorstellung/>.
- Pinsent Masons. 2021. „Ampel-Koalition will den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft beschleunigen“. <https://www.pinsentmasons.com/de-de/out-law/nachrichten/spd-gruene-fdp-koalitionsvertrag-wasserstoff#:~:text=Erste%20Priorit%C3%A4t%20habe%20jedoch%20die,die%20deutsche%20Wirtschaft%20sichergestellt%20werden>.
- Plankenbühler, Thomas, Sebastian Kolb, Katharina Herkendell, und Jürgen Karl. 2021. „Screening Wasserstoff Technik“. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg. https://www.encn.de/fileadmin/user_upload/EnCN_Studie_Wasserstofftechnologie_2021.pdf.

- pv-magazine. 2022. „The Hydrogen Stream: Ukraine invasion raises price of gas-powered grey ammonia“, 2022. <https://www.pv-magazine.com/2022/03/08/the-hydrogen-stream-ukraine-invasion-raises-price-of-gas-powered-grey-ammonia/>.
- REDII. 2022. „Commission Delegated Regulation (EU) .../...“ European Commission.
- Regionale Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel. 2021. „Arbeitshilfe Photovoltaik-Freiflächenanlagen“. Regionale Planungsgemeinschaft Prignitz-Oberhavel. https://www.prignitz-oberhavel.de/fileadmin/dateien/dokumente/REM/Arbeitshilfe_PVA/PVA_Arbeitshilfe.pdf.
- REK. 2021a. „Integriertes regionales Energie- und Klimaschutzkonzept“. https://havelland-flaeming.de/wp-content/uploads/2021/01/REK-HF_Kurzbericht.pdf.
- . 2021b. „Regionales Energiekonzept 2021 - Prignitz-Oberhavel“. https://www.prignitz-oberhavel.de/fileadmin/dateien/dokumente/REM/FREK_2021/Abschlusspraesentation/FR_EK_Endbericht.pdf.
- RWE. 2022. „Neuer Delegierter Rechtsakt bremst grünen Wasserstoff aus“. <https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2022-05-23-neuer-delegierter-rechtsakt-bremst-gruenen-wasserstoff-aus>.
- Scandria@Corridor. 2022. „Empowering H2-ready Regions in Central Europe“. https://scandria-alliance.eu/wp-content/uploads/2022/04/project_factsheet_H2CE.pdf.
- Schönauer, Anna-Lena, und Sabrina Glanz. 2022. „Hydrogen in future energy systems: social acceptance of the technology and its large-scale infrastructure“. *International Journal of Hydrogen Energy* 47 (24): 12251–63.
- SPD, BÜNDNIS90/DIE GRÜNEN, FDP. 2021. „Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP“. 2021. <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>.
- 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.
- SSAB. 2022. „Fossil Free Steel“. 2022. <https://www.ssab.de/fossil-free-steel>.
- Statista. 2022a. „Anzahl der Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2020“. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/20116/umfrage/anzahl-der-windkraftanlagen-in-deutschland-seit-1993/>.
- . 2022b. „Täglicher Trinkwasserverbrauch pro Kopf in Deutschland bis 2021“. Statista. 4. Mai 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12353/umfrage/wasserverbrauch-pro-einwohner-und-tag-seit-1990/>.
- Steag. 2020. „Grüner Wasserstoff für grünen Stahl aus Duisburg“. 2020. <https://www.steag.com/de/steag-news-ausgabe-6-2020/gruener-wasserstoff-fuer-gruenen-stahl-aus-duisburg>.
- TGA Fachplaner. 2021. „Wasserstoff: Wie viel Wasser wird dafür benötigt?“ <https://www.tga-fachplaner.de/energietechnik/energietraeger-wasserstoff-wie-viel-wasser-wird-dafuer-benoetigt#:~:text=9%20kg%20Wasser%20f%C3%BCr%20ein,wenn%20daf%C3%BCr%20Meerwasser%20entsalzt%20wird>.
- thyssenkrupp. 2022. „thyssenkrupp Steel's climate strategy“. 2022. <https://www.thyssenkrupp-steel.com/en/company/sustainability/climate-strategy/>.
- Transport & Environment. 2021. „Unlocking electric trucking in the EU: recharging along highways“. https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/202102_pathways_report_final.pdf.
- Umweltbundesamt. 2021. „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität“. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/rescue_studie_cc_36-

- 2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet_auflage2_juni-2021.pdf.
- U.S. Department of Energy. 2015. „Fuel Cells“.
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/11/f27/fcto_fuel_cells_fact_sheet.pdf.
- VBB. 2022. „Alternative Antriebe auf dem Prignitz-Express - Kurzfassung Schlussbericht“.
<https://www.i2030.de/wp-content/uploads/2022/04/i2030-Gutachten-Alternative-Antriebe-Prignitz-Express-Kurzfassung.pdf>.
- VDV. 2022. „Umsetzung der Clean Vehicles Directive (CVD)“.
<https://www.vdv.de/umsetzung-cvd.aspx>.
- Verwaltungssystem Konversion, und GIS Planungsstelle. 2004. *Militärische Flächen, Konversionsflächen* (Version Version 4.9 Dez 2004). GL Luftbild & Planung - Bearbeitung GIS Planungsstelle 10/2009.
- Watson Farley & Williams. 2021. „The German Hydrogen Strategy“.
<https://www.wfw.com/articles/the-german-hydrogen-strategy/>.
- . o. J. „The European Hydrogen Strategy“. 2021. Zugegriffen 14. Juni 2022.
<https://www.wfw.com/articles/the-european-hydrogen-strategy/>.
- Welder, Lara, Peter Stenzel, Natalie Ebersbach, Peter Markewitz, Martin Robinus, Bernd Emonts, und Detlef Stolten. 2018. *Auslegung und Bewertung von Wasserstoffrückverstromungspfaden in nationalen Energiesystemen mittels räumlich-zeitlich aufgelöster Energiesystemoptimierung*.
- WFBB, und Berlin Partner. 2015. „Metall- und Stahlindustrie in der Hauptstadtregion Berlin-Brandenburg“.
https://www.wfbb.de/sites/wfbb.de/files/2021-04/zab-1517-002_metallbroschuere_dt_web%20%281%29.pdf.
- . 2017. „Papierproduktion und -verarbeitung in der Hauptstadtregion Berlin-Brandenburg“.
<https://www.wfbb.de/sites/wfbb.de/files/2021-05/Papierproduktion%20und%20verarbeitung%20in%20der%20Hauptstadtregion%20Berlin-Brandenburg.pdf>.
- . 2020. „Kunststoffe und Chemie in der Hauptstadtregion Berlin-Brandenburg“.
https://www.wfbb.de/sites/wfbb.de/files/2021-04/kunststoffe_und_chemie_in_der_hauptstadtregion_berlin_brandenburg_de_web_2.pdf.
- Wikipedia. 2022. „Stahl- und Walzwerk Hennigsdorf“. 28. April 2022.
- Windkraft-Journal. 2016. „Mit Windpark-Bürger-Beteiligung starke Rendite sichern“, 2016.
<https://www.windkraft-journal.de/2016/04/28/mit-windpark-buerger-beteiligung-starke-rendite-sichern/83067>.
- wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestags. 2020. „Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff“.
<https://www.bundestag.de/resource/blob/691748/01a954b2b2d7c70259b19662ae37a575/WD-5-029-20-pdf-data.pdf>.
- Wood Mackenzie. 2020. „Green hydrogen costs to fall by up to 64% by 2040“.
<https://www.woodmac.com/press-releases/green-hydrogen-costs-to-fall-by-up-to-64-by-2040/>.
- World Energy Council, EPRI & PwC. 2021. „Hydrogen on the Horizon: Ready, Almost Set, Go?“
https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Innovation_Insights_Briefing_-_Hydrogen_on_the_Horizon_-_Ready%2C_Almost_Set%2C_Go_-_July_2021.pdf?v=1631627553.
- Wuppertal Institute. 2020. „Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung“.
<https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf>.