



**Wasserstoff –
Potenzialstudie**

**Wasserstoff-Potenzialstudie
für den Kreis Coesfeld**

Projekt

Die Erstellung der Potenzialstudie wurde vom Kreis Coesfeld beauftragt.

Laufzeit: 01.05.2021 – 31.10.2021

Projektpartner

Dieses Projekt wurde unter Zusammenarbeit des Kreises Coesfeld und der energielenker projects GmbH durchgeführt.

Auftraggeber

Kreis Coesfeld

Der Landrat

Friedrich-Ebert-Straße 7

48653 Coesfeld

Ansprechpartner:

Mathias Raabe

Stefan Bölte

Jens Bischoff

Auftragnehmer

energielenker projects GmbH

Hüttruper Heide 90

48268 Greven

Tel.: +49 251 27601-734

Ansprechpartner:

Christoph Hanrott

Johannes Meyer



Lesehinweis

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wurde im vorliegenden Bericht bei Personenbezeichnungen in der Regel die maskuline Form verwendet. Diese schließt jedoch gleichermaßen die feminine Form mit ein. Die Leserinnen und Leser werden dafür um Verständnis gebeten.

GRÜßWORT DES LANDRATES

Der Energieversorgung durch den Energieträger Wasserstoff wird aktuell in vielen Anwendungsbereichen ein großes Potenzial zugeschrieben. Schwerpunktmäßig der Mobilitätssektor, aber auch Industrieanwendungen und der Heizungsmarkt werden als mögliche Anwendungsfelder gesehen. Vor allem die Speicherbarkeit ist ein Vorteil, der oft gegenüber batteriebasierten Konzepten angeführt wird.

Allerdings ist eine große Herausforderung die Bereitstellung des benötigten Wasserstoffs. Hierbei bieten sich lokale Produktionen an, um älteren regenerativen Stromerzeugungsanlagen ein Post-EEG-Anschlusskonzept zu ermöglichen oder bei Photovoltaik- und Windparks zukünftig bei Abschaltzeiten wegen Netzüberlastungen den Überschussstrom nutzbar zu machen. Demgegenüber wird auch ein Import von Wasserstoff zukünftig notwendig sein, um die benötigten Mengen bereitstellen zu können.

Um bewerten zu können, ob diese Art der Energieversorgung perspektivisch eine reelle Alternative ist oder aktuell lediglich auf einer Euphoriewelle schwimmt, hat der Kreis Coesfeld eine Potenzialstudie erarbeitet. Diese zeigt vor dem Hintergrund der spezifischen strukturellen Gegebenheiten die Möglichkeiten im Kreisgebiet auf und soll bisher erstellte Projektansätze entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette identifizieren.

Die Studie sondiert dabei die Möglichkeiten der Zusammenarbeit über Kreisgrenzen hinweg: im Gleichschritt mit den Kreisen Borken und Warendorf und in engem Austausch mit dem Kreis Steinfurt sowie der Stadt Münster untersucht das Münsterland Chancen und Risiken der Wasserstofftechnologie für die Gesamtregion. Das Münsterland ist eine bundesweite Vorzeigeregion im Klimaschutz. Das Münsterland ist Klimaland. Ziel ist deshalb nicht nur, den Klimaschutz voranzutreiben, sondern auch die wirtschaftlichen Chancen der Wasserstofftechnologie für das Münsterland zu erschließen und die Region in übergeordneten Roadmaps von Bund und Land als Aktivposten zu platzieren.



Dr. Christian Schulze Pellengahr

Landrat

GRÜßWORT DES LANDRATES.....	3
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	7
1 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	9
2 AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNGEN.....	10
2.1 ÜBERREGIONALE ANSÄTZE	12
2.2 ZIELSETZUNG	13
2.3 GANZHEITLICHE BETRACHTUNG	13
3 GRUNDLAGEN WASSERSTOFF	15
3.1 NATIONALE WASSERSTOFFSTRATEGIE	15
3.2 ZIELE IM NEUEN KOALITIONSVERTRAG 2021	15
3.3 AUSBAUZIELE & ENTWICKLUNGEN.....	16
4 ERZEUGUNG VON WASSERSTOFF	17
4.1 ERZEUGUNGSMÖGLICHKEITEN - ALLGEMEIN.....	17
4.1.1 Farbenlehre.....	17
4.1.2 Möglichkeiten zur Erzeugung von grünem Wasserstoff	18
4.1.3 Gesetzliche Grundlagen (u.a. Umlagenbefreiung, THG-Quote).....	22
4.2 VORAUSSETZUNGEN ZUR H ₂ -PRODUKTION.....	25
4.3 REGENERATIVE STROMERZEUGUNG IM KREIS COESFELD	27
4.3.1 Windenergieanlagen	28
4.3.2 Photovoltaikanlagen.....	32
4.3.3 Biogasanlagen.....	33
4.3.4 Ausbaupotenzial regenerativer Stromerzeuger.....	34
4.4 SZENARIEN ZUR WASSERSTOFFERZEUGUNG.....	36
4.4.1 H ₂ -Erzeugung aus lokalen Windkraft- oder Photovoltaikanlagen.....	37
4.4.2 H ₂ -Erzeugung aus der Kombination lokaler Wind- und Photovoltaikanlagen	37
5 VERTEILINFRASTRUKTUR	39
5.1 ALLGEMEIN – SPEICHER-& TRANSPORTLOGISTIK	39
5.1.1 Speichertechnologien	39
5.1.2 Transporttechnologien	42
5.2 HERAUSFORDERUNGEN IM KREIS COESFELD	44
5.2.1 Struktur des Kreises.....	44

5.2.2	Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur	45
5.2.3	Nutzung vorhandener Leitungsinfrastruktur	47
6	BETANKUNGSINFRASTRUKTUR	49
6.1	ALLGEMEINE INFOS ZU H ₂ -TANKSTELLEN	49
6.1.1	Bestandteile einer H ₂ -Tankstelle	49
6.1.2	Ausführungsmöglichkeiten H ₂ -Tankstelle	50
6.1.3	Genehmigungslaufplan	51
6.2	H ₂ -TANKSTELLEN IM KREIS COESFELD	53
6.2.1	Kriterien zur H ₂ -Tankstellen-Standortauswahl	53
6.2.2	Bewertung von H ₂ -Tankstellen Standorten im Kreis Coesfeld	54
7	WASSERSTOFF-ANWENDUNGEN	55
7.1	MOBILITÄT	55
7.2	INDUSTRIE	58
7.3	KWK-ANWENDUNGEN	59
7.4	EINSPEISUNG IN DAS ERDGASNETZ	60
7.5	ÜBERSICHT DER ANWENDUNGSFELDER	62
8	AUSGEWÄHLTE PILOTSTANDORTE IM KREIS COESFELD	64
8.1	PILOTSTANDORT 1: DEPONIE COESFELD-HÖVEN	67
8.1.1	Potenziale des Standorts	67
8.1.2	Herausforderungen und Fragestellungen	68
8.1.3	Technische Darstellung des Konzeptes	69
8.1.4	Wirtschaftlichkeitsberechnung	69
8.1.5	Bewertung des Standorts	70
8.1.6	Ausblick	70
8.2	PILOTSTANDORT 2: COESFELD-FLAMSCHEN	71
8.2.1	Potenziale des Standorts	71
8.2.2	Herausforderungen und Fragestellungen	72
8.2.3	Wirtschaftlichkeitsberechnung	72
8.2.4	Bewertung des Standorts	73
8.2.5	Ausblick	73
8.3	PILOTSTANDORT 3: NORDKIRCHEN	74
8.3.1	Herausforderungen und Fragestellungen	74
8.3.2	Technische Darstellung des Konzeptes	74

8.3.3 Bewertung des Standorts.....	75
8.3.4 Ausblick.....	76
9 FAZIT & GESAMTAUSBLICK.....	77
10 LITERATURVERZEICHNIS.....	79
11 ANHANG.....	86

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1. Übersicht über Förderungen im H ₂ -Kontext	11
Abbildung 2. Benachbarte H ₂ -Regionen.....	12
Abbildung 3. "Henne-Ei Problem" in der H ₂ -Wertschöpfungskette	14
Abbildung 4. involvierte Akteursgruppen im Rahmen der Machbarkeitsstudie	14
Abbildung 5. Der Wasserstoff-Regenbogen.....	18
Abbildung 6. AEL-Elektrolyse	18
Abbildung 7. PEM-Elektrolyse	19
Abbildung 8. HT-Elektrolyse	19
Abbildung 9. Vergleich der Elektrolysetechnologien	20
Abbildung 10. Vergleich der H ₂ -Erzeugungstechnologien.....	22
Abbildung 11. Spotmarktpreise 2020	24
Abbildung 12. Auslegungsmöglichkeiten von H ₂ -Erzeugung	25
Abbildung 13. Erzeugungs- und Verbrauchslastgänge in D, 2021	26
Abbildung 14. Prognose Erzeugungs- und Verbrauchslastgänge in D, 2030.....	26
Abbildung 15. Vergleichswerte zur H ₂ -Versorgung von Fahrzeugen aus WEA.....	27
Abbildung 16: Vergleichswerte zur H ₂ -Versorgung von Fahrzeugen aus WEA & PV	28
Abbildung 17. Durchschnittliche Leistung pro Windenergieanlage.....	28
Abbildung 18. Anzahl neu installierter WEA im Kreis Coesfeld.....	29
Abbildung 19. Installierte Leistung je Inbetriebnahmezeitraum	29
Abbildung 20. Beispielhafter WEA-Stromerzeugungslastgang.....	30
Abbildung 21. Chancen und Herausforderung von Alt- bzw. Neu-WEA-Anlagen.....	30
Abbildung 22. EEG-Vergütungssätze von PV- und Windanlagen.....	33
Abbildung 23. Übersicht der elektrischen Leistung der Biomasseanlagen >500 kW im Bestand.....	34
Abbildung 24: Bestand und Ausbaupotenzial PV-Freifläche und Windkraft.....	34
Abbildung 25. Wasserstoffherzeugung mittels Überschussstroms.....	36
Abbildung 26: Finanzielle Daten der Elektrolyse, Windkraft- und PV-Anlage	37
Abbildung 27. Wasserstoffherzeugungsvergleich	38
Abbildung 28. Wasserstoff-Druckbehälter-Typen.....	40
Abbildung 29. Kryotank mit Vakuum-MLI.....	40
Abbildung 30. Übersicht der H ₂ -Speichertechnologien.....	42
Abbildung 31. Übersicht der H ₂ -Transporttechnologien	44
Abbildung 32. Belieferung von Erzeugungsstandort.....	44
Abbildung 33. Belieferung mehrerer Tankstellen	45
Abbildung 34. Vision für ein deutsches H ₂ -Netz	46
Abbildung 35. geplante H ₂ -Wasserstoffinfrastruktur	47
Abbildung 36. Thyssengas-Gasnetz im Kreis Coesfeld.....	48
Abbildung 37. Komponenten einer H ₂ -Tankstelle.....	50
Abbildung 38. Vergleich von stationären und mobilen Tankstellen.....	51
Abbildung 39. BImSchV-Verfahren.	52
Abbildung 40. Wirkungsgradvergleich: Wasserstoff vs. Batterieelektrisch	55
Abbildung 41. Darstellung konkurrenzfähiger Kraftstoffpreise bei unterschiedlichen CO ₂ -Preisen (brutto)	57
Abbildung 42. Vergleich volatiler Stromerzeugung und -bedarf	60
Abbildung 43. Einsatz von KWK-Anlagen bei volatilen Stromlastgängen.....	60

Abbildung 44. Abschätzung H ₂ -Einspeisung.....	61
Abbildung 45. Zukünftige H ₂ -Erzeugungs- und Absatzpfade	62
Abbildung 46. Übersicht der Projektansätze entlang der H ₂ -Wertschöpfungskette. .	65
Abbildung 47. Deponiestandort in Coesfeld-Höven.....	67
Abbildung 48. Aufbereitungsanlage für das erzeugte Biogas.....	68
Abbildung 49. H ₂ - Konzept am Standort Deponie Coesfeld-Höven	69
Abbildung 50. Standortübersicht Coesfeld-Flamschen	71
Abbildung 51. Energieflussdiagramm des Konzeptes	75

1 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BZ	Brennstoffzelle
CNG	Comprimised Natural Gas (Biomethan für den Kraftstoffmarkt)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GH ₂	Gasförmiger Wasserstoff
GFC	Gesellschaft des Kreises Coesfeld zur Förderung regenerativer Energien mbH
H ₂	Wasserstoff
LBauO	Landesbauordnung
LH ₂	Liquified Hydrogen (verflüssigter Wasserstoff)
LNG	Liquified Natural Gas (verflüssigtes Biomethan für Kraftstoffmarkt)
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier (Flüssige organische Wasserstoffträger)
NIP	Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie
NOW GmbH	Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie GmbH
NRW	Nordrhein-Westfalen
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
OWL	Ost-Westfalen-Lippe
RED II	Renewable Energy Directive II Erneuerbare-Energien Richtlinie
THG	Treibhausgas
WBC	Wirtschaftsbetriebe Kreis Coesfeld GmbH
WFC	Wirtschaftsförderung Kreis Coesfeld GmbH

2 AUSGANGSLAGE UND ZIELSETZUNGEN

Der Kreis Coesfeld ist mit seinen Energie- und Klimaschutzaktivitäten seit vielen Jahren sehr erfolgreich (u.a. Auszeichnung mit dem European Energy Award in GOLD).

Der Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung ist im Kreis Coesfeld durch das Engagement unterschiedlichster, oftmals regionaler Akteure frühzeitig, vielschichtig und großflächig erfolgt. Als Erzeugungstechnologien sind Windkraftanlagen, PV-Anlagen sowie Biogasanlagen zu benennen.

Der Kreis Coesfeld mit seinen Gesellschaften der Wirtschaftsbetriebe Coesfeld (wbc) und der Gesellschaft des Kreises Coesfeld zur Förderung regenerativer Energien (gfc) ist bereits mehrfach mit „Pioniergeist unterwegs“. Der frühzeitige Ausbau der E-Ladesäuleninfrastruktur sowie der Aufbau eines kommunalen E-Fuhrparks gehören ebenso dazu wie die Gasaufbereitung und -einspeisung am Standort Höven. Aktuell wurde für diesen Standort eine Power-to-Gas-Machbarkeitsstudie erstellt, die die Themen Wasserstoff, Methanisierung und Gaseinspeisung abdeckt.

Sektorenkopplung

Die „Energiewelt“ erweist sich dabei als hochdynamisch. Die Energiewende ist eine große Herausforderung für Bund, Land und Kommunen (Kreise, Städte, Gemeinden). Zur Umsetzung einer erfolgreichen Energiewende 2.0 (Wärme- und Mobilitätswende) bedarf es des Einsatzes eines Technologiemixes. In der Fachwelt werden dazu neben dem Ansatz „All electric“ insbesondere die Sektorenkopplung mit den Themenfeldern „Power-to-X“ (u.a. Power-to-Heat, Power-to-Gas) sowie Wasserstofftechnologien und klimaneutrale Gase diskutiert.

Post-EEG

Eine weitere Aufgabenstellung erreicht ab 2021 insbesondere die Regionen in Deutschland, in denen frühzeitig die Stromwende durch den Ausbau von Wind- und PV- sowie Biogasanlagen realisiert worden ist. Das im Jahr 2000 in Kraft getretene EEG gilt für 20 Jahre + Inbetriebnahmejahr. Demnach laufen die ersten Anlagen ab 2021 aus der aktuellen EEG-Förderung. Lösungen für die Anlagenbetreiber sind zu entwickeln. Im Kreis Coesfeld stehen ab 2022 die Betreiber erster Anlagen vor dieser Herausforderung.

EU- und Bundesebene

Im Bereich der gesetzlichen und förderrechtlichen Rahmenbedingungen sind zahlreiche Gesetze und Richtlinien einerseits und Förderprogramme andererseits aktuell novelliert worden bzw. eine Novellierung steht bevor. Die EU sowie Bundes- und Landesregierung forcieren ihre Aktivitäten (u.a. Green Deal, Renewable Energy Directive II (RED II), Konjunktur- und Zukunftspaket der Bundesregierung, Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) der Bundesregierung). Diese Rahmenbedingungen sind bei einer Zukunftsausrichtung unbedingt zu berücksichtigen.

Der Kreis Coesfeld ist gewillt, die neuen Herausforderungen als Chancen zu sehen und die o.g. Themenfelder mit interessierten Akteuren aus dem Kreis frühzeitig und mit Weitsicht auszuarbeiten.

Mit konzeptionellen Lösungen im direkten Zugriff und umsetzungswilligen Akteuren kann der Kreis Coesfeld schnell und professionell auf die in nächster Zeit geplanten

Investivförderkulissen im Rahmen des von der Bundesregierung eingeforderten Markthochlaufs dieser Technologien reagieren und sich dadurch einen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Regionen sichern. Als Förderkulissen stehen unter anderem das NIP, Programme der NOW GmbH, Konjunktur- und Zukunftspaket, Energie- und Klimafonds sowie weitere neu aufzulegende Förderungen im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie bereit.

Förderung	Fördermittelgeber	Fördergegenstand	Berechtigte	Art der Förderung
HyStarter	NOW GmbH	Konzepte/ Machbarkeitsstudien	Gebietskörperschaften	Fachlich und strategisch
HyExpert	NOW GmbH	Konzepte/ Machbarkeitsstudien	Gebietskörperschaften	Fachlich und strategisch
HyPerformer	NOW GmbH	Investitionen in H ₂ - Wertschöpfung	Gebietskörperschaften	Investiv
H ₂ - Tankstelle	NOW GmbH	Öfftl H ₂ -Tankstelle	KMUs; Wirtschaftlich tätige (juristische) Personen	Investiv
Elektrolyseur	NOW GmbH	Elektrolyseur	KMUs; Wirtschaftlich tätige (juristische) Personen	Investiv
BZ- Fahrzeuge	NOW GmbH	Alternative Antriebe	Wirtschaftlich tätige (juristische) Personen	Investiv

Abbildung 1. Übersicht über Förderungen im H₂-Kontext

Mobilität

In Deutschland basiert der Verkehrssektor gegenwärtig zu großen Teilen auf fossilen Kraftstoffen. Dementsprechend sind sowohl Personen- als auch Güterverkehr für einen Großteil der THG-Emissionen im Straßenverkehr verantwortlich. Durch die fortgeschriebene THG-Bilanzierung für den Kreis Coesfeld lässt sich erkennen, dass der Straßenverkehr 41% der Gesamtemissionen verursacht. Während insbesondere im Stromsektor die Dekarbonisierung voranschreitet, sind die THG-Emissionen des Verkehrssektors aktuell nicht rückläufig. Zudem wird laut „Verkehrsverflechtungsprognose 2030“ die Fahrleistung zum Jahr 2030 gegenüber 2010 zunehmen. Damit unterliegt der Verkehrssektor einer besonderen Herausforderung.

Die Reduzierung der THG-Emissionen wurde zudem in dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung ebenfalls für den Verkehrssektor definiert. So sollen bis 2030 die Emissionen um 40% bis 42% gegenüber dem Jahr 1990 zurückgehen. Damit dieses ambitionierte Ziel erreicht werden kann, ist die Befassung mit dem Thema grüne Wasserstoffmobilität, wie sie im Kreis Coesfeld angestrebt wird, unumgänglich.

Dies bekommt insbesondere durch die Regelungen der o.g. Renewable Energy Directive II und der Nationalen Wasserstoffstrategie enormen Aufwind. Die RED II sieht einen stark steigenden Anteil an alternativen Kraftstoffen im Verkehrssektor vor, die nicht nur den Preis fossiler Kraftstoffe beeinflusst, sondern die Vergünstigung alternativer Treibstoffe ermöglicht. So sind Preisminderungen von rund 4-5 €/kg für Wasserstoff an der Tankstelle durch diese Regelungen denkbar. Darüber hinaus werden in der NWS neben den Ausbauzielen zur grünen Wasserstoffproduktion in Deutschland auch erhebliche Fördermittel für die Umsetzung dieser Projekte in Aussicht gestellt. Da sich die Technologien noch im Markthochlauf befinden, müssen zielgerichtet Projekte umgesetzt werden, um Erfahrungen zu sammeln und den Eintritt der Wasserstofftechnologie in den Massenmarkt zu ermöglichen. Diese Projektansätze sollten unter Berücksichtigung möglicher Förderungen erarbeitet werden.

2.1 ÜBERREGIONALE ANSÄTZE

Das Ziel dieser Potenzialstudie ist es für den Kreis Coesfeld, der sich im Westmünsterland an der niederländischen Landesgrenze befindet, das Zukunftsthema „Wasserstoff“ zu bewerten und Erzeugung, Speicherung und Transport sowie die Nutzung vor Ort und regional zu untersuchen.

Konzepte und Projekte anderer Kreise bzw. Regionen in der unmittelbaren Umgebung zu Coesfeld (insb. die Münsterland-Kreise mit dem Kreis Steinfurt als ausgewählte H₂-Modellregion Mobilität NRW, zusätzlich der Blick in das Nachbarbundesland Niedersachsen mit Grafschaft Bentheim und Landkreis Emsland sowie die Grenzregionen der Niederlande) zeigen, wie aktuell und bedeutend das Thema Wasserstoff ist. Eine Projektsicht über die Kreisgrenzen hinaus ermöglicht die Nutzung von Synergieeffekten innerhalb der Region Münsterland.

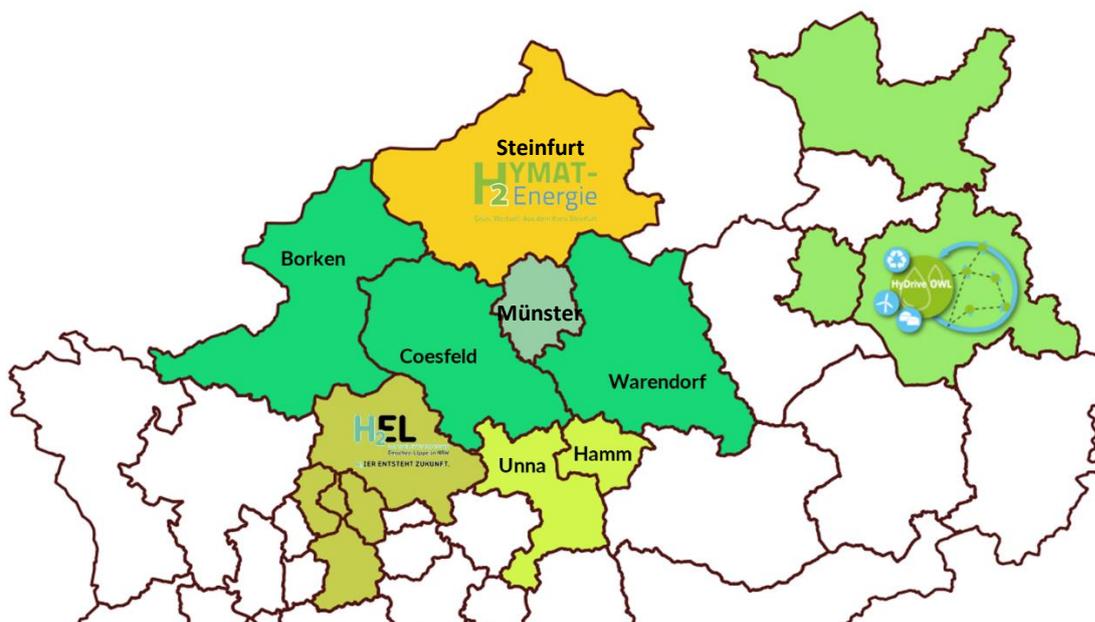


Abbildung 2. Benachbarte H₂-Regionen

Vor allem die Regionen Ostwestfalen-Lippe mit ihrer Hyexpert-Region Hydrive OWL, der Kreis Recklinghausen mit den Städten Bottrop und Gelsenkirchen sowie der Kreis Steinfurt mit der Marke Hymat-Energie bieten optimale Anknüpfungspunkte, um auch im Münsterland die Wasserstoffinfrastruktur zu etablieren.

Insbesondere die im Kreis befindlichen Windparks mit ihren oftmals lokalen Betreibern bieten ein großes Potenzial für grüne Wasserstoffproduktion in der Region. Auch die Biogasanlagen im Kreisgebiet bieten ein Potenzial zur zukünftigen Erzeugung von grünem Wasserstoff. Außerdem befindet sich der Kreis Coesfeld im Gebiet der geplanten Get-H₂-Pipeline, welche von Lingen (Ems) zu den Chemieparks nach Marl und Gelsenkirchen führen soll. Diese Pipeline bietet die Möglichkeit, große überregionale Absatzmärkte zu erschließen und die lokale Wasserstoffversorgung zu sichern.

2.2 ZIELSETZUNG

Im Rahmen der Potenzialstudie wird das Kreisgebiet Coesfeld hinsichtlich potenzieller Standorte für eine grüne Wasserstofferzeugung untersucht und mögliche Auslegungen der Wasserstofferzeugung an beispielhaft untersuchten Standorten werden berechnet. Als Ergebnis stehen konkrete Standortanalysen und -bewertungen inkl. Berücksichtigung der notwendigen Infrastruktur und Peripherie sowie die Darstellung der Wasserstofferzeugungskosten an den jeweiligen Standorten.

Weiterhin werden innerhalb der Studie Untersuchungen zu möglichen Wasserstofftransport- und -einspeisemöglichkeiten durchgeführt.

Die Bearbeitung erfolgte stets in der kreisübergreifenden Betrachtung zu den angrenzenden Kreisen und Regionen, um effizient vorzugehen und Synergieeffekte zu nutzen.

2.3 GANZHEITLICHE BETRACHTUNG

Ein grundlegendes Problem beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur stellt die Abhängigkeit der einzelnen Wertschöpfungsstufen voneinander dar. Hierbei wird oft vom sogenannten „Henne-Ei-Problem“ gesprochen. In Abbildung 3 ist dargestellt, dass die einzelnen Wertschöpfungsstufen aufeinander angewiesen sind. So wird im ersten Schritt eine ausreichende Wasserstofferzeugung nur aufgebaut, wenn für diese eine gewisse Planungssicherheit vorliegt, die durch eine zugesicherte Nachfrage erreicht wird. Diese Nachfrage wird durch die Anschaffung von Fahrzeugen generiert, die jedoch nur erfolgt, wenn die benötigte Tankinfrastruktur vorhanden ist. Diese kann allerdings nur gewährleistet werden, wenn wiederum ausreichende Mengen an Wasserstoff vorhanden sind.

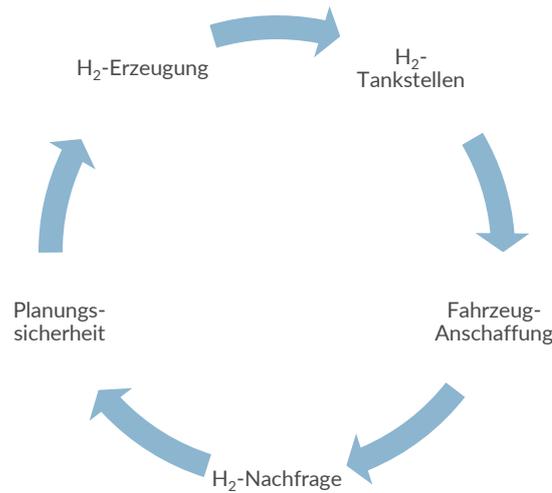


Abbildung 3. "Henne-Ei Problem" in der H2-Wertschöpfungskette

Um eine umfangliche Potenzialstudie erarbeiten zu können, ist es notwendig in einem ersten Schritt relevante Akteure entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette zu identifizieren und aktuelle Projektansätze und Ideen zu berücksichtigen. Aus diesem Grund wurde während der Erarbeitung der Machbarkeitsstudie viel Wert auf direkten Kontakt zu den Akteuren gelegt und es wurden viele Expertengespräche geführt. So konnten einige relevante Personengruppen identifiziert werden, die beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur im Kreis Coesfeld eine zentrale Rolle einnehmen (vgl. Abb. 4).



Abbildung 4. involvierte Akteursgruppen im Rahmen der Machbarkeitsstudie

3 GRUNDLAGEN WASSERSTOFF

3.1 NATIONALE WASSERSTOFFSTRATEGIE

Damit Wasserstoff ein zentraler Bestandteil der deutschen Dekarbonisierungsstrategie werden kann, muss die gesamte Wertschöpfungskette in den Blick genommen werden. Dazu wurde ein kohärenter Handlungsrahmen für die zukünftige Erzeugung, den Transport, die Nutzung und Weiterverarbeitung von Wasserstoff und damit einhergehende Innovationen und Investitionen erarbeitet.

In diesem Zusammenhang wurden Schritte definiert, die notwendig sind, um zur Erreichung der Klimaziele beizutragen, neue Wertschöpfungsketten für die deutsche Wirtschaft zu schaffen und die internationale energiepolitische Zusammenarbeit weiterzuentwickeln.

Vor diesem Hintergrund verfolgt die nationale Wasserstoffstrategie insbesondere folgende Ziele:

- Globale Verantwortung übernehmen
- Wasserstoff wettbewerbsfähig machen
- Einen „Heimatmarkt“ für Wasserstofftechnologien in Deutschland entwickeln und Importen den Weg bereiten
- Wasserstoff als alternativen Energieträger etablieren
- Wasserstoff als Grundstoff für die Industrie nachhaltig machen
- Transport- und Verteilinfrastruktur weiterentwickeln
- Wissenschaft fördern, Fachkräfte ausbilden
- Transformationsprozesse gestalten und begleiten
- Deutsche Wirtschaft stärken und weltweite Marktchancen für deutsche Unternehmen sichern
- Internationale Märkte und Kooperationen für Wasserstoff etablieren
- Globale Kooperationen als Chance begreifen
- Qualitätsinfrastruktur für Wasserstofferzeugung, Transport, Speicherung und Verwendung weiter ausbauen, sichern und Vertrauen schaffen
- Rahmenbedingungen stetig verbessern und aktuelle Entwicklungen aufgreifen

3.2 ZIELE IM NEUEN KOALITIONSVERTRAG 2021

Im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung wurde das Thema Wasserstoff aufgegriffen und kann mit folgenden Zielen zusammengefasst werden:

- Die Wasserstoffstrategie wird 2022 fortgeschrieben
- Förderung der Produktion von grünem Wasserstoff (10 GW in 2030) in Deutschland
- Technologieoffene und ambitionierte Umsetzung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie
- Import- und Transportinfrastruktur mit fairen Wettbewerbsbedingungen
- Europäische Union für grünen Wasserstoff gründen
- Einheitliche europäische Zertifizierung für grünen Wasserstoff

3.3 AUSBAUZIELE & ENTWICKLUNGEN

Der nationale Verbrauch von Wasserstoff liegt aktuell bei rund 55 TWh. Der Bedarf besteht dabei hauptsächlich für stoffliche Herstellungsverfahren im Industriesektor und verteilt sich gleichmäßig zwischen der Grundstoffchemie (Herstellung von Ammoniak, Methanol usw.) und der Petrochemie (Herstellung konventioneller Kraftstoffe). Der Hauptteil des genutzten Wasserstoffs ist hierbei „grauer“ Wasserstoff. Da aber insbesondere in der Petrochemie der eingesetzte Wasserstoff nicht zur Gänze zusätzlich produziert wird, sondern zum Teil als Nebenprodukt in anderen Prozessen entsteht (z.B. Benzinreformierung), lässt sich die aktuell verbrauchte Wasserstoffmenge von rund 55 TWh nicht vollständig durch grünen Wasserstoff ersetzen [1].

Die zukünftige Entwicklung des Wasserstoffmarktes in Deutschland, aber auch weltweit, wird maßgeblich von dem Ambitionsniveau des Klimaschutzes und der zur Erreichung jeweils verfolgten Strategien bestimmt. Vor dem Hintergrund des Übereinkommens von Paris und dem Bekenntnis der Bundesregierung zu dem Ziel der Treibhausgasneutralität 2050 werden für den Wasserstoffmarkt folgende Entwicklungen erwartet:

Bis 2030 wird durch den Anstoß des Markthochlaufs ein erster Anstieg des Bedarfs an Wasserstoff insbesondere im Industriesektor und zu einem geringeren Maße im Verkehr erwartet. Konservative Abschätzungen gehen in der Industrie von einem zusätzlichen Bedarf von 10 TWh aus. Weiterhin ist von einem wachsenden Bedarf für die Brennstoffzellen-betriebene Elektromobilität auszugehen. Weitere Verbraucher (z.B. langfristig Teile der Wärmeversorgung) könnten hinzukommen.

Die Nationale Wasserstoffstrategie zielt auf folgende strategische Zukunftsmärkte:

- Erzeugung von Wasserstoff
- Industrie
- Verkehr
- Wärmemarkt

Wichtige Voraussetzungen und Fragen beim nationalen Markthochlauf von Wasserstofftechnologien und beim Aufbau eines internationalen Wasserstoffmarktes lassen sich nur im EU-Binnenmarkt und -Rechtsrahmen weiterentwickeln. Daher wird Wasserstoff als europäisches Gemeinschaftsprojekt gedacht. Auch über den europäischen Binnenmarkt hinaus wird der Import erneuerbarer Energien mittel- und langfristig für Deutschland notwendig. Aus diesem Grund liegt ein wichtiges Augenmerk der Nationalen Wasserstoffstrategie auf dem internationalen Handel und dem Aufbau von Transport- und Verteilinfrastruktur im In- und Ausland.

Zudem setzt die Nationale Wasserstoffstrategie auf eine Forschungsförderung bei Schlüsseltechnologien und neuen Ansätzen entlang der gesamten Wasserstoffkette.

4 ERZEUGUNG VON WASSERSTOFF

4.1 ERZEUGUNGSMÖGLICHKEITEN - ALLGEMEIN

4.1.1 Farbenlehre

Wasserstoff kann durch verschiedene Prozesse hergestellt werden. In Abhängigkeit von dem Herstellungsverfahren wird dem Wasserstoff eine Farbe zugeteilt, sodass dann z.B. von „grünem“ oder „blauem“ Wasserstoff die Rede ist.

Den größten Anteil des in Deutschland produzierten und verbrauchten Wasserstoffs macht der **graue** Wasserstoff aus. Dieser Anteil beläuft sich auf rund 95 % und basiert vornehmlich auf der Dampfreformierung von fossilem Erdgas, welches einen hohen Anteil an CH₄ (Methan) aufweist. Dabei wird das dabei entstehende CO₂ (Kohlenstoffdioxid) in die Atmosphäre freigesetzt [2].

Wird der Wasserstoff aus fossilen Kohlenwasserstoffen und das CO₂ durch CCS (Carbon Capture and Storage) daran gehindert, in die Atmosphäre zu entweichen, handelt es sich um **blauen** Wasserstoff. Das Kohlendioxid kann anschließend bspw. unterirdisch gelagert werden. Wichtig ist dabei zu beachten, dass dieser Wasserstoff nicht als CO₂-neutral, sondern als CO₂-arm einzustufen ist, da dennoch Kohlendioxid in die Atmosphäre entweicht [3] [4].

Türkiser Wasserstoff wird laut NWS (Nationale Wasserstoffstrategie) durch die Pyrolyse von Methan erzeugt, wobei als Nebenprodukt fester Kohlenstoff entsteht. Dabei ist der Einsatz von erneuerbarer Energie für die Bereitstellung der benötigten Wärme erforderlich [5].

Als wichtigster Wasserstoff wird der **grüne** mit Strom aus 100 % erneuerbarer elektrischer Energie mittels Elektrolyse hergestellt. Dieser macht in Deutschland zwischen vier und fünf Prozent aus. Welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, um grünen Wasserstoff zu erzeugen, wird in den rechtlichen Grundlagen genauer diskutiert.

Ähnlich zu dem grünen Wasserstoff basiert der **orange** Wasserstoff auf Bioenergie. Dazu zählt H₂, welcher durch Dampfreformation von Biogas oder durch Strom aus der Abfallverwertung mit nachgeschalteter Elektrolyse erzeugt wird. Farblich ähnlich, allerdings nicht biogenen Ursprungs ist der **rote/pinke** Wasserstoff, der durch Elektrolyse erzeugt wird, dessen Strom aus Kernenergie stammt. Das Hochtemperatur-Abwasser kann genutzt werden, um H₂ thermochemisch aus Wasser herzustellen [6].

Zuletzt existieren noch **brauner**, **schwarzer** und **weißer** Wasserstoff. Diese werden respektive aus Braun- und Steinkohle mittels Kohlevergasung gewonnen. Dritter ist natürlich in Gesteinsformationen vorkommend und kann durch Fracking gefördert werden.

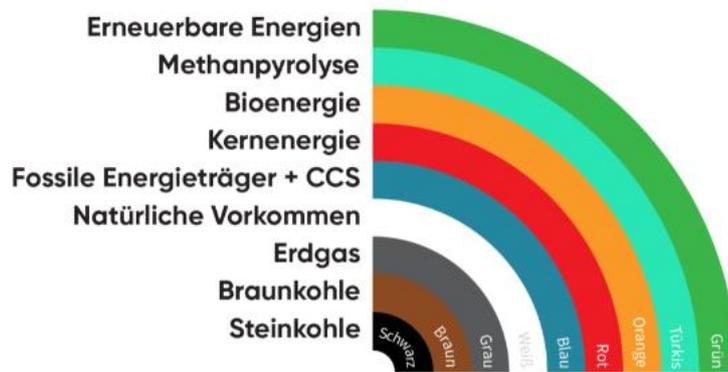


Abbildung 5. Der Wasserstoff-Regenbogen

Entnommen aus [4]

4.1.2 Möglichkeiten zur Erzeugung von grünem Wasserstoff

Elektrolyse

Durch Anlegen eines elektrischen Stromes kann in einer galvanischen Zelle eine Redoxreaktion forciert werden [7]. Dabei entstehen stets Sauerstoff und Wasserstoff. Es existieren verschiedene Elektrolysetechnologien, deren Funktionsweise alle auf dem genannten Prinzip basieren. An der Kathode entsteht Wasserstoff und an der Anode entsteht Sauerstoff. Beide Gase werden gasgetrennt aus dem Elektrolyseur entnommen [8].

Die **alkalische Elektrolyse** (AEL) ist ein bereits industriell etabliertes Verfahren. Als Elektrolyt wird eine alkalisch-wässrige Lösung verwendet. Diese Technologie ist die preiswerteste der aktuell verfügbaren Elektrolyseure, weist allerdings eine Trägheit bei Lastwechsel sowie einen geringen Teillastbereich von minimal 20 % auf [4].

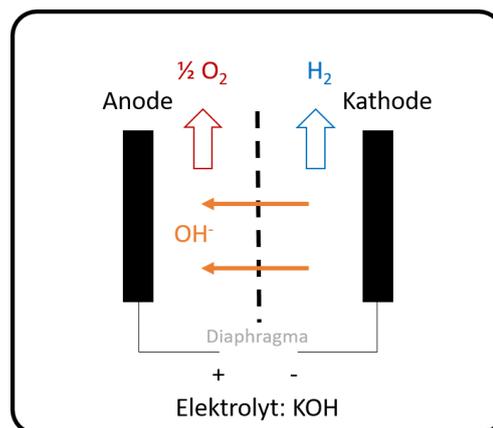


Abbildung 6. AEL-Elektrolyse

Entnommen aus [9]

Die **Protonenaustauschmembran-Elektrolyse** (engl. *Proton-exchange-membrane-electrolysis* oder *Polymer-electrolyte-membrane-electrolysis*, PEM) verwendet im Gegensatz zur AEL einen Festpolymer-Elektrolyt, welcher von Wasser umspült wird. Wie der Name bereits andeutet, werden Protonen (H^+) durch den Elektrolyten transportiert. Sie kann einen größeren Teillastbereich abdecken als die AEL (bis zu 5 %

und kann zudem schnell auf Laständerungen reagieren, was sie für den Einsatz von Regelenergie attraktiver macht als die AEL.

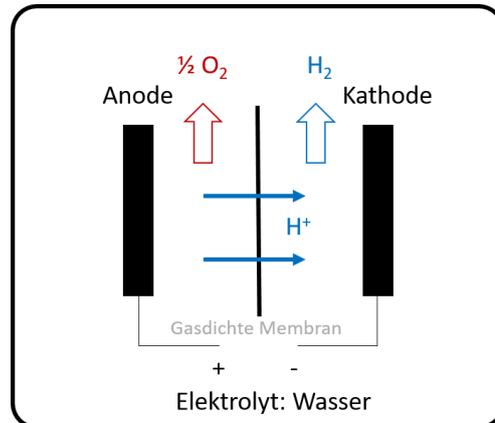


Abbildung 7. PEM-Elektrolyse

Entnommen aus [9]

Die **Anionenaustauschmembran-Elektrolyse** (engl. *Anion-exchange-membrane-electrolysis, AEM*), welche von der Enapter AG entwickelt und patentiert wurde, soll die Vorteile der alkalischen Elektrolyse (Investitionen) und die der PEM-Elektrolyse (Lebensdauer) kombinieren. Ein weiterer Vorteil der Technologie ist, dass keine Edelmetalle wie Platin benötigt werden. Analog zur alkalischen Elektrolyse diffundieren OH^- -Ionen durch die Membran.

Die **Hochtemperatur-Elektrolyse** (engl. *High-temperature electrolysis, HTE*) spaltet Wasser in gasförmigem Zustand bei 550 – 850 °C. Durch die hohe Temperatur kann der benötigte Elektrizitätsbedarf um bis zu 25 % gesenkt werden [10]. Es gibt verschiedene Ausführungen, bei denen entweder Wasserstoff (H^+) oder Sauerstoff (O^{2-}) durch einen Elektrolyten transportiert wird, welcher aus einem festen keramischen Werkstoff besteht (vgl. Abb. 9) [11].

Die HTE befindet sich derzeit in einem Übergang vom Forschungsstadium zu der industriellen Anwendung [9].

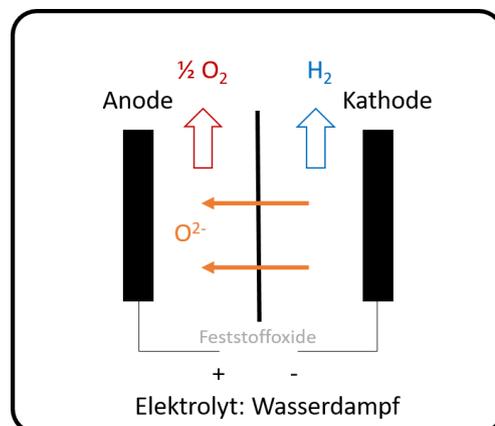


Abbildung 8. HT-Elektrolyse

Entnommen aus [9]

Sowohl die AEL- als auch PEM-Elektrolyse besitzen einen Wirkungsgrad zwischen 60 und 70 %, wohingegen die HTE Wirkungsgrade von über 80 % erreichen kann. Während die spezifischen Investitionskosten der AEL bei ungefähr 650 €/kW (Großanlagen) liegen, befinden sich die Kosten der PEM und HTE bei 1.400 – 1.500 €/kW.

H ₂ -Erzeugungstechnologien	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	HT-Elektrolyse
Investitionskosten	700 €/kW _{el}	1.450 €/kW _{el}	1.400 €/kW _{el}
Wirkungsgrad	65%	63%	81%
Verfügbarer Anlagenleistungsbereich	Bis 130 MW	Bis 6 MW	0,018 MW
Teillastbereich	20-100 %	5-100 %	-
Lastgradient	< 1 %/s	10 %/s	0,05 %/s
Temperaturbereich	50-80 °C	50-80 °C	550-900 °C

Abbildung 9. Vergleich der Elektrolysetechnologien

Biogasreformation

Die Biogasreformation basiert auf der Dampfreformierung. Anstatt fossilem Erdgas wird Biogas als „Feed-Gas“ verwendet.

Bei der Verwendung von Biogas als Feed-Gas müssen einige Dinge beachtet werden: Biogas ist nicht wie Erdgas ein Reingas, sondern ein Gasgemisch aus CH₄ und anderen Störstoffen wie H₂S (Schwefelwasserstoff) und NH₃ (Ammoniak). Aufgrund der Korrosionsfähigkeit der Verbindung von H₂S und Wasser ist eine zusätzliche Tiefenentschwefelung notwendig. Weiterhin wird ein höherer Feed-Massenstrom benötigt, um den gleichen Methanmassenstrom zu erhalten, wie bei der klassischen Dampfreformierung von Erdgas [12].

Zuerst wird das Biogas zusammen mit überhitztem Wasserdampf in den Dampfreformer geleitet, in welchen Wasserstoff und Kohlenmonoxid (CO) katalytisch hergestellt werden. Um den übrigbleibenden Methangehalt zu minimieren und gleichzeitig die H₂-Ausbeute zu maximieren, wird mit einem größeren Wasserdampf/Feed-Gas-Verhältnis gearbeitet, als theoretisch benötigt wird [13].

Um die Wasserstoffausbeute weiter zu erhöhen, wird eine Wassergas-Shift-Reaktion durchgeführt. Das entstehende CO aus dem Dampfreformierungsprozesses wird zusammen mit Wasserdampf zu CO₂ und H₂.

Abschließend wird der Wasserstoff im Gasgemisch mittels Druckwechsel-Adsorption (*engl. Pressure Swing Adsorption, PSA*) abgespalten. Die Adsorption von Gasbestandteilen ist auf die Porosität von verschiedenen Materialien zurückzuführen, dessen Kraft abhängig von den Gasbestandteilen, den verwendeten Materialien, dem Partialdruck der Gaskomponente und der Temperatur ist. Gasbestandteile mit geringer Polarität wie Wasserstoff wird im Gegensatz zu z.B. Kohlenwasserstoffen fast nicht adsorbiert, es entsteht ein Massenstrom mit hoher Wasserstoffreinheit [14].

Das abgeschiedene Methan (Tailgas) kann dann in einem Brenner verbrannt werden, um die benötigte Prozesswärme für die Dampfreformierung bereitzustellen.

Die Biogasreformation ist für Anlagen eine Lösung, bei welchen die EEG-Vergütung ausläuft und die ohne diese Vergütung nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann [15].

Pyrolyse

Bei der Pyrolyse, oft auch Methanpyrolyse genannt, wird CH_4 thermisch gespalten. Dabei kann sowohl fossiles Erdgas als auch Biogas, Biomethan oder Grubengas als Edukt verwendet werden. Die thermische Spaltung von Methan, Biogas o.ä. erfolgt unter Ausschluss von oxidierenden Reaktionspartner wie Sauerstoff oder Kohlendioxid. Für die Reaktion ist eine hohe Prozesstemperatur notwendig. Die ersten CH_4 -Zersetzungsreaktionen können unter bestimmten Voraussetzungen bereits bei 500 °C stattfinden, in der Regel beträgt die Prozesstemperatur aber mehr als 1.000 °C [16].

Ein Vorteil der Pyrolyse im Vergleich zur Dampfreformierung ist, dass neben Wasserstoff nicht CO_2 , sondern elementarer Kohlenstoff in fester Form (Thermalruß) anfällt. Dieses ist einfacher zu bearbeiten und könnte sogar vermarktet werden, um ihn beispielsweise als Bestandteil von Straßenbelag zu verwerten, wodurch dieser langfristig gebunden werden kann [17].

Allerdings können neben Wasserstoff und Thermalruß weitere Kohlenwasserstoffe oder, bei der Pyrolyse von Erdgas, Schwefelverbindungen entstehen, welche durch eine nachgeschaltete Gasreinigung (z.B. PSA) vom Wasserstoff getrennt werden müssten. Durch diese unerwünschten Nebenprodukte kann der Umsatz maßgeblich beeinflusst werden.

Eine Beschreibung der verschiedenen Pyrolyseverfahren kann [16] und [18] entnommen werden.

Plasmalyse

Die Plasmalyse ist ein von der Firma Graforce GmbH entwickeltes Verfahren, um Wasserstoff herzustellen. Mittels einer anliegenden hochfrequenten Wechselspannung wird ein nicht-thermisches Plasma zwischen zwei Elektroden erzeugt. Wird nun z.B. (Bio-) Methan zwischen den Elektroden hindurchgeführt, wird es durch das Hochfrequenzfeld in Wasserstoff und Kohlenstoff aufgespalten. Der Kohlenstoff fällt ebenfalls, wie bei der Pyrolyse, elementar in fester Form an. Die Methanplasmalyse besitzt einen Energiebedarf von $10\text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ und würde damit 75 % weniger elektrische Energie benötigen als die Elektrolyse [19].

Das Verfahren findet auch Anwendung in der Schmutzwasseraufbereitung. Abwasser aus Biogasanlagen, Klärwerken etc. kann dem Reaktionsraum zugeführt werden woraufhin durch das o.g. Prinzip der Plasmabildung u.a. NH_4 (Ammonium) in Stickstoff und Wasserstoff dissoziiert wird. Dies hat den Vorteil, dass das Wasser der vorangegangenen Anlage (z.B. Biogasanlage) direkt wieder zugeführt werden kann. Für ein kg_{H_2} sollen $20\text{ kWh}_{\text{el}}$ und Abwärme erforderlich sein [19]. Der Unterschied zu dem oben beschriebenen Verfahren ist, dass lediglich eine Plasmaelektrode benötigt wird. Die korrespondierende Elektrode würde dem Schmutzwasserreservoir entsprechen [20].

Nach dem plasmalytischen Trennen des Methans oder Schmutzwassers entstehen andere gasförmige Moleküle, welche mittels Gasmembran getrennt und anschließend weiterverarbeitet werden können.

Vergleich H ₂ -Erzeugungstechnologien	Elektrolyse	Biogasreformation	Pyrolyse	Plasmalyse
Wasserstofffarbe	Grün	Orange	Türkis	?
Arbeitsmedium	Wasser	Biogas	(Bio-)Methan	(Bio-)Methan / Wasser
Etablierte Technik	Ja	Ja	Ja	Nein
Anlagenprinzip	Elektrisch	Thermisch	Thermisch	Elektrisch

Abbildung 10. Vergleich der H₂-Erzeugungstechnologien

4.1.3 Gesetzliche Grundlagen (u.a. Umlagenbefreiung, THG-Quote)

Für den Betrieb eines Elektrolyseurs und die nachfolgenden Verarbeitungsschritte (Verdichtung, Verflüssigung, etc.) kann der Strompreis allein über die Wirtschaftlichkeit entscheiden. Nachfolgend wird erläutert, welche Strombestandteile bei der Elektrolyse entfallen.

Die **Mehrwertsteuer** kann zunächst vernachlässigt werden. Sie muss von jedem Unternehmen bei der Warenbeschaffung, in diesem Fall Strom, gezahlt werden. Dabei handelt es sich um die sogenannte Vorsteuer. Später kann das Unternehmen eine Vergütung in Höhe der gezahlten Vorsteuer von dem Finanzamt erhalten.

Am 24. Juni 2021 wurde der neuen Rechtsverordnung zugestimmt, welche die Anforderungen an grün erzeugten Wasserstoff festlegen [21]. Nach § 69b EEG entfällt die **EEG-Umlage** für Strom, der für die Produktion von grünem Wasserstoff verwendet wird. Allerdings gilt dabei zu beachten: Die Umlage entfällt nur für Strom für die ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden der Elektrolyse. Der Strom muss zudem nachweislich mittels Herkunftsnachweis (HKN) zu mindestens 80 % aus Anlagen stammen, die ihren Standort in der Preiszone für Deutschland haben. Weiterhin gilt das Doppelvermarktungsverbot, d.h. es darf für den Strom keine Zahlungen nach dem EEG, der EEV (Erneuerbare-Energien-Verordnung) oder dem KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) in Anspruch genommen werden. Die EEG-Umlage entfällt bis dato ausschließlich für die Elektrolyse und nicht für die nachgeschalteten Prozesse wie die Verdichtung oder Trocknung.

Nach § 9a StromStG entfällt die **Stromsteuer** auf Strom für Elektrolyseure für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, darunter Energie- und Wasserversorgungsunternehmen.

Ebenfalls entfallen die **Netzentgelte**, gemäß § 118 Absatz 6 EnWG, für Anlagen, die Strom aus dem Netz entnehmen, um mittels Elektrolyse Wasserstoff oder (Bio-)Gas mit anschließender Methanisierung zu erzeugen. Die genaue Auslegung des Gesetzes wird allerdings noch diskutiert.

Da in der Konzessionsabgabeverordnung ausschließlich die Rede von der Nutzung eines öffentlichen Netzes ist, wird davon ausgegangen, dass bei einem gemeinsamen Erzeugungsstandort von Strom und Wasserstoff, ohne die Anbindung an das öffentliche Strom- oder Gasnetz, keine Konzessionsabgaben anfallen.

Zuletzt entfallen die **KWK-** und **Offshore-Umlagen** nach § 27d KWKG und § 17f EnWG. Bezüglich der AbLaV und StromNEV muss individuell geprüft werden, ob diese Abgaben ebenfalls entfallen. Da diese Abgaben netzentgeltgebunden sind und die Netzentgelte für Elektrolyseure entfallen, kann davon ausgegangen werden, dass diese Abgaben ebenfalls entfallen.

Demnach würden alle Abgaben und Umlagen entfallen, wodurch der Strompreis ausschließlich durch die Stromgestehungskosten abgebildet wird. Die Konzessionsabgabe entfällt nur bei direkter Stromleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes und stellt eine erhebliche Hürde für die wirtschaftliche Umsetzung von Pilotprojekten dar.

Definition von grünem Wasserstoff

Einige der in Kapitel 4.1.1 erwähnten H₂-Farben sind nicht gesetzlich festgelegt. Darunter z.B. türkiser Wasserstoff, welcher ausschließlich in der NWS genannt wird. Lediglich grüner Wasserstoff ist gesetzlich verankert und ist nur unter bestimmten Voraussetzungen als solcher zu deklarieren.

Zu diesen Voraussetzungen gehört, dass der Wasserstoff ausschließlich mit Strom, welcher zu 100 % aus erneuerbaren Energien stammt, mittels Elektrolyse hergestellt wird. Dabei kann der Strom sowohl aus dem Netz entnommen als auch über eine Direktleitung geliefert werden. Die erste Möglichkeit ist an sogenannte Herkunftsnachweise (HKN) gebunden. Dieser fungiert als Kopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch von Strom aus regenerativen Quellen. Die Direktversorgung basiert auf dem Prinzip der Zeitgleichheit und benötigt eine 15-Minuten-Intervallmessung. Weiterhin darf der Strom nicht doppelt vermarktet worden sein. Auch eine maximale Auslastung des Elektrolyseurs i.H.v. 5.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr ist eine Bedingung für die Erzeugung von grünem Wasserstoff. Diese Vorgabe hat das Ziel Elektrolyseure bedarfsgerecht zu betreiben und so auf den fluktuierenden Strommarkt reagieren zu können. Dies bietet für Anlagenbetreiber die Möglichkeit die Betriebskosten zu optimieren, indem der Elektrolyseur vorrangig in Zeiten günstiger Strombörsenpreise betrieben wird.

In Abbildung 11 ist ein jährlicher Verlauf der Spotmarktpreise für das Jahr 2020 dargestellt. Dabei ist zu sehen, dass es im Tagesmittel Tage gibt, an denen sogar negative Strompreise aufgerufen wurden. Durch die Nutzung solcher Preise kann das wirtschaftliche Ergebnis der Wasserstofferzeugung optimiert werden.

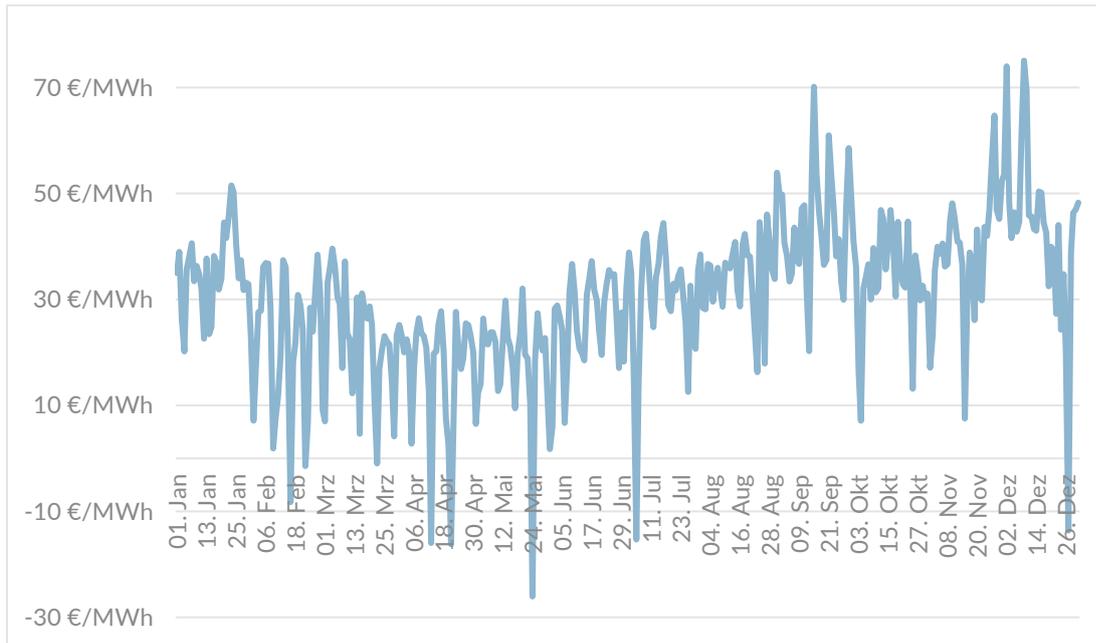


Abbildung 11. Spotmarktpreise 2020

Erzeugung der THG-Quote

Nur über eine Direktleitung ist es möglich, eine sogenannte **Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)** für Wasserstoff zu generieren und dadurch zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften.

Die THG-Quote wurde eingeführt, um die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor kontinuierlich zu reduzieren und den Anteil an Biokraftstoffen und Strom zu erhöhen. Die Treibhausminderungsquote soll von 6 % (2021) auf 25 % (2030) angehoben werden. Durch den Verkauf von z.B. Biodiesel oder grünem Wasserstoff können THG-Quoten erzeugt und weitervermarktet werden. Inverkehrbringer von Kraftstoffen, die diese Quote nicht erfüllen, müssen die generierten THG-Quoten käuflich erwerben [22].

Für den Inverkehrbringer gilt es einige Voraussetzungen zu erfüllen, welche unter anderem in der 37. Bundes-Immissionsschutzverordnung (37. BImSchV) geregelt sind. Darunter fällt, analog zu den HKNs der Stromerzeugung, der Nachweis für die Herkunft des Kraftstoffes. Außerdem müssen Kaufverträge zwischen Inverkehrbringer und Kraftstoffhersteller sowie weitere Nachweise vorgelegt werden. Weitere Informationen können der 37. BImSchV entnommen werden [23].

Die Höhe der Vergütung für eine erzeugte THG-Quote ist abhängig von dem jeweiligen vertriebenen Kraftstoff und von Angebot und Nachfrage.

Die Berechnung der THG-Quote basiert auf einem Emissions-Referenzwert, welcher **338 g/kWh** beträgt. Multipliziert mit dem geforderten THG-Anteil von 6 % (s.o.) und dem Absatz von konventionellen Kraftstoffen der Tankstelle, ergibt sich eine zu verdrängende CO₂-Emissionsmenge.

Ein Beispiel: Es werden **100 l** bzw. **1.000 kWh Diesel** vertrieben. Multipliziert mit dem THG-Anteil und dem Referenzwert ergibt dies eine zu verdrängende CO₂-Emissionsmenge von **20 kg**. Nun kann berechnet werden, wie groß die benötigte

Wasserstoffmenge sein muss, um diese Emissionen zu verdrängen. Wird diese Menge mit dem Referenzwert multipliziert, so werden rund **60 kWh** bzw. knapp **2 kg H₂** benötigt.

Allerdings kommt hier ein weiterer Faktor ins Spiel. Einige Kraftstoffe werden mit Faktoren versehen, welche in der Antriebseffizienz begründet liegen und die verdrängte CO₂-Emissionsmenge erhöhen. Diese Werte liegen im Fall von **Ladestrom** bei einem Wert von **3** und bei **H₂** bei einem Wert von **2**. D.h., dass lediglich halb so viel Wasserstoff benötigt wird, um die gleiche Menge CO₂ zu verdrängen. Somit verdrängt **1 kg_{H2}** nicht **338 g**, sondern **676 g CO₂**.

Mit Bezug auf das oben genannte Beispiel ergibt sich aus einem CO₂-Preis von 200 €/t und den Emissionen von 20 kg CO₂ THG-Kosten von rund 4 €/kg_{H2}.

Durch den errechneten Mehrerlös von 4 €/kg Wasserstoff stellen die THG-Quoten einen attraktiven Anteil der Erlöse dar. Allerdings gibt es strikte Regeln, die zur THG-Quoten-Generierung einzuhalten sind.

So darf der Wasserstoff lediglich aus netzentkoppelten Stromerzeugungsanlagen produziert werden. Eine anteilige Ergänzung durch Netzbezug ist dabei unzulässig. Dieses Konzept ist in der Realität schwer umzusetzen, weshalb es aktuell keine Wasserstoffherstellungsanlagen gibt, die beim Umweltbundesamt zur THG-Quoten-Generierung angemeldet sind.

4.2 VORAUSSETZUNGEN ZUR H₂-PRODUKTION

Generell gibt es verschiedene Möglichkeiten der Auslegung einer Wasserstoffherzeugung, beziehungsweise der Nutzung des regenerativen Stroms. Aufgrund der noch hohen Investitionen für die H₂-Erzeugung wird diese aktuell auf eine möglichst hohe Auslastung ausgelegt. Dies bedeutet, dass vorrangig die Grundlast der Wind-, bzw. PV-Anlagen genutzt wird. Im Zuge der Markthochlaufphase wird es zukünftig möglich sein, eine niedrigere Laufzeit wirtschaftlich darzustellen. Dies ermöglicht es die Potenziale der Speichermöglichkeit von Wasserstoff auszunutzen und Stromspitzen der volatilen regenerativen Stromerzeuger zu nutzen (vgl. Abb. 13).

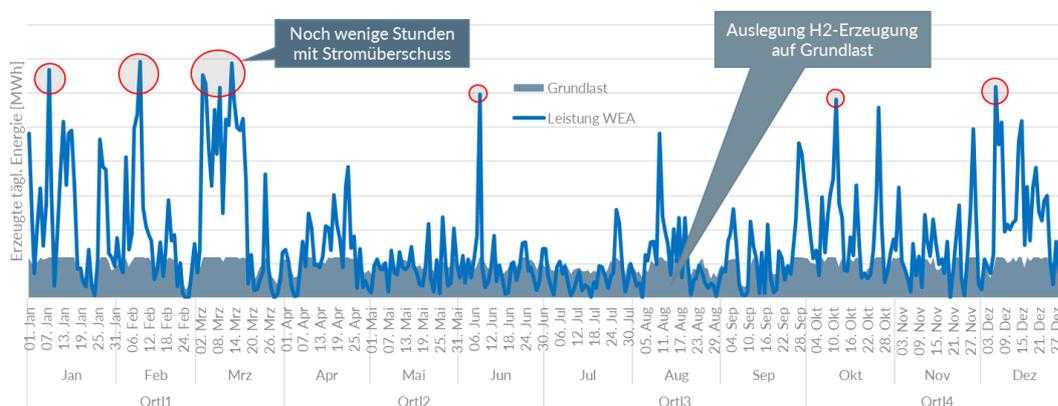


Abbildung 12. Auslegungsmöglichkeiten von H₂-Erzeugung

Betrachtet man den aktuellen deutschen Strommix, so fällt auf, dass der Anteil der erneuerbaren Energien noch nicht ansatzweise den Gesamtstrombedarf deckt. Phasen, in denen mehr regenerativer Strom erzeugt als tatsächlich benötigt wird, treten kaum auf (vgl. Abbildung 13). Aus dieser Auswertung kann der Schluss gezogen werden, dass die aktuelle Stromerzeugung nicht genug regenerativen Strom zur Verfügung stellt, um neben der direkten Stromnutzung zusätzlich Wasserstoff zu erzeugen.

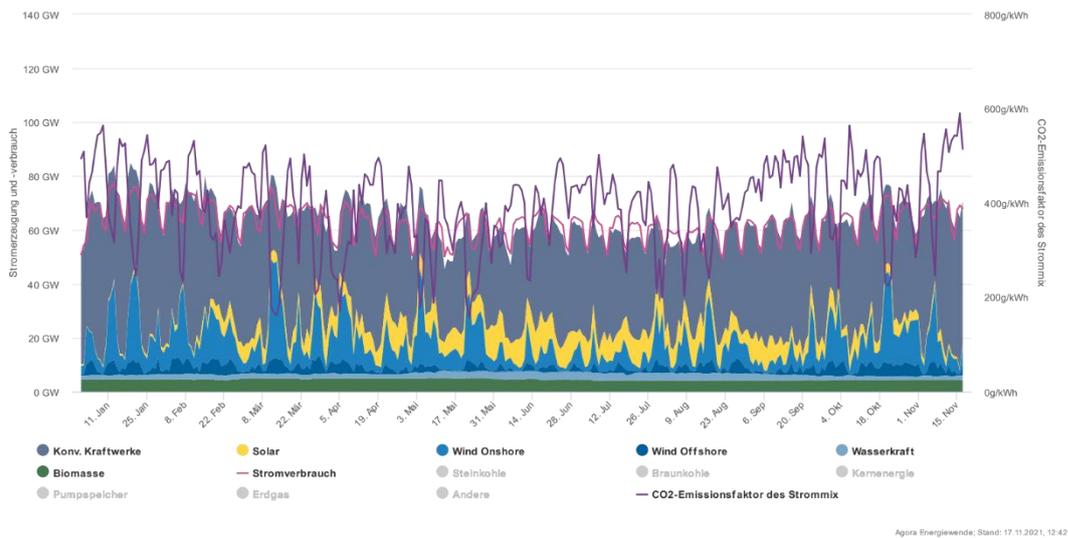


Abbildung 13. Erzeugungs- und Verbrauchslastgänge in D, 2021

Bei der Betrachtung des prognostizierten Strommix im Jahr 2030, der sich aus dem formulierten Ziel der neuen Bundesregierung ergibt, in 2030 einen regenerativen Anteil von 80% zu erreichen, ist erkennbar, dass deutliche Stromüberschüsse durch die volatilen regenerativen Stromerzeuger anfallen. Hier zeigt sich das Potenzial von Wasserstoff, da dieser Strom zukünftig durch die Umwandlung in H₂ speicherbar gemacht werden kann.

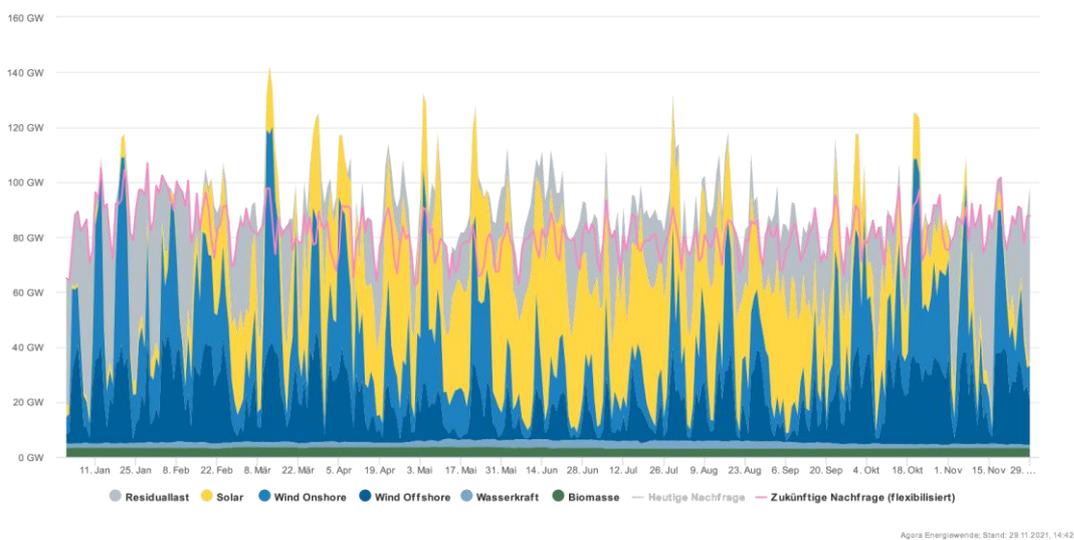


Abbildung 14. Prognose Erzeugungs- und Verbrauchslastgänge in D, 2030¹

¹ Hochrechnung gem. Agora-Energiewende

4.3 REGENERATIVE STROMERZEUGUNG IM KREIS COESFELD

Grundlegende Voraussetzung zur klimaneutralen Wasserstoffherzeugung im Kreis Coesfeld ist eine Bereitstellung der benötigten Energiemengen zur Wasserstoffproduktion aus regenerativen Quellen. Als wichtige Stromquellen für die Wasserstoffherzeugung zählen hauptsächlich die Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

Wie im vorherigen Kapitel dargestellt wurde, wird aktuell ein Großteil des Stroms direkt zur Stromversorgung benötigt. Durch den Ausbau der regenerativen Energien wird aber vor allem mittelfristig Wasserstoff aufgrund der besseren Speicherfähigkeit eine wichtige Rolle spielen. Aus diesem Grund wurden neben einer Bestandsauswertung der Anlagen auch die Ausbaupotenziale für Wind- und Photovoltaikanlagen im Kreisgebiet herausgearbeitet.

In Abbildung 15 ist dargestellt, wie viele Fahrzeuge mit Wasserstoff versorgt werden können, wenn der Strom zur H₂-Erzeugung aus einer alten Windanlage oder einer neuen Windanlage mit höherer Leistung genutzt wird. Einen erheblichen Unterschied stellt dabei die Auslegung, wie oben beschrieben, dar (Grundlast vs. Stromspitzen).

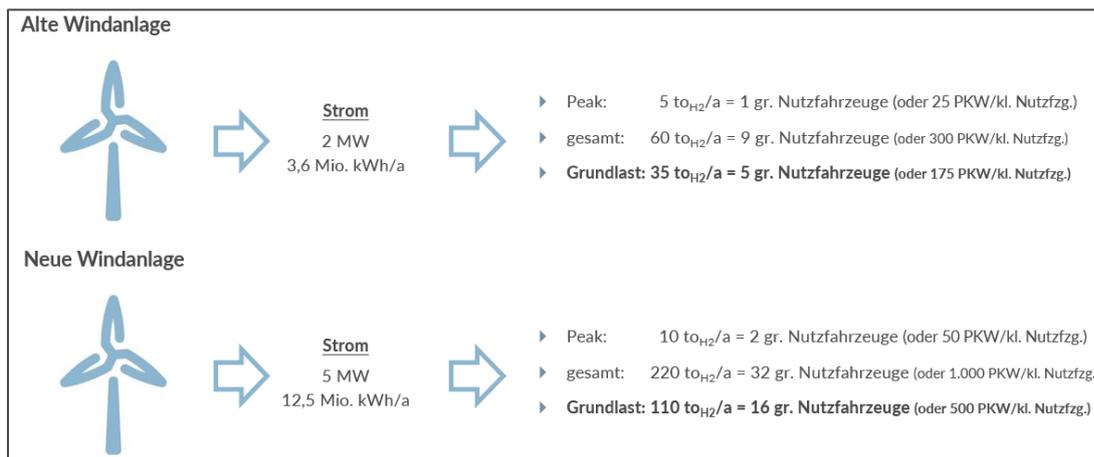


Abbildung 15. Vergleichswerte zur H₂-Versorgung von Fahrzeugen aus WEA

Durch die Kombination von Wind- und Photovoltaikanlagen kann die Wasserstoffherzeugung deutlich erhöht werden, da sich die volatilen Lastgänge der beiden regenerativen Stromerzeuger gut ergänzen und somit die Laufzeit der H₂-Erzeugung erhöht werden kann (vgl. Abb. 15).

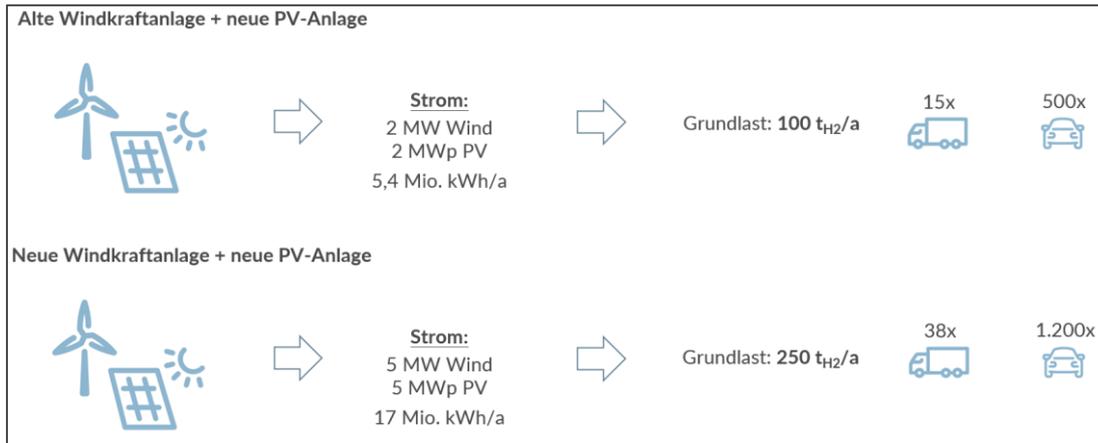


Abbildung 16: Vergleichswerte zur H₂-Versorgung von Fahrzeugen aus WEA & PV

4.3.1 Windenergieanlagen

Zur Bewertung der Eignung von Windenergieanlagen hinsichtlich der Nutzung zur Wasserstoffherzeugung müssen mehrere Faktoren berücksichtigt werden. Ein entscheidendes Kriterium ist der Inbetriebnahmezeitpunkt der jeweiligen Anlage. Strom aus Bestandsanlagen wird nahezu ausschließlich im geförderten Vergütungsmodell des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) vermarktet. Diese Vergütung wird für 20 Jahre zzgl. dem Inbetriebnahmejahr gewährt. Das bedeutet, dass Anlagen, die bis zum Jahr 2005 in Betrieb genommen wurden, Ende 2025 aus der geförderten EEG-Vergütung laufen und ein Anschlusskonzept benötigen. Jüngere Anlagen haben noch eine längere EEG-Laufzeit und somit weniger Interesse an einer alternativen Vermarktung wie beispielsweise der Wasserstoffherzeugung.

In Abbildung 17 ist ersichtlich, dass die installierte Leistung pro Anlage im Durchschnitt über die Jahre zugenommen hat. Zwischen 2000 und 2010 lag die durchschnittliche Leistung pro Windenergieanlage bei rund 1,5 MW. Anlagen ab dem Jahr 2016 verfügen dagegen über eine installierte Leistung von 3 bis 4 MW.

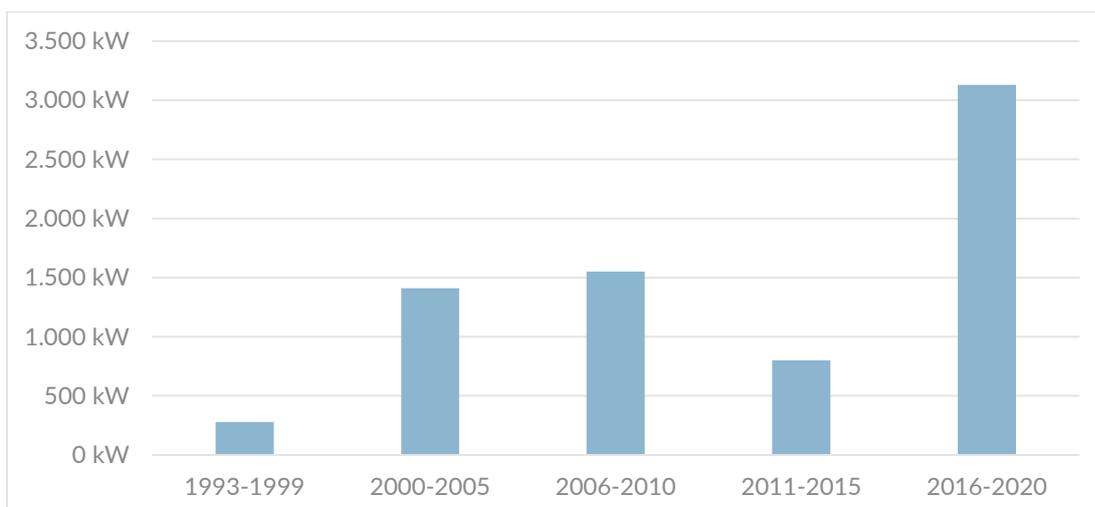


Abbildung 17. Durchschnittliche Leistung pro Windenergieanlage

Im Kreis Coesfeld sind viele Anlagen vorhanden, die vor 2005 in Betrieb genommen wurden und somit potenziell zur Wasserstoffherzeugung herangezogen werden können

(vgl. Abb. 17). Die meisten Anlagen fallen in den Inbetriebnahmezeitraum von 2000 – 2005.

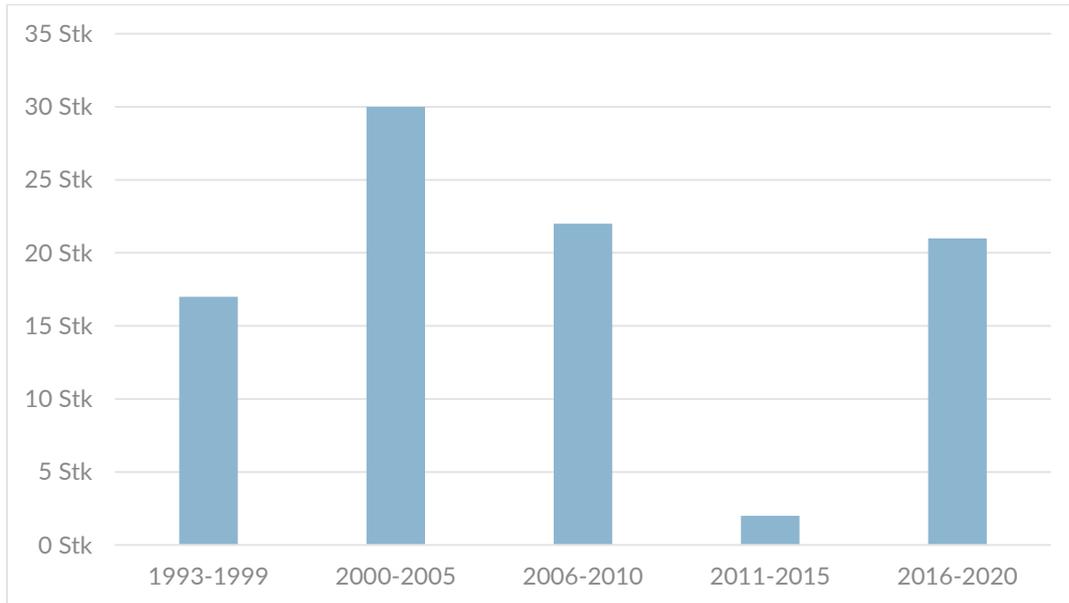


Abbildung 18. Anzahl neu installierter WEA im Kreis Coesfeld

Die Entwicklung höherer spezifischer Leistung wird bei Betrachtung der Abbildung 19 deutlich. Hier ist erkennbar, dass die Summe der elektrischen Leistung bei den jüngeren Anlagen am höchsten ist.

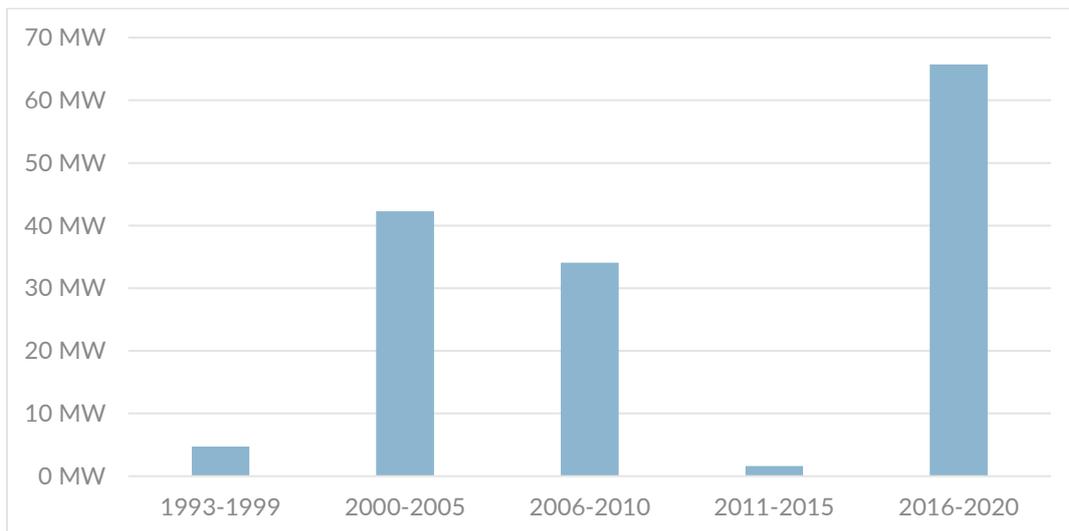


Abbildung 19. Installierte Leistung je Inbetriebnahmezeitraum

Um eine hohe Auslastung der Wasserstoffherzeugung zu erreichen, ist es am zielführendsten, wenn die Möglichkeit besteht, mehrere Windenergieanlagen als Stromquelle zu nutzen. Diese Notwendigkeit wird deutlich, wenn man beispielhafte Erzeugungslastgänge von Windenergieanlagen aus der Region betrachtet (vgl. Abb. 19). Während im ersten und vierten Quartal gute Auslastungen erreicht

werden, nimmt die Stromproduktion im Frühjahr und Sommer deutlich ab. Um trotzdem einen ganzjährigen Betrieb der Elektrolyseure gewährleisten zu können, ist es daher notwendig mehrere Windenergieanlagen zusammenzuschließen und so auch im zweiten und dritten Quartal ausreichende Strommengen zur Verfügung zu haben.



Abbildung 20. Beispielhafter WEA-Stromerzeugungslastgang

	Altanlagen	Neuanlagen
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> + alternatives Vermarktungskonzept + flexible Stromnutzung möglich + günstiger Strompreis realisierbar 	<ul style="list-style-type: none"> + leistungsfähige Anlagen + hohe Auslastung [Vbh/a] + hoher Stromertrag + lange Planbarkeit + Stromnutzung in Abschaltphasen/ neg. Strompreise
Herausforderungen	<ul style="list-style-type: none"> - Restlaufzeit von Altanlagen unklar - höhere Wartungsaufwände - geringere Leistung pro Anlage - geringe Vollbenutzungsstunden 	<ul style="list-style-type: none"> - Verlust der gesicherten Vergütung - rechtliche Herausforderung (bzgl. Doppelförderung)

Abbildung 21. Chancen und Herausforderung von Alt- bzw. Neu-WEA-Anlagen

Bei Altanlagen stellt sich für Betreiber nach Auslaufen der bisherigen EEG-Vergütung die Frage, ob die bestehende Anlage weiterbetrieben werden oder ein „Repowering“ durchgeführt werden soll. Aus technischer Sicht eignen sich Neuanlagen eher als Stromquelle zur Wasserstofferzeugung, da moderne Anlagen eine höhere Auslastung und dadurch eine höhere Stromproduktion aufweisen.

Repowering

Das sogenannte „Repowering“ beschreibt den Ersatz von Bestandsanlagen durch neue leistungsstärkere Windenergieanlagen. Dabei wird zwischen zwei unterschiedlichen Arten des Repowering unterschieden, die im Folgenden kurz beschrieben werden [24].

Standorterhaltendes Repowering

Beim standorterhaltenden Repowering wird zunächst die alte Windenergieanlage zurückgebaut und anschließend auf den ursprünglichen Standortflächen, beziehungsweise im unmittelbaren Umfeld des vorhandenen Standorts eine neue Anlage errichtet. Diese präferierte Vorgehensweise bringt einige Vorteile mit sich:

- Standorte sind nach langjähriger Nutzung etabliert und akzeptiert
- Es werden höhere Erträge mit weniger Anlagen erzielt
- Verbesserte technische und systemdienliche Eigenschaften von Neuanlagen
- Gute Erkenntnisse über Ertragslage am Standort ermöglichen präzise Planungen

Neben den Vorteilen bringt das standorterhaltende Repowering allerdings auch einige Herausforderungen mit sich:

- Verfahrensdauer ist identisch mit Neuplanungen und kann mehrere Jahre betragen
- Verfahrensrechtliche Einordnung zum größeren Teil als Neugenehmigung gem. § 4 BImSchG
- Unsicherheit bei Umfang und Dauer der faunistischen Untersuchungen

Aus planungsrechtlicher Sicht stehen etwa die Hälfte der Anlagen außerhalb der heute planungsrechtlichen Flächen, sodass ein standorterhaltendes Repowering in diesen Fällen nicht realisierbar ist [25]. Die folgenden rechtlichen und tatsächlichen Bedingungen führen zum Wegfall der bewährten Flächen:

- Durch Ausweisung anderer Vorrang- oder Eignungsgebiete mit Ausschlusswirkung nach § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB für die Nutzung durch Windenergie an anderer Stelle des Plangebietes kommt es zum Ausschluss vieler bestehender WEA-Standorte.
- Pauschale Abstandsregelungen zu Wohnbebauung verhindern die standorterhaltende Errichtung der Ersatzanlagen
- Höhenbeschränkungen in Bauleitplänen, die moderne, effiziente Anlagen verhindern
- Nachträgliche Ansiedlung von Arten

Sollte aus den genannten Gründen ein standorterhaltendes Repowering von Windenergieanlagen nicht möglich sein, bietet sich das alternative *standortverlagernde Repowering* an. Dabei wird in größerer Distanz zu den Altstandorten eine Neuanlage errichtet. Dieser Neubau knüpft lediglich an den Abbau einer Anlage ohne engen räumlichen Bezug zwischen Abbau und Errichtung an. Auch wenn das standortverlagernde Repowering die zweite Wahl darstellt, so bringt es doch einige positive Effekte mit sich:

- Altanlagen, die mit Zielen der gemeindlichen Entwicklung nicht mehr vereinbar sind, können zu Gunsten anderer Standorte zurückgebaut werden
- Das Potenzial zur Erzeugung von regenerativem Strom wird durch die Standortverlagerung erhalten, ohne in Konflikt mit anderen Nutzungsarten zu stehen (bspw. Siedlungsabstände)

- Akzeptanz für Projekte wird gesteigert, da meist siedlungsnah oder verstreute Altanlagen zurückgebaut werden
- Deutlich verbesserte technische und systemdienliche Eigenschaften von Neuanlagen

Neben den positiven Effekten bringt diese Art des Repowering aktuell mehrere Herausforderungen mit sich:

- Fehlende oder zögerliche Ausweisung zusätzlicher Flächen erschwert die Umsetzung von Repoweringprojekten
- Unklare Vorgaben zur Konnexität zwischen Abbau und Neuerrichtung behindern die Umsetzung
- Pauschale Abstandsregelungen zur Wohnbebauung verhindern die standortverlagernde Errichtung der Ersatzanlagen
- Höhenbeschränkungen in Bauleitplänen verhindern die Errichtung und den Betrieb moderner, effizienter Anlagen

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Stromverfügbarkeit durch Windenergieanlagen im Kreis Coesfeld sehr gut ist und der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur entgegenkommt.

Auch die Betreibermodelle der Windenergieanlagen, die oft in Bürgerwindparks organisiert sind, lassen darauf schließen, dass die regenerative Stromerzeugung durch Windenergieanlagen durch eine breite Akzeptanz gestützt werden und somit ein wichtiger Aspekt im Aufbau einer strombasierten Wasserstoffherzeugung erfüllt wird.

4.3.2 Photovoltaikanlagen

Neben den Windenergieanlagen stellen die Photovoltaikanlagen einen weiteren elementaren Teil der regenerativen Stromerzeugung dar, der zur Wasserstoffherzeugung genutzt werden kann. Vorrangig wird dabei der Fokus auf Freiflächenanlagen gelegt, da sich diese aufgrund ihrer größeren installierten Leistung besser als Stromquelle für eine Wasserstoffherzeugung eignen. Sonderformen wie Agri- und Floating-PV können ebenfalls in Betracht gezogen werden.

Generell stellt die jahreszeitliche Verschiebung der Stromerträge eine Herausforderung bei der Stromnutzung aus Solarenergie dar. Um eine lokale Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen, ist eine ganzjährige Verfügbarkeit unerlässlich. Aus diesem Grund ist eine auf ausschließlich PV-Strom basierte Wasserstoffherzeugung schwer darstellbar, weswegen eine Kombination aus Wind- und PV-Strom durch einen Ausgleich der volatilen Stromerzeugung zu einer deutlich höheren Auslastung der PtG-Anlage und somit zu einer höheren Wirtschaftlichkeit führt.

Da bestehende Photovoltaik-Anlagen eine sehr hohe Stromvergütung gemäß EEG generieren, ist es für aktuell geförderte Anlagen nicht attraktiv aus dieser geförderten Vergütung in eine alternative Stromnutzung zur Wasserstoffherzeugung zu wechseln (vgl. Abb. 22). Aus diesem Grund liegt der Fokus bei der Betrachtung von PV-Anlagen zur Wasserstoffherzeugung hauptsächlich auf neu geplanten Anlagen.

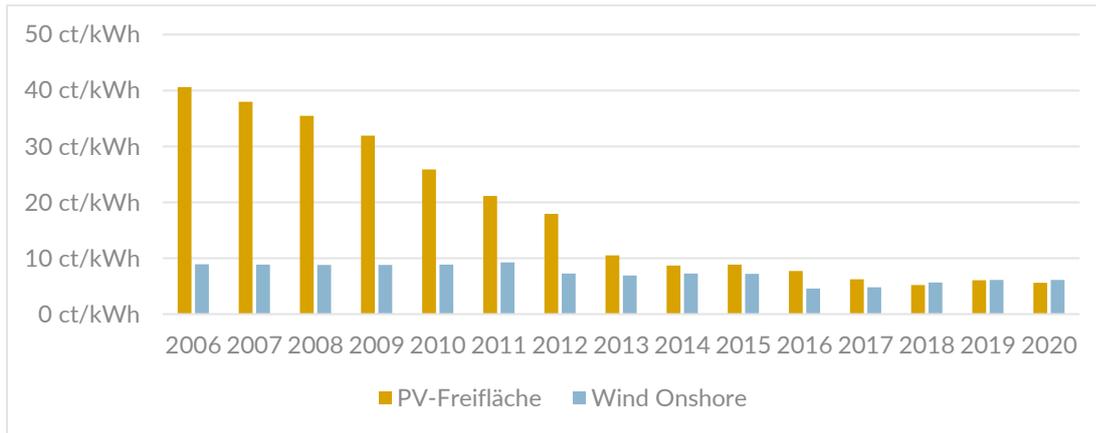


Abbildung 22. EEG-Vergütungssätze von PV- und Windanlagen

Für den Neubau solcher PV-Freiflächenanlagen eignen sich besonders Landstreifen entlang des Straßen- und Schienennetzes. Vom Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV NRW) wurde dazu ein Solarkataster erarbeitet, in dem die Potenziale der förderfähigen Flächen nach EEG 2016 eingezeichnet wurden. Im Anhang 2 ist diese Karte dargestellt. Vor diesem Hintergrund soll im Anschluss an diese Studie in einer separaten Potenzialanalyse die Möglichkeiten zum Ausbau der Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen im Kreisgebiet herausgearbeitet werden, um so Entwicklungspfade zum Ausbau der regenerativen Stromerzeugung aufzuzeigen.

4.3.3 Biogasanlagen

Eine weitere regenerative Energiebereitstellung stellen die Biogasanlagen im Kreis Coesfeld dar (vgl. Anhang 3). Der Großteil der installierten Anlagen erzeugt aktuell aus Biogas Strom mittels eines Blockheizkraftwerks. Analog zu den Wind- und Photovoltaikanlagen befinden sich auch diese in einer 20-jährigen Vergütung gemäß EEG. Nach Auslaufen dieser Vergütung stellt sich die Frage nach einem wirtschaftlichen Anschlusskonzept für diese Anlagen.

Die Biogasanlagen haben die Möglichkeit im Rahmen einer Ausschreibung eine EEG-Anschlussvergütung für weitere 10 Jahre zu erhalten. Bei geeigneten Rohstoffen und einer ausreichenden Anlagengröße ist zudem eine Erzeugung und die Einspeisung von Biomethan denkbar. Dieses Biomethan kann anschließend als CNG oder LNG im Verkehrssektor genutzt werden.

Im Kontext von Wasserstoff bietet sich die Möglichkeit der vorgestellten Biogasreformierung (vgl. Kapitel 4.1.2). Hierbei könnte die Anlagentechnik weiterverwendet werden, um statt der Verstromung durch ein BHKW zukünftig Wasserstoff zu produzieren.

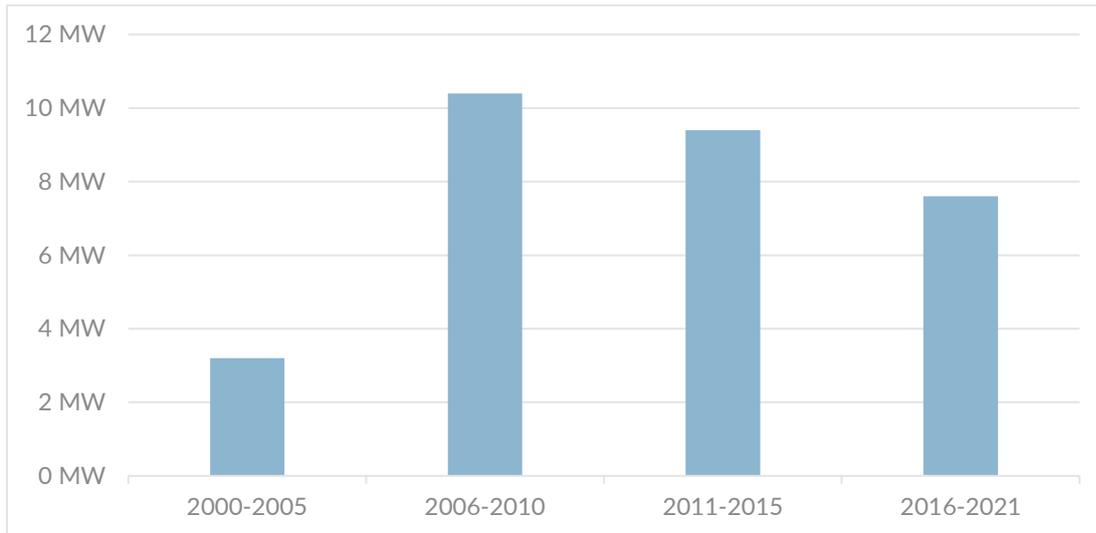


Abbildung 23. Übersicht der elektrischen Leistung der Biomasseanlagen >500 kW im Bestand

4.3.4 Ausbaupotenzial regenerativer Stromerzeuger

Bei Betrachtung der nachfolgenden Abbildung fällt auf, dass die im Kreis Coesfeld bestehenden Potenziale von PV und Wind bei weitem noch nicht ausgeschöpft wurden. Im gesamten Kreis wird ein Windpotenzial von rund **770 MW** gemäß LANUV Potenzialstudie prognostiziert.

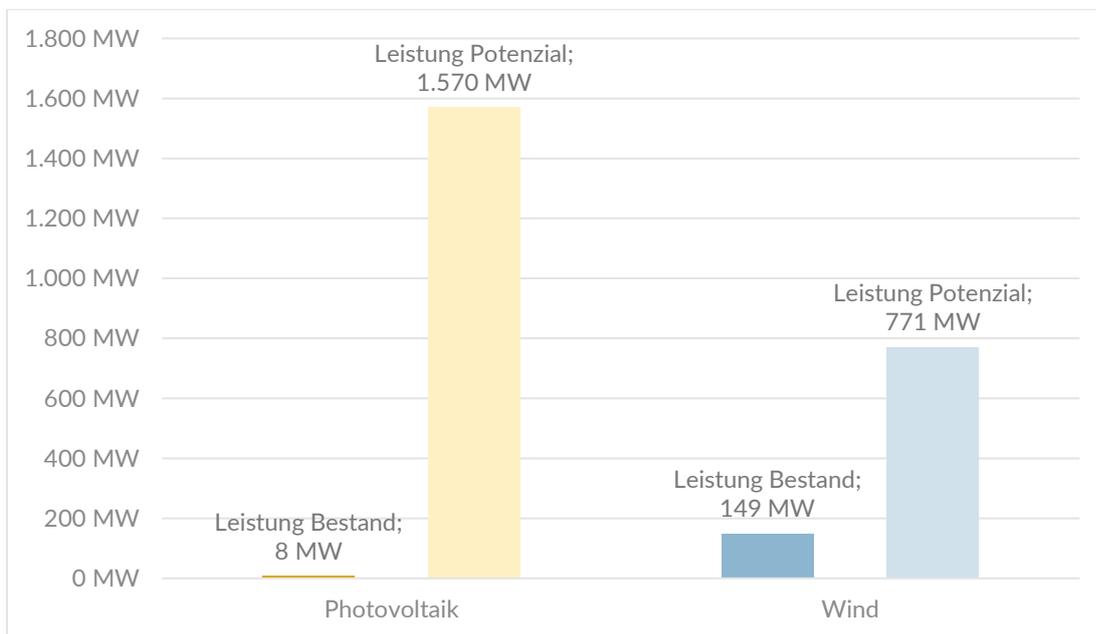


Abbildung 24: Bestand und Ausbaupotenzial PV-Freifläche und Windkraft

Bezüglich der Photovoltaikanlagen besteht ebenfalls ein enormes Potenzial. Dabei sticht insbesondere die Stadt Dülmen mit möglichen 360 MWp hervor. Zudem verfügen die Stadt Coesfeld sowie die Gemeinde Ascheberg über ausreichend geeignete Flächen, um 500 MWp an PV-Leistung zu installieren. Es besteht ein Gesamtpotenzial von etwa 1.600 MWp. Die Daten aus der LANUV Potenzialstudie beziehen sich allerdings auf die damals geltende Regel, dass der PV-

Freiflächenanlagenstreifen 100 m breit sein darf. Diese Begrenzung wurde mit dem EEG 2021 auf 200 m erhöht. Um diese Entwicklung sowie eine daraus möglicherweise resultierende Überschneidung von Potenzialflächen zu berücksichtigen, wird ein Potenzialaufschlag von 50% angenommen, sodass das PV-Gesamtpotenzial mit etwa **2.300 MWp** angenommen werden kann.

Die bereits installierte PV-Freiflächenleistung kann allerdings vernachlässigt werden. Im gesamten Kreis Coesfeld befindet sich lediglich eine kumulierte Anlagenleistung in Höhe von 8 MWp.

Im Jahr 2019 ist rund 2,8% regenerativ erzeugter Überschussstrom angefallen [26]. Durch den weiteren Ausbau von Windkraft und Photovoltaik wird erwartet, dass der Überschussstromanteil auf etwa 15% ansteigt [27].

Zukünftige Mengen und Preispotentiale von Wasserstoff

Wird eine zukünftige Gesamtleistung von 3,1 GW (PV und Wind) angenommen, so müssten rund 700 GWh Strom abgeregelt werden. Dabei wird die Bestandsleistung und die potenziell zu installierende Leistung von Wind und PV aufsummiert. Dieser Strom kann genutzt werden, um preiswert grünen Wasserstoff herzustellen. Da der Strom abgeregelt werden müsste, kann angenommen werden, dass dieser Strom zu sehr geringen Kosten ggf. sogar zeitweise negativen Preisen bezogen werden kann.

Bei einem Energiebedarf von 55 kWh/kg_{H₂} können mit der o.g. Überschussstrommenge mehr als 12.000 Tonnen Wasserstoff produziert werden. In Abhängigkeit der angenommenen Investition und installierten Leistung der Elektrolyse kann der resultierende Wasserstoffpreis variiert werden, wobei 5.000 Vbh nicht überschritten werden sollten.

Mit einer installierten Elektrolyseurleistung von 465 MW könnte bei einer Laufzeit von rund 1.500 Stunden pro Jahr ein Wasserstoffpreis von 1,85 €/kg erzielt werden, wodurch der Wasserstoff konkurrenzfähig mit Erdgas wäre (bei einem mittleren Strompreis von 0 ct/kWh).

Elektrolyse	Leistung	465 MW
	Laufzeit	1.500 Vbh/a
Erzeugte Wasserstoffmenge		12.690 t/a
Wasserstoffpreis		1,85 €/kg

Abbildung 25. Wasserstoffherzeugung mittels Überschussstroms

4.4 SZENARIEN ZUR WASSERSTOFFERZEUGUNG

Im vorherigen Kapitel wurde das Potential zur Erzeugung von Wasserstoff aus zukünftigem Überschussstrom aus dem Netz ermittelt. In den nachfolgenden Unterkapiteln wird veranschaulicht, wie viel Wasserstoff zu welchem Preis erzeugt werden kann, wenn gezielt PV- und Windanlagen mit einer Elektrolyse kombiniert werden. In diesem Fall wird eine möglichst hohe Auslastung des Elektrolyseurs angestrebt und der Überschussstrom, welcher nicht vom Elektrolyseur genutzt werden kann, wird in das öffentliche Netz eingespeist. Es wird zunächst die ausschließliche Nutzung von Wind- und Photovoltaikanlagen betrachtet. Anschließend wird die Kombination aus genannten Stromerzeugungsanlagen, den Hybrid- bzw. Kombikraftwerken, veranschaulicht.

Es wird stets eine beispielhafte installierte Elektrolyseurleistung von 8 MW und, mit Ausnahme des Kombikraftwerks, eine Stromerzeugungsleistung von 20 MW angenommen. Abbildung 28 fasst die Ergebnisse zusammen.

Für die Berechnung des Wasserstoffpreises wurden die in der nachfolgenden Abbildung aufgelisteten Annahmen getroffen. In den Kapitalkosten der Elektrolyse und dem Energiebedarf von 55 kWh/kg_{H₂} ist ein Kompressor mitberücksichtigt. Weiterhin wurde eine Förderung i.H.v. 45% der Gesamtinvestitionen für den Elektrolyseur einbezogen. Die Wasserstoffgestehungskosten werden durch die

Division der gesamten jährlich anfallenden Kosten der Strom- und Wasserstofferzeugungsanlagen mit der erzeugten Wasserstoffmenge ermittelt.

Parameter	Elektrolyse	Windkraft	PV
Capex	650 €/kW	1.500 €/kW	650 €/kW
Abschreibungsdauer	10 a	30 a	25 a
Annuität	10%	4,6%	5,5%
O&M-Kosten	3%	2%	2%

Abbildung 26: Finanzielle Daten der Elektrolyse, Windkraft- und PV-Anlage

4.4.1 H₂-Erzeugung aus lokalen Windkraft- oder Photovoltaikanlagen

Durch die hohen Vollbenutzungsstunden moderner **Windkraftanlagen** kann eine hohe Auslastung des Elektrolyseurs erreicht werden. Unter den eingangs getroffenen Annahmen bzgl. der installierten Leistung besitzt der Elektrolyseur eine jährliche Laufzeit von 2.600 Stunden. Dabei können 315 Tonnen pro Jahr zu einem Preis von 7,7 €/kg erzeugt werden.

Photovoltaikanlagen kommen in Deutschland auf etwa 1.000 Vollbenutzungsstunden. Dadurch kann der Elektrolyseur lediglich zu 1.200 Stunden im Jahr voll ausgelastet werden. Neben einer verringerten Wasserstofferzeugungsmenge von 175 t/a und einem deutlich höheren Preis von 8,8 €/kg ist die H₂-Produktion mittels Windkraft der PV-Technologie vorzuziehen.

4.4.2 H₂-Erzeugung aus der Kombination lokaler Wind- und Photovoltaikanlagen

Wird neben einer Windkraftleistung von 20 MW eine zusätzliche PV-Anlage mit 10 MW installiert, so kommt ein 8 MW Elektrolyseur auf 3.100 Vbh. Dabei wird pro Jahr eine Wasserstoffmenge i.H.v. 450 Tonnen erzeugt, welcher mit einem Preis von 7,4 €/kg einher geht. Somit kann bei gleicher Elektrolyseurleistung und einer Erhöhung der Gesamtstromerzeugungsleistung um 50% deutlich mehr Wasserstoff zu einem günstigeren Preis im Vergleich zu der alleinigen Nutzung von Photovoltaik oder Windkraft erzeugt werden.

Bei einer Erhöhung der Elektrolyseurleistung auf 12 MW kann sowohl der Wasserstoffpreis um 13% reduziert als auch die erzeugte Wasserstoffmenge um rund 25% gesteigert werden (560 t/a für 6,6 €/kg). Soll ein bestimmter Wasserstoffbedarf gedeckt werden, so stellt die Kombination aus Windenergie- und PV-Anlagen trotz einer höheren Stromerzeugungsleistung stets die kostengünstigste Lösung dar.

Abbildung 29 fasst die Ergebnisse zusammen. Ergänzend dazu wurde der Wasserstoffpreis bei einer Teilnahme am THG-Quotenhandel berechnet. Hierdurch lässt sich der Wasserstofferzeugungspreis um 2 – 4 €/kg reduzieren. Voraussetzung für die Teilnahme ist nach aktuellem Rechtsrahmen jedoch der Einsatz des Wasserstoffs im Mobilitätssektor und der produzierte PV- und Windstrom darf ausschließlich für die Wasserstofferzeugung genutzt werden. Überschüssiger Strom kann somit nicht vermarktet werden und muss abgegelt werden.

	Windkraft	Photovoltaik	Kombikraftwerk
Installierte Stromerzeugungsleistung	20 MW	20 MW	30 MW
Installierte Leistung Elektrolyseur	8 MW	8 MW	8 MW
Laufzeit des Elektrolyseurs	2.600 h/a	1.200 h/a	3.100 h/a
Wasserstoffmenge	380 t/a	175 t/a	450 t/a
Wasserstoffpreis ohne THG-Quote	7,7 €/kg	8,8 €/kg	7,4 €/kg
Wasserstoffpreis mit THG-Quote	3,7 - 5,7 €/kg	4,8 - 6,8 €/kg	3,4 - 5,5 €/kg

Abbildung 27. Wasserstofferzeugungsvergleich

Im Vergleich zu den zukünftig generierbaren Wasserstoffpreisen aus Überschussstrom kann H₂ aus eigens errichteten Strom- und Wasserstofferzeugungsanlagen nicht konkurrieren. Durch die aktuelle Förderung für Elektrolyseure kann bereits heute der zukünftig prognostizierte Preis annähernd erreicht werden und auch die Kosten für PV- und Windkraftanlagen bieten nur noch begrenztes Entwicklungspotenzial. Daher wird die Erzeugung von Wasserstoff aus Überschussstrom voraussichtlich die kostengünstigste Produktionsmethode sein.

5 VERTEILINFRASTRUKTUR

5.1 ALLGEMEIN – SPEICHER-& TRANSPORTLOGISTIK

5.1.1 Speichertechnologien

Wasserstoff hat bei Atmosphärendruck eine Dichte von $0,09 \text{ kg/m}^3$. Eine Speicherung in diesem Zustand ist nicht sinnvoll, da ein enormer Platzbedarf entstehen würde. Es gibt verschiedene Möglichkeiten Wasserstoff zu speichern. Je nach Anwendungsfall kann eine Speichertechnologie vorteilhafter sein als eine andere. Die finanziellen Parameter sind [28] entnommen. Allerdings wurden diese Daten mit anderen Quellen abgeglichen, wobei sich herausstellte, dass die Kostenfunktionen zu ähnlichen Ergebnissen führen [29] [30].

Auf eine Betrachtung von Metallhydriden wird verzichtet, da diese Form der Speicherung keine relevanten Vorteile gegenüber chemisch gebundenem Wasserstoff besitzt [28].

Gasförmig

Bei der Speicherung von gasförmigem Wasserstoff (*engl. Gaseous Hydrogen, GH_2*) muss zwischen stationären und mobilen Speichern unterschieden werden. Der Wasserstoff kann bspw. verdichtet und in ehemaligen Erdgaskavernen gespeichert werden. Diese eignen sich, aufgrund des hohen Speichervolumens, um bspw. sogenannte Dunkelflauten zu überbrücken [31] [32].

Soll der Wasserstoff allerdings transportiert werden, kann der Wasserstoff in Druckgastanks gespeichert werden, welche dann mittels LKW oder Zug transportiert werden. Die üblichen Tankdrücke für komprimierten Wasserstoff liegen bei mindestens 200 bar. Der maximal zulässige Betriebsdruck ist abhängig von dem verwendeten Tanktyp. Ein standardmäßiger Typ I-Tank besteht ausschließlich aus einem Stahlmantel. Für einen Typ II- und Typ III-Tank wird Stahl oder Aluminium verwendet. Zudem finden kohlenstoff- oder glasfaserverstärkte Kunststoffe (CFK und GFK) ihren Einsatz, um die Festigkeit zu erhöhen. Der Typ IV-Behälter ist ebenfalls CFK- oder GFK-verstärkt, verwendet aber Kunststoff anstatt Aluminium oder Stahl. Dadurch wird bei höherer Festigkeit sowohl ein geringeres Systemgewicht als auch ein höherer Nenndruck erreicht. So kann ein Typ IV-Behälter einem Betriebsdruck von 700 bar standhalten. Diese Tanktypen fungieren insbesondere als Fahrzeugtank in bspw. Brennstoffzellenfahrzeugen [33] [34].

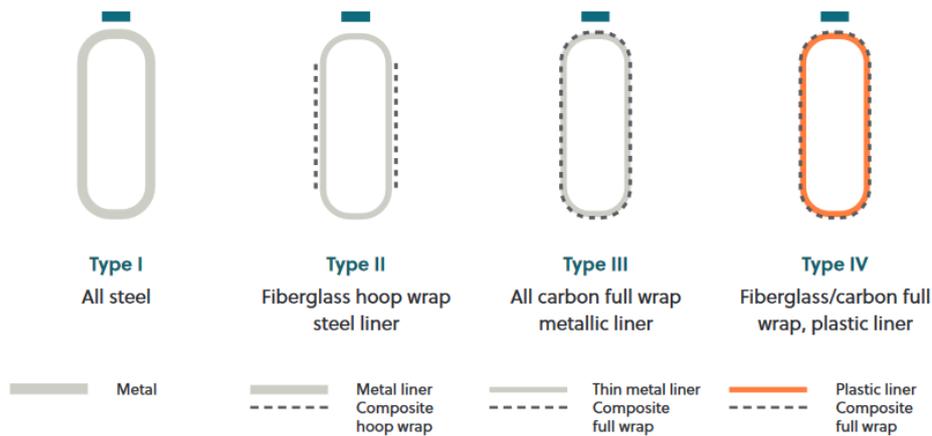


Abbildung 28. Wasserstoff-Druckbehälter-Typen

Entnommen aus [35]

Bei einigen Anwendungen, wie z.B. der Betankung von PKWs an Tankstellen, muss der Wasserstoff auf bis zu 1.000 bar verdichtet werden. Solch hohe Tankdrücke können z.B. von trockenlaufenden Kolben- oder Membrankompressoren erreicht werden [36].

Flüssig

Verflüssigter Wasserstoff (engl. *Liquid Hydrogen, LH₂*) hat im Vergleich zu GH₂ (bei Atmosphärendruck) eine um den Faktor 800 und selbst bei 500 bar eine mehr als doppelt so hohe Dichte (70,8 m³/kg). Der Verflüssigungsprozess ist allerdings sehr energieintensiv.

LH₂ wird i.d.R. in Kryotanks transportiert, welche mit einer (Vakuum-)Multilagenisolation (engl. *Multi-Layer-Insulation, MLI*) vor dem Eindringen von Wärme geschützt wird. Die Isolation ist allerdings nicht perfekt, wodurch es zu einer Verdampfung des flüssigen Wasserstoffes kommt und einen Druckanstieg im Tank zur Folge hat. Der verdampfte Wasserstoff wird über ein Ventil abgelassen. Diese Verluste werden Boil-Off-Verluste genannt [37].

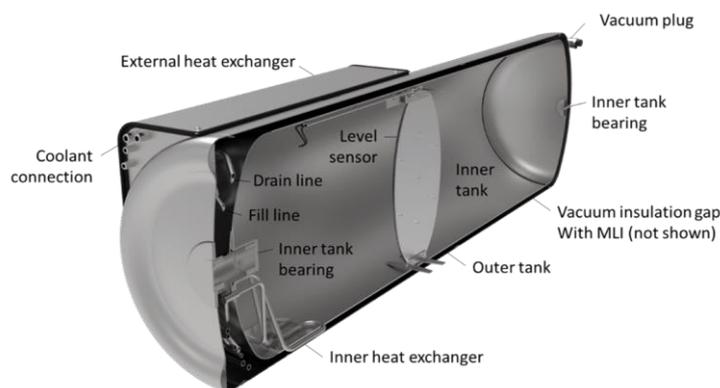


Abbildung 29. Kryotank mit Vakuum-MLI

Entnommen aus [38]

Der Boil-Off ist unter anderem eine Funktion der Tankgeometrie, der Temperaturdifferenz und der verwendeten Isoliermaterialien. Je größer das Tankvolumen, desto geringer ist das Oberfläche/Volumen-Verhältnis, weshalb der Boil-Off mit steigendem Volumen abnimmt. Es gibt sogar schon Zero-Boil-Off-Systeme, welche keine Verluste mehr haben. Diese benötigen allerdings eine aktive Kühlung durch einen Cryocooler [39].

Um den Wasserstoff zu verflüssigen, muss dieser auf 20 K (-253 °C) heruntergekühlt werden. Dies geschieht in einem mehrstufigen Prozess [40]. Hierfür wird das Gas zunächst gereinigt und anschließend in mehreren Prozessschritten herunter gekühlt. Die Verfahren beruhen hierbei auf dem Joule-Thomson-Effekt, bei dem Gas durch eine Drosselung eine Temperaturänderung erfährt. Die Verflüssigung kann durch den Claude-Prozess erfolgen, der sich aus Verdichtung, Abkühlung und Entspannung des Gases zusammensetzt. Dieses Verfahren wird insbesondere in der Industrie eingesetzt.

Der Energiebedarf für die Verflüssigung liegt derzeit bei 10 – 15 kWh_{el}/kg_{H₂}. Es wird aber davon ausgegangen, dass zukünftige Anlagen Werte von 7 kWh_{el}/kg_{H₂} erreichen können [41].

Um den Wasserstoff wieder zugänglich zu machen, muss dieser verdampft und anschließend auf den gewünschten Betriebsdruck verdichtet werden.

Chemisch gebunden

Flüssige organische Wasserstoffträger LOHC (*engl. Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC*) sind Stoffe, welche Wasserstoff binden und wieder abgeben können. Es gibt verschiedene Trägerstoffe, aber Dibenzyltoluol wird derzeit bereits als Wärmeträgeröl verwendet. Dibenzyltoluol (DBT) liegt im Fokus der Forschung, andere neue Stoffe werden aber ebenfalls erforscht [42] [43].

Für die **Hydrierung** (Beladung des Trägerstoffs mit H₂) wird mindestens ein Druck von 5 bar sowie ein Katalysator benötigt. Der benötigte Druck ist entweder bereits beim Austritt des Wasserstoffs aus der Elektrolyse vorhanden, oder muss durch einen separaten Kompressor bereitgestellt werden. Bei der Reaktion wird Wärme freigesetzt, welche beispielsweise vermarktet werden kann. Die **Dehydrierung** (Beladung des Trägerstoffs mit H₂) ist eine endotherme Reaktion, d.h. der Reaktion muss Wärme zugeführt werden. Hierbei wird ebenfalls ein Katalysator benötigt.

Ein entscheidender Vorteil gegenüber LH₂ ist, dass es über sehr lange Zeit verlustfrei gelagert und transportiert werden kann. Die Menge H₂, welche das LOHC aufnehmen kann, ist jedoch begrenzt: Das unbeladene LOHC kann bis zu 6,2 Gew.-% H₂ aufnehmen. Außerdem kann ein bestimmter Wasserstoffanteil, welcher um die 10 % liegt, nicht aus dem LOHC gelöst werden, was die nutzbare H₂-Menge reduziert [44] [45].

H ₂ -Speichertechnologien	GH ₂	LH ₂	LOHC	
			Hydrierung	Dehydrierung
Trailertransport	x	x	x	
Pipelinetransport	x			
Schiffstransport		x	x	
Verluste	Vernachlässigbar	Boil-Off	Vernachlässigbar	
el. Energiebedarf	Je nach Druckstufe	10-20 kWh/kg _{H2}	0,37 kWh/kg _{H2}	0,37 kWh/kg _{H2}
th. Energiebedarf	-	-	-8,80 kWh/kg _{H2}	11,70 kWh/kg _{H2}
Herausforderungen und Chancen	Höhere Speichermengen in Typ IV-Behältern bereitstellen, Pipelinetransport, Erhöhung Effizienz Kompressor	Boil-Off-Verluste minimieren, Erhöhung Effizienz Verflüssigung	Entwicklung von Trägerstoffen mit höherer H ₂ -Beladungsfähigkeit, Abwärmenutzung, Erprobter Umgang (Wärmeträgeröl), Erhöhung Effizienz der (De-)Hydrierung	

Abbildung 30. Übersicht der H₂-Speichertechnologien

5.1.2 Transporttechnologien

Wasserstoff kann grundsätzlich über verschiedene Wege transportiert werden. Dabei ist die zu transportierende Menge und die Transportstrecke von entscheidender Bedeutung. Kleinere Mengen können per LKW-Trailer verteilt werden, bei größeren Mengen oder Distanzen könnte sich bspw. die Pipeline oder der Schiffsverkehr als wirtschaftlichste Transportmöglichkeit herausstellen [37].

Trailer

Der Wasserstofftransport per LKW-Trailer kann sowohl in Druckflaschen (GH₂) als auch in Kryotanks (LH₂) oder chemisch gebunden in Mineralöltanks (LOHC) erfolgen. Hier sind aufgrund von möglichen Verlusten die zu befördernde H₂-Menge und die Transportdistanz entscheidende Faktoren (vgl. Kapitel 5.1.1 (Boil-Off)).

Die Druckstufe bei komprimiertem Wasserstoff kann variieren und somit auch die maximale Transportmenge. Während ein LKW (Typ IV-Tank) bei einer Druckstufe von 500 bar rund 1.100 kg H₂ transportieren kann, sind es bei 300 bar lediglich 700 kg H₂. Die erhöhte Transportmenge geht mit einer erhöhten Kompressorleistung einher. Derzeit wird Wasserstoff in Typ-I-Tanks bei 200 bar und einem Fassungsvermögen von 530 kg transportiert [34].

Die Wasserstoffkapazität vom LH₂-Trailer beträgt 3.500 bis 4.500 kg. Damit ist die Beladungsgrenze von 28,5 t inkl. dem LH₂-Tank allerdings noch nicht überschritten. Die Transportmenge wird lediglich durch die maximal zugelassene Dimensionierung des Trailers begrenzt. Wie in Kapitel 5.1.1 bereits erwähnt, entstehen bei der Lagerung und dem Transport von LH₂ Boil-Off-Verluste. Diese können bei einem LKW-Trailer der Abmessungen 12 m x 2,45 m zwischen 0,3 und 1,0 % pro Tag liegen [46].

Trailer - Lieferung	GH ₂ - 200 bar	GH ₂ - 350 bar	GH ₂ - 500 bar
Tanktyp	I	IV	IV
Kapazität	530 kg	700 kg	1.100 kg
PKW	848	1.120	1.760
LKW	13	18	28
Bus	24	31	49
Abfalls.-Fzg	28	37	57

Tabelle 1. Anzahl möglicher Tankfüllungen bei verschiedenen Fahrzeugtypen

Der Transport von LOHC kann mit dem klassischen Transport von Benzin und Diesel in Mineralöltanks verglichen werden. Bei einer H₂-Zuladung von 6,2 Gew.-% können bei einer maximalen Nutzlast von 28,5 t rund 1.800 kg H₂ transportiert werden. Diese effektive Nutzlast liegt bei etwa 1.600 kg (nur 90 % nutzbar) [28] [47].

Bzgl. der Investitionskosten können für den GH₂-Trailer des Typs IV und LH₂-Trailer jeweils 770.000 € und 800.000 € angenommen werden. Der LOHC-Trailer besitzt spez. Investitionskosten von 50 €/kg_{H₂} zzgl. den Kosten für Trailer und Tank, welche mit 70.000 € angenommen werden können. Demnach kostet der LOHC-Trailer rund 160.000 €.

Pipeline

Neben dem Transport von GH₂ in Drucktanks kann H₂ wie Erdgas in Pipelines transportiert werden. Es ist möglich, den Wasserstoff dem bestehenden Erdgas beizumischen. Dies ist aber, in Abhängigkeit der nachgeschalteten Verbraucher, nicht unbegrenzt möglich. In Studien wurden Beimischungen von 20% bestätigt (vgl. Kapitel 5.2.3). Wasserstoff hat einen höheren Heizwert als Erdgas, was bei einigen Infrastrukturkomponenten zu Problemen führen könnte [48].

Weiterhin ist es möglich, spezielle Wasserstoffpipelines zu errichten, welche ausschließlich H₂ transportieren. Die bestehenden Erdgasleitungen können allerdings modernisiert werden, was im Vergleich zu einem Pipelineneubau eine Kostenersparnis von 80 – 90 % bedeuten könnte [49]. Um eine Wasserstoffversprödung zu vermeiden, werden besondere Materialien benötigt, welche einen großen Einfluss auf die Investitionen haben können [50].

Eine weitere Möglichkeit wäre die Methanisierung von Wasserstoff, wodurch eine unbegrenzte Menge über das bestehende Erdgasnetz transportiert werden könnte. Allerdings wäre ein anschließender Prozess von Nöten, um aus dem Methan Wasserstoff zu gewinnen (vgl. Kapitel 4.1.2).

Der Transport von H₂ über eine Pipeline ist aber nur dann sinnvoll, wenn große Mengen Wasserstoff transportiert werden sollen. Aufgrund der Rohrreibung entsteht bei größeren Transportstrecken ein Druckverlust, welcher durch Verdichterstationen ausgeglichen werden müsste [46].

H ₂ -Transporttechnologien	Trailertransport			Pipeline
	GH ₂	LH ₂	LOHC	
Investitionskosten	770.000 €	800.000 €	160.000 €	Abh. von Länge und Durchmesser
Transportmenge	1.100 kg	3.500 - 4.500 kg	1.800 kg (1.600 kg)	
spez. Investitionskosten	700 €/kg _{H₂}	200 €/kg _{H₂}	90 €/kg _{H₂}	2 Mio. €/km
Verluste	Vernachlässigbar	Boil-Off	Vernachlässigbar	Verdichtungsverluste
Herausforderungen und Chancen	siehe Tabelle "Speichertechnologien"	siehe Tabelle "Speichertechnologien"	siehe Tabelle "Speichertechnologien"	Durch Modernisierung von Erdgasleitungen können bis zu 90 % der Kosten gespart werden

Abbildung 31. Übersicht der H₂-Transporttechnologien

5.2 HERAUSFORDERUNGEN IM KREIS COESFELD

Traditionell hat die Landwirtschaft im Münsterland einen hohen Stellenwert. Aus diesem Grund und aufgrund der ländlichen Prägung im Flächenkreis, in der es, bis auf die angrenzende Stadt Münster, keine großstädtischen Ballungsräume gibt, stellt sich in der Wasserstoffwertschöpfungskette der Transport, einerseits von regenerativem Strom, aber auch vom erzeugten Wasserstoff vom Erzeuger hin zum Anwender, als zentrale Herausforderung dar.

5.2.1 Struktur des Kreises

Der Kreis Coesfeld stellt einen flächenmäßig großen Kreis dar, in dem sich an unterschiedlichen Standorten Wasserstoff-Projektansätze gebildet haben. Um eine ganzheitliche Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen, stellt sich die Frage, wie eine Verknüpfung der einzelnen Standorte erfolgen kann. Um einen wirtschaftlich attraktiven Wasserstoffpreis generieren zu können, sind sowohl bei der Wasserstoffherzeugung als auch bei den Wasserstofftankstellen hohe Auslastungen notwendig. Vor allem in der Markthochlaufphase kann dies erreicht werden, wenn Produktionsstandorte mehrere Abnehmer- bzw. Tankstellenstandorte versorgen. Dieser Transport kann mittelfristig allerdings nur über einen Trailer-Verkehr erfolgen, da eine Leitungsinfrastruktur noch nicht vorhanden ist.

Nachfolgend sind zwei mögliche Szenarien einer Wasserstoffbelieferung dargestellt. Im Falle einer Wasserstoffherzeugung in lokaler Nähe der regenerativen Stromerzeuger ist oftmals eine direkte Nutzung des Wasserstoffs nicht möglich. In diesem Fall muss der erzeugte Wasserstoff zwangsläufig per Trailer oder Leitung an eine umliegende Tankstelle geliefert werden. Um die Auslastung zu erhöhen, werden im Idealfall mehrere Tankstellen durch diesen Erzeugungsstandort versorgt (vgl. Abb. 28).



Abbildung 32. Belieferung von Erzeugungsstandort

Ein alternatives Szenario stellt sich ein, wenn an einem geplanten Tankstellenstandort eine lokale Wasserstoffproduktion geplant ist. Vor allem in der Markthochlaufphase

wird sich dabei zunächst eine geringe Auslastung einstellen, da nur wenige Fahrzeuge die Tankstelle nutzen werden. Damit die spezifischen Produktionskosten des lokalen Elektrolyseurs aber trotzdem minimiert werden können, bietet sich die Möglichkeit in einem ersten Schritt die Wasserstoffproduktion mit anderen Tankstellen zu koordinieren. So kann Wasserstoff an umliegende Tankstellen geliefert werden, die im ersten Schritt keine lokale Erzeugung benötigen. Dadurch kann die Auslastung erhöht und die spezifischen Kosten minimiert werden (vgl. Abb. 29).

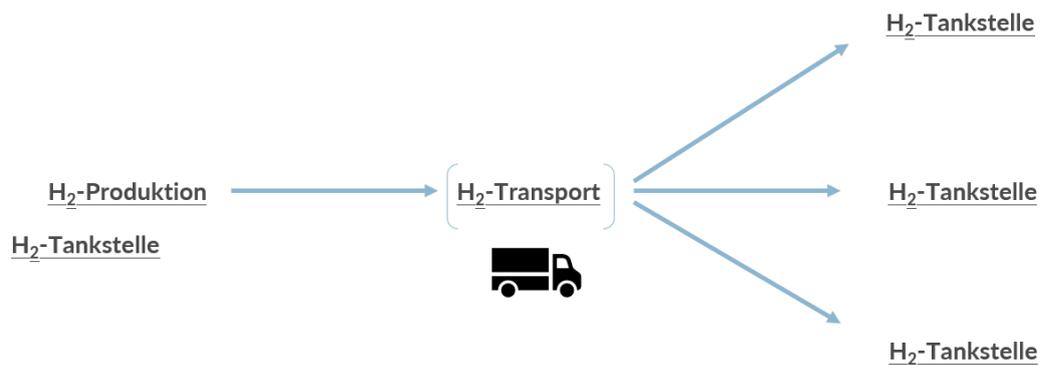


Abbildung 33. Belieferung mehrerer Tankstellen

Sobald eine ausreichend große Nachfrage vorhanden ist, um die Wasserstoffproduktion lokal auszulasten, kann an den übrigen Tankstellen eine separate Produktionseinheit nachgerüstet werden.

Dies bietet vor allem in der Markthochlaufphase die Möglichkeit, sowohl eine umfassende Infrastruktur als auch einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen.

Weiterhin besteht die Möglichkeit, mobile Wasserstofftankstellen zu errichten. Diese können flexibel und mit geringem Zeitaufwand errichtet und, sobald die H₂-Speicher entleert wurden, durch einen vollen Container ersetzt werden.

5.2.2 Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur

Die Gasfernleitungsnetzbetreiber haben mit der Vorstellung des „visionären Wasserstoffnetzes“ im Januar 2020 einen wichtigen ersten Schritt zur Entwicklung einer flächendeckenden Wasserstoffversorgung für Deutschland über die Gasinfrastruktur beschrieben. In Abbildung 36 ist die Vision für ein deutsches H₂-Netz dargestellt. Dieses Netz soll perspektivisch die Verteilnetze hocheffizient mit Wasserstoff versorgen. Diese können dann Wasserstoff aus zentralen Erzeugungsstandorten zusammen mit kleineren dezentralen Erzeugern, die sukzessive in Betrieb genommen werden, den industriellen und gewerblichen Anwendern zur Verfügung stellen.

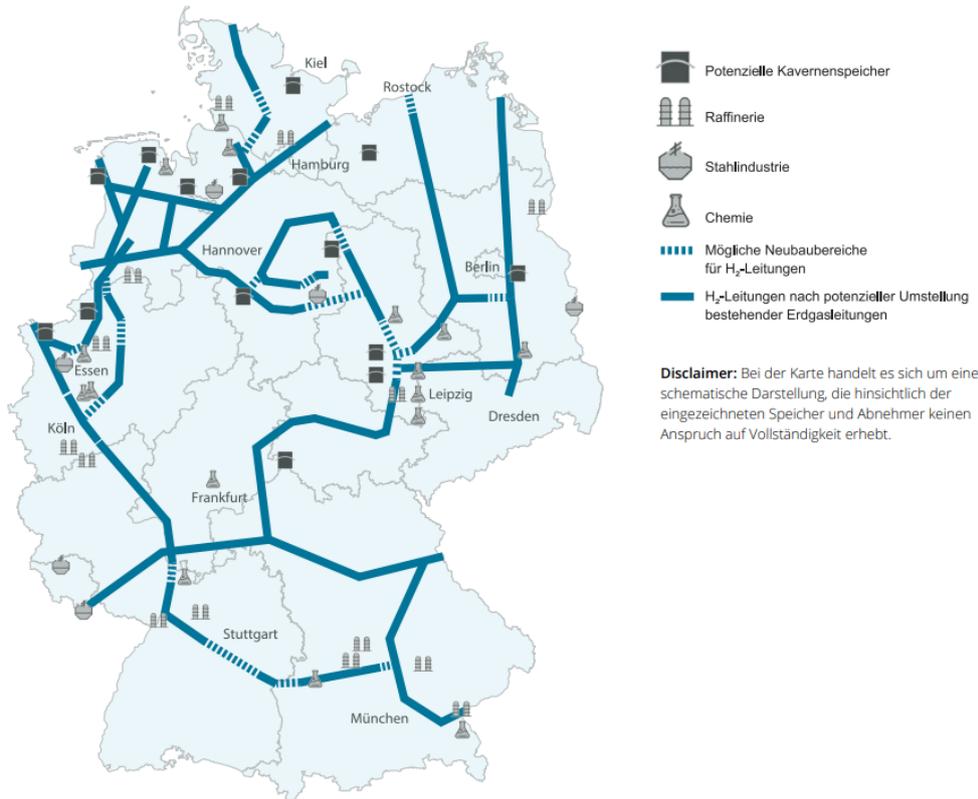


Abbildung 34. Vision für ein deutsches H₂-Netz²

Zwischen Lingen und Gelsenkirchen entwickeln die Unternehmen BP, Evonik, Nowega, OGE und RWE Generation eine erste öffentlich zugängliche Wasserstoffinfrastruktur. Dieses Projekt unter dem Namen „GET-H2 Nukleus“ soll auf einer Länge von 130 km Akteuren entlang der gesamten Prozesskette die Möglichkeit fördern, eine verlässliche und nachhaltige Wasserstoffwirtschaft aufzubauen [51].

Kernidee des Vorhabens ist es von einer Wasserstofferzeugung in industriellem Maßstab in Lingen, über den Transport mittels vorhandener Gasinfrastruktur, bis zur kontinuierlichen industriellen Abnahme in Niedersachsen und NRW die gesamte Wertschöpfungskette abzubilden.

Bestehende Gasleitungen von Evonik, Nowega und OGE werden dabei vollständig auf den Wasserstofftransport umgestellt und durch kleinere Neubauten ergänzt. Über dieses Netz wird Wasserstoff zu Chemieparks und Raffinerien in Lingen, Marl und Gelsenkirchen transportiert und reduziert dort die CO₂-Emissionen.

Diese Leitung wird von Norden nach Süden durch das Münsterland laufen und bietet somit die Möglichkeit, dass sich H₂-Erzeuger und -Verbraucher daran anschließen.

² Quelle: Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. 2020

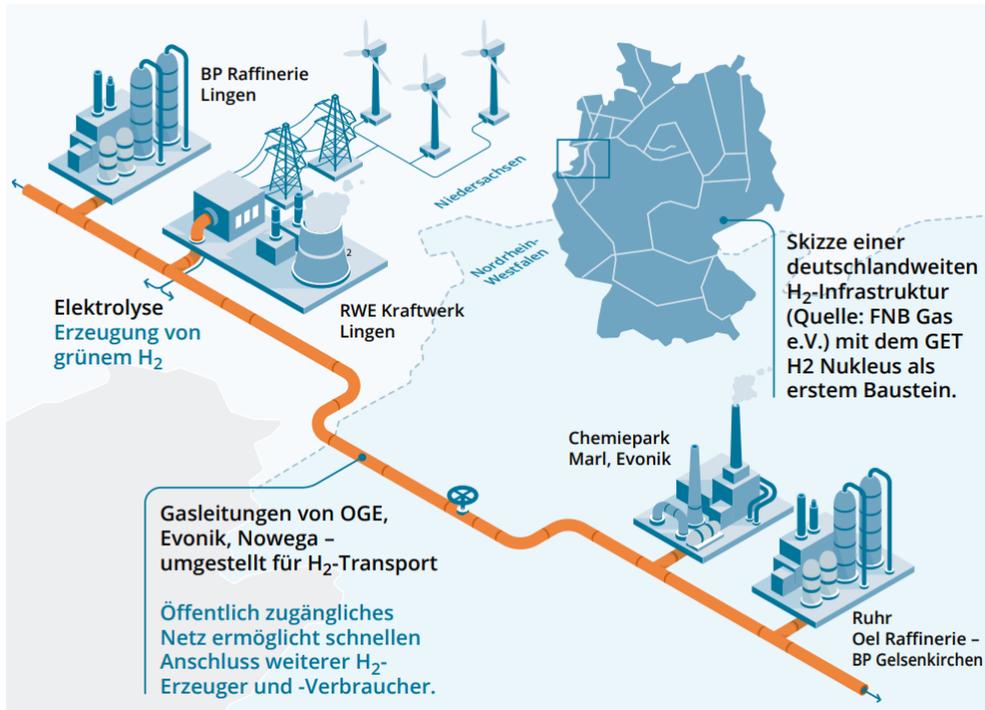


Abbildung 35. geplante H₂-Wasserstoffinfrastruktur

Bis 2024 soll so das erste H₂-Netz im regulierten Bereich mit diskriminierungsfreiem Zugang und transparenten Preisen entstehen.

Hier bieten sich im Kreis Coesfeld Anknüpfungspunkte, um zukünftig von dieser Infrastruktur profitieren zu können.

5.2.3 Nutzung vorhandener Leitungsinfrastruktur

Neben dem Aufbau eines reinen Wasserstoffverteilnetzes bietet das bestehende Erdgasnetz die Möglichkeit, Wasserstoff zu einem gewissen Anteil zu transportieren. Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) hat in den letzten Jahren Forschungsprojekte zu Wasserstoff-Einspeisemöglichkeiten und Verträglichkeit für Materialien und Gasgeräte des Bestandsnetzes durchgeführt. In ersten Studien konnte dabei eine Wasserstoffverträglichkeit von bis zu 10 Prozent bestätigt werden. In weiteren DVGW-Forschungsvorhaben wurden sogar Einspeisekonzentrationen von 20 Prozent bestätigt [52].

Dies bietet die Möglichkeit an Standorten, an denen bereits Gaseinspeiseanlagen, beispielsweise von Biomethananlagen, vorhanden sind, zusätzlich Wasserstoff in die vorhandenen Erdgasleitungen einzuspeisen.

In Abbildung 38 ist beispielhaft das Erdgastransportnetz der Thyssengas GmbH für den Kreis Coesfeld dargestellt.

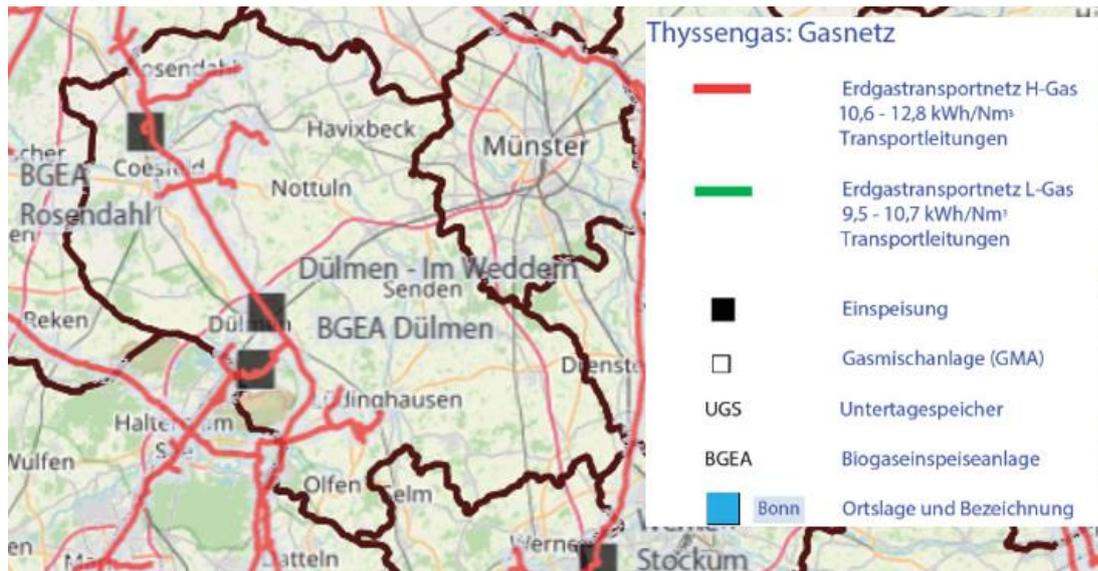


Abbildung 36. Thyssengas-Gasnetz im Kreis Coesfeld

Während die Einspeisung von Wasserstoff keine großen Hürden birgt, ist es eine größere Herausforderung den beigemischten Wasserstoff physisch wieder aus dem Netz zu extrahieren. Aktuell wird lediglich das Gasgemisch aus Erdgas und Wasserstoff bei den Endkunden genutzt. Um allerdings den reinen Wasserstoff aus den Erdgasleitungen zu entnehmen, bedarf es Technologien, die aktuell teilweise noch in Forschungsvorhaben getestet werden. Angedacht ist hier der Einsatz von Membrantechnologien. So könnte die bestehende Erdgasleitungsinfrastruktur zum Einsatz von reinem Wasserstoff genutzt werden.³

Einsatzmöglichkeiten dieser Technologie sollen am Standort Coesfeld-Höven in einem Forschungsprojekt mit Thyssengas GmbH und GFC erarbeitet werden

³ Quelle: Thyssengas GmbH

6 BETANKUNGSINFRASTRUKTUR

6.1 ALLGEMEINE INFOS ZU H₂-TANKSTELLEN

6.1.1 Bestandteile einer H₂-Tankstelle

Bei der Planung einer Wasserstofftankstelle stellt sich zunächst die Frage, wie der Wasserstoff bereitgestellt werden soll. Dies kann entweder über eine Trailer-Anlieferung oder über eine lokale Erzeugung erfolgen. Es gibt verschiedene Trailer-Ausführungen, die sich hinsichtlich der transportierten Drücke unterscheiden.

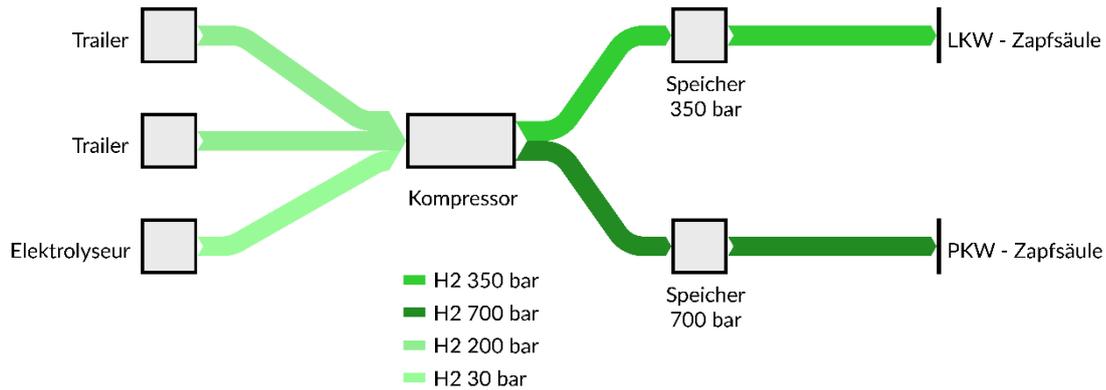
Der Wasserstoff wird anschließend in einem Kompressor auf das benötigte Druckniveau verdichtet. Abhängig vom Druckniveau kann ein bestimmter Wasserstoff-Massenstrom zur Verfügung gestellt werden. Die Verdichter stellen den zentralen Bestandteil der Anlage dar. Sie sorgen dafür, dass ausreichend Wasserstoff im Hochdruckbereich vorhanden ist, um die notwendige „Back-to-Back-Betankungskapazität“ gewährleisten zu können. Aufgrund der benötigten hohen Verfügbarkeit werden sie oftmals redundant ausgeführt.

Die Druckniveaus lassen sich in eine 350 bar und in eine 700 bar Stufe einteilen. Nutzfahrzeuge, wie Busse und LKW, werden mit 350 bar betankt, während im PKW-Segment 700 bar benötigt werden. Die Auslegung dieser Verdichtungsstufen stellt einen wesentlichen Teil der Konzeption der Tankstelleninfrastruktur dar.

Dem Verdichter nachgeschaltet sind die Hochdruckspeicher, die den verdichteten Wasserstoff auf dem jeweiligen Druckniveau zwischenspeichern. Die eingesetzten Materialien können sich je nach Hersteller unterscheiden. Die Größe der Speicher und Leistungsfähigkeit der Verdichter richten sich primär nach der Größe und Anzahl der Abnehmer. Außerdem spielt die Versorgungssicherheit eine wichtige Rolle. Die vorzuhaltende Wasserstoffmenge wirkt sich unmittelbar auf die Kosten aus, weshalb diese bedarfsadäquat reduziert werden sollte.

Wasserstoff wird dabei nicht gepumpt, sondern strömt aufgrund des Druckunterschiedes zwischen dem Speichertank der Tankstelle und den Druckbehältern auf der Fahrzeugseite in das Fahrzeug über. Der Druck im Speichertank wird während des Betankungsvorgangs konstant gehalten.

Die Bezahlung an öffentlichen Tankstellen findet über gängige Bezahlterminals statt, die an der Zapfsäule angeschlossen sind.

Abbildung 37. Komponenten einer H₂-Tankstelle

6.1.2 Ausführungsmöglichkeiten H₂-Tankstelle

Stationäre vs. mobile Ausführung

Im Bereich des Individual-, des Flotten- und des öffentlichen Personennahverkehrs sind stationäre bzw. fest installierte Wasserstofftankstellen die Regel. Diese stationären Wasserstoff-Tankstellen werden dabei häufig in bereits vorhandene, öffentliche Tank- und Servicestationen entlang der Verkehrswege integriert. Die stationären Tankstellen bieten eine einfach zu handhabende, komfortable und sichere Installation, die ein schnelles und zuverlässiges Betanken des Fahrzeugs ermöglicht.

Die Schnittstelle zum Endnutzer, beziehungsweise zum Tank der verschiedenen Fahrzeugtypen, bildet die Zapfsäule mit der Zapfpistole. Diese sind genauso zugänglich wie herkömmliche Zapfsäulen und werden entsprechend bedient.

Neben den stationären Wasserstoff-Tankstellen gibt es auch mobile Ausführungen, die insbesondere für die Markteinführung eine wichtige Rolle spielen. Sie können flexibel überall dort eingesetzt werden, wo Pilotprojekte initiiert und Fahrzeugtests durchgeführt werden und es noch keine ausreichende Anzahl an fest installierten Tankstellen in einer akzeptablen Entfernung gibt.

Der Einsatz von mobilen Tankstellen ist meist befristet und stellt in der gesamten Auslegung eher eine Übergangslösung dar.

Dennoch muss auch beim Einsatz mobiler Tankanlagen geklärt werden, was genau die Anlage leisten muss, also insbesondere welche Fahrzeuge wie oft mit welchen Mengen an Wasserstoff befüllt werden sollen.

Kriterium		Stationäre Tankstellen	Mobile Tankstellen
Planung	Errichtungsaufwand	Hoch	Gering
	Platzbedarf	Hoch	Gering
	Genehmigungsaufwand	Hoch	Gering
Finanzen	Investitionen	~ 2.000.000 €	~ 600.000 - 1.200.000 €
	Förderfähigkeit	Bis zu 80%	??
	Betriebsaufwand	Mittel	Gering
Betrieb	Flexibilität (Nutzer/Druckniveau)	350 bar & 700 bar	350 bar
	Flexibilität (Standort)	Sehr aufwändig	Versetzung möglich
	Modularität	Modulare Erweiterung möglich	Erweiterung möglich
	Nutzerkreis (Bezahlsystem)	Öffentliche Gestaltung möglich	Betriebsinterne Nutzung
	H ₂ -Versorgung	Lokaler Elektrolyseur oder Anlieferung	Anlieferung

Abbildung 38. Vergleich von stationären und mobilen Tankstellen

Öffentlich vs. nicht-öffentliche Zugänglichkeit

Eine weitere zentrale Unterscheidung in der Ausführung stellt sich im Kontext der Zugänglichkeit der Tankstelle. Hier wird zwischen öffentlichen und nicht-öffentlichen Tankstellen unterschieden. Erstere bieten einem undefinierten Nutzerkreis die Möglichkeit zur Betankung, was erhöhte Anforderungen bezüglich der Zugänglichkeit und Abrechnungsmöglichkeit mit sich bringt. Die Alternative stellt eine private Tankstelle dar, die beispielsweise von einem Betrieb ausschließlich für den eigenen Fuhrpark genutzt wird und somit in Größe und Komplexität einfacher gehalten werden kann.

PKW vs. Nutzfahrzeug-Anwendung

Neben der Ausführung und Zugänglichkeit der Tankstelle erfordert auch die Anwenderseite eine Anpassung an die Ausführung der Tankstelle. Wie bereits in Kapitel 6.1.1 beschrieben, benötigen PKW und Nutzfahrzeuge unterschiedliche Druckniveaus zum Betanken der Fahrzeuge. Während Nutzfahrzeuge üblicherweise mit einem Druck von 350 bar betankt werden, muss für PKW ein Druck von 700 bar bereitgestellt werden. An Tankstellen, an denen beide Fahrzeugklassen betankt werden sollen, müssen daher beide Ausführungen vorhanden sein.

6.1.3 Genehmigungsleitfaden

Der Errichtung einer Wasserstofftankstelle geht in jedem Fall die Einholung einer Genehmigung voraus. Der Umfang der Genehmigung ist dabei abhängig von der lokalen H₂-Lagermenge und ob eine lokale Wasserstoffherzeugung geplant ist.

Eingesetzte Technik	Genehmigungsrelevante techn. Parametergrenzen	Einstufung 4. BImSchV	Einstufung 12. BImSchV	Verfahrensart BImSchG
Elektrolyse	Industrieller Maßstab	Nr. 4.1.12 IE-Anlage		Förmliches Verfahren
H2-Lagerung	> 50t		Störfallbetriebsbereich Obere Klasse, Nr. 2.44	
	>30t	Nr. 9.3.1	Störfallbetriebsbereich untere Klasse, Nr. 2.44	Förmliches Verfahren
	>5t		Störfallbetriebsbereich untere Klasse, Nr. 2.44	
	>3t	Nr. 9.3.2		Vereinfachtes Verfahren
	<3t			Keine Einstufung nach 4. BImSchV

Abbildung 39. BImSchV-Verfahren⁴.

Das generelle Vorgehen ist dabei zunächst die Erstellung des Konzeptes. Dabei wird optimalerweise bereits die zuständige Genehmigungsbehörde einbezogen, sodass die benötigten Unterlagen für den Genehmigungsantrag zeitnah erstellt werden können. Genehmigungen gemäß BImSchV werden von der jeweiligen Bezirksregierung, nach Verordnung über Zuständigkeiten nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (ZuständigkeitsVO-BImSchG) vom 18.02.1992, bearbeitet. Nach Einreichung des Genehmigungsantrags wird der Antrag von der Behörde bearbeitet. Die Dauer kann dabei durch Nachforderungen verzögert werden. Mit Erhalt des positiven Bescheids kann mit der Errichtung und Installation der Anlage begonnen werden [53]. Generell sollte mit einer Dauer von ein bis zwei Jahren für die Genehmigung gerechnet werden. Die reine gesetzliche Bearbeitungszeit der Genehmigung nach Vollständigkeitserklärung der Unterlagen beträgt drei Monate.

Mit zunehmender Lagermenge steigen die Anforderungen an die Anlage selbst und der Aufwand für die zu durchlaufenden Genehmigungsverfahren.

Wenn keine lokale Wasserstoffherzeugung vorgesehen und die Lagermenge kleiner als drei Tonnen ist, reicht ein Erlaubnisverfahren nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und ein Baugenehmigungsverfahren nach Landesbauordnung (LBauO). Überschreitet die Lagermenge drei Tonnen muss ein vereinfachtes Verfahren nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) durchgeführt werden.

Bei einer Wasserstoffherzeugung vor Ort muss in jedem Fall ein Genehmigungsverfahren nach BImSchG durchgeführt werden. Bei Lagermengen von mehr als fünf Tonnen gelten zusätzlich erweiterte Anforderungen gemäß Störfall-Verordnung (12. BImSchV).

Es werden öffentlich zugängliche Genehmigungsleitfäden von bspw. der NOW GmbH angeboten.⁵

⁴Quelle: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) GmbH

⁵<https://www.now-gmbh.de/aktuelles/pressemitteilungen/now-gmbh-veroeffentlicht-genehmigungsleitfaden-fuer-wasserstofftankstellen/>

6.2 H₂-TANKSTELLEN IM KREIS COESFELD

Zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur stellt die Tankinfrastruktur einen wesentlichen Baustein dar. Um Akteure zu motivieren auf wasserstoffbasierte Antriebstechnologien umzurüsten, muss eine attraktive Tankinfrastruktur vorliegen. Daher ist es wichtig, frühzeitig mit der Auswahl vielversprechender Tankstellenstandorte zu beginnen und so einen Ausbaupfad aufzuzeigen.

6.2.1 Kriterien zur H₂-Tankstellen-Standortauswahl

Die Auswahl der Standorte für die H₂-Tankstellen stellt eine besondere Herausforderung dar, da mehrere elementare Kriterien bewertet und abgewogen werden müssen.

Strategische Lage der Tankstelle

Eine zentrale Bedeutung kommt der Lage der Tankstelle in Verbindung zu den anderen Akteuren der Wertschöpfungskette zu.

Um eine möglichst hohe Auslastung der Tankstelle zu erreichen, ist es notwendig, dass viele Abnehmer in der näheren Umgebung der Tankstelle angesiedelt sind. Laut eigenen Umfragen liegt die Bereitschaft von Fuhrparkbetreibern, einen Umweg für das Betanken der Fahrzeuge in Kauf zu nehmen, bei 5 bis 10 Kilometern.

Um eine kreisweite Tankinfrastruktur aufzubauen, ist es darüber hinaus wichtig das Zusammenspiel der einzelnen Tankstellenstandorte zu bewerten. Das Ziel sollte eine bestmögliche Abdeckung der Region mit H₂-Tankstellen sein, um eine flächendeckende Versorgung gewährleisten zu können und notwendige Redundanzen zu schaffen.

Ein weiteres zentrales Kriterium bei der Standortauswahl ist die Möglichkeit der lokalen Wasserstoffherzeugung, beziehungsweise die Entfernung zu dieser. Hierbei sollte das Ziel sein, eine möglichst kurze Distanz zwischen Wasserstoffherzeugung und Tankstelle zu realisieren, um die Transportkosten zu minimieren.

Benötigte Ausführung der Tankstelle

Neben der Einbindung der H₂-Tankstelle in die Wertschöpfungskette zwischen Erzeugung und Abnehmern stellt sich im weiteren Verlauf die Frage der notwendigen Ausführung. Wie bereits beschrieben, gibt es hier verschiedene Ebenen, die betrachtet werden müssen. Zunächst muss entschieden werden, ob eine öffentliche Tankstelle notwendig ist oder ob eine Betriebshoftankstelle zur Betankung eines einzelnen Fuhrparks ausreicht.

Um eine öffentliche Tankstelle zu realisieren, muss eine gute Zugänglichkeit des Standorts gewährleistet werden. Auch die Anbindung an hoch frequentierte Verkehrswege erhöht die Auslastung der Tankstelle.

Neben der Zugänglichkeit muss außerdem der Platzbedarf der technischen Komponenten der Tankstelleninfrastruktur, beziehungsweise der eventuell lokalen H₂-Erzeugung berücksichtigt werden.

Auch die vorhandene Strom- und Wasserinfrastruktur muss in die Bewertung des Tankstellenstandortes einfließen.

6.2.2 Bewertung von H₂-Tankstellen Standorten im Kreis Coesfeld

Da ein häufig genanntes Hemmnis bei der Fahrzeugumstellung auf alternative Antriebe die fehlende Tank- und Serviceinfrastruktur ist, muss der Fokus beim Wasserstoff-Markthochlauf im Mobilitätssektor der Ausbau dieser Infrastruktur sein.

Zur Auswahl möglicher Tankstellenstandorte im Kreis Coesfeld wurden dazu im Rahmen der Potenzialstudie Bewertungskriterien erarbeitet, um geeignete Standorte zu identifizieren.

Eine zentrale Rolle spielt dabei die Bedeutung für die Regionsversorgung. Das Ziel sollte eine gute örtliche Verteilung von Tankstellenstandorten sein, um eine möglichst hohe Abdeckung des Kreisgebietes sicherzustellen und so eine gute Wasserstoffversorgung im Mobilitätsbereich zu gewährleisten.

Zusätzlich spielt die Nähe des einzelnen Standortes zu möglichen Anwendern eine wichtige Rolle, um eine gute Auslastung und Planbarkeit der Tankstelle zu ermöglichen. Dabei hilft eine Interessensbündelung von Anwendern, um mit einer festen Zahl an Nutzern und Jahresabnahmemengen kalkulieren zu können und somit das wirtschaftliche Risiko der Errichtung der Tankstelle zu reduzieren.

Da die Errichtung einer Wasserstofftankstelle zusammen mit einer möglichen Erzeugung vor Ort eine ausreichend große Fläche benötigt, stellt die Flächenverfügbarkeit ein weiteres wichtiges Bewertungskriterium dar. Vor allem die Genehmigungsfähigkeit und die Möglichkeit zur Erweiterung der Anlage beispielsweise durch zusätzliche Druckspeicher stellen eine langfristige Nutzung sicher.

Auch die gesellschaftsrechtliche Verbindung der Tankstelle mit der Wasserstoffherzeugung bringt wichtige Standortvorteile mit sich und ist daher ein relevantes Bewertungskriterium. Durch den Zusammenschluss von Erzeugung und Tankstelle kann der Aufwand deutlich reduziert werden.

Ein eher weiches Kriterium stellt die Akzeptanz des Standorts dar. Vor allem bezüglich der Sicherheit von Hochdruckspeichern gibt es oftmals Bedenken. Generell wird dem Thema Wasserstoff aber ein positives Image zugesprochen.

Die technische Umsetzbarkeit bewertet die Möglichkeit, die technischen Komponenten am geplanten Standort zu installieren. Einflussfaktoren sind dabei unter anderem die vorhandene Strom- und Wasserinfrastruktur, die für die Erzeugungs- und Tankinfrastruktur notwendig sind. Auch eine mögliche Direktleitung zu regenerativen Stromerzeugern fließt in dieses Kriterium mit ein.

Um möglichst vielen Anwendern die Möglichkeit zur Betankung zu bieten und eine gute Anbindung zu gewährleisten, ist eine gute Zugänglichkeit des potenziellen Tankstellenstandorts notwendig. Vor allem die Definition einer öffentlichen Tankstelle bringt gewisse Vorgaben an die Zugänglichkeit mit sich. Davon sind aktuell auch mögliche Förderungen abhängig.

Sollte keine Erzeugung vor Ort möglich sein, stellt sich die Frage nach der Entfernung zum alternativen Erzeugungsstandort. Je weiter dieser entfernt ist, desto aufwendiger und teurer wird der Transport des Wasserstoffs.

7 WASSERSTOFF-ANWENDUNGEN

Als Energieträger bietet Wasserstoff vielfältige Einsatzmöglichkeiten. Sein größter Vorteil ist die Möglichkeit der Speicherbarkeit. Dieser bietet gegenüber Strom das Potenzial die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zwischenspeichern und bedarfsgerecht an die Anwender abzugeben. Des Weiteren bringt Wasserstoff verschiedene technische Potenziale mit sich, die in verschiedenen Anwendungen genutzt werden können. Vor allem der Klimaschutz spielt dabei eine zentrale Rolle.

Für den Kreis Coesfeld wurden verschiedene Wasserstoff-Anwendungsfelder identifiziert, die im Folgenden näher betrachtet werden sollen. Hierbei war es zunächst das Ziel, das Potenzial von Wasserstoffanwendungen zu bewerten und relevante Akteure zu identifizieren.

7.1 MOBILITÄT

Eine zentrale Rolle im Kontext von Wasserstoff stellt der Mobilitätssektor dar. Viele aktuelle Förderungen und Ausbauziele fokussieren sich auf dieses Anwendungsfeld, sodass im Rahmen dieser Studie diesbezügliche Potenziale herausgearbeitet wurden.

Wasserstoffangetriebene Fahrzeuge müssen dabei mit batterieelektrischen Fahrzeugen verglichen und bewertet werden. Bei einer reinen Betrachtung des Wirkungsgrads der beiden Systeme wird deutlich, dass aufgrund der Umwandlung von Strom in Wasserstoff und wieder zurück in Strom der Wirkungsgrad von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen deutlich geringer ist als bei rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen (vgl. Abb. 36).

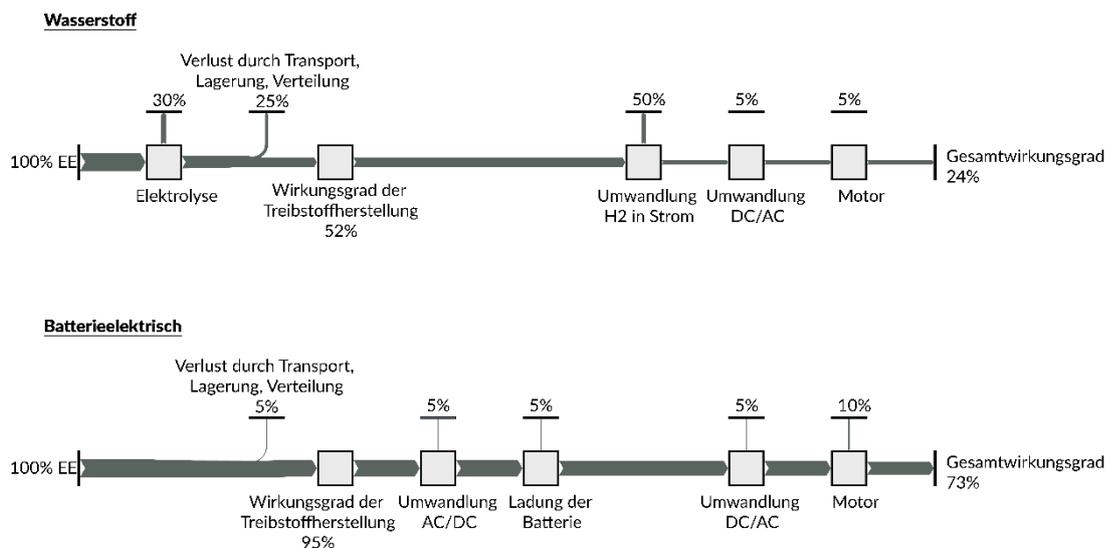


Abbildung 40. Wirkungsgradvergleich: Wasserstoff vs. Batterieelektrisch

Allerdings müssen neben dem Wirkungsgrad weitere Kriterien wie die Reichweite der Fahrzeuge, die Praxistauglichkeit und die Fahrzeugverfügbarkeit mit in die Bewertung einfließen.

Vor allem im Nutzfahrzeugbereich und öffentlichen Nahverkehr brauchen die Fahrzeuge eine hohe Reichweite. Aufgrund der aktuell höheren Energiedichte können wasserstoffbetriebene Fahrzeuge diese Voraussetzung besser erfüllen als die batterieelektrischen Varianten.

Dies ist der Grund, weshalb vor allem im öffentlichen Nahverkehr und bei Unternehmen mit Schwerlastverkehr wasserstoffbetriebene Fahrzeuge in den Fokus rücken.

Durch Gespräche mit lokalen Akteuren wurden folgende Hauptanwendergruppen für grünen Wasserstoff in der Mobilität identifiziert:

- **Öffentlicher Personennahverkehr**
- **Logistikbranche**
- **Kommunale und private Entsorgungsgesellschaften**

Um die verschiedenen Zielgruppen bzw. ihre Schlüsselakteure im Kreis Coesfeld kennenzulernen und Potenziale für die Vermarktung und Anwendung von lokal erzeugtem Wasserstoff zu ermitteln, wurden bereits mehrere Workshops durchgeführt, die unter anderem von Wirtschaftsförderungsgesellschaften organisiert wurden. Außerdem wurden zahlreiche Telefoninterviews mit Vertretern von Firmen und Organisationen durchgeführt.

ÖPNV

Ein wichtiger Akteur in diesem Kontext ist die Regionalverkehr Münsterland GmbH (RVM) als kommunales Verkehrsunternehmen im Münsterland, die Busflotten im Kreis Coesfeld sowie in den benachbarten Kreisen betreibt. Die RVM ist in insgesamt vier Kreisen tätig. Die Hauptgesellschafter des Unternehmens sind die Kreise Warendorf, Borken, Steinfurt und Coesfeld. Im gesamten Münsterland hält die RVM einen Marktanteil von ca. 45 Prozent. Der Fuhrpark der RVM umfasst 157 eigene Fahrzeuge; es kommen 348 gemietete Fahrzeuge im gesamten Einsatzgebiet hinzu.

Bezüglich alternativer Antriebe der eingesetzten Fahrzeuge wurde eine eigene Arbeitsgruppe eingerichtet, die die unterschiedlichen Konzepte bezüglich der Wirtschaftlichkeit und Umsetzungstauglichkeit in den Münsterlandkreisen bewertet [54]. Relevante Aspekte sind dabei die Kosten für die Fahrzeuge und die benötigte Energie, die zu erzielenden Reichweiten in Relation zu den nötigen Laufleistungen und Investitionen in die teilweise noch unzureichende Infrastruktur.

Ein weiteres zentrales Kriterium ist der Wasserstoffpreis, der den Brennstoffzellenantrieb konkurrenzfähig zu anderen alternativen Antrieben macht. In Abbildung 43 sind Kraftstoffpreise in Abhängigkeit der zu zahlenden CO₂-Abgabe dargestellt. Es ist erkennbar, dass bei einem CO₂-Preis von 100 €/to ein

Wasserstoffpreis von 7,2 €/kg (brutto) notwendig ist, um mit dem Dieselpreis konkurrieren zu können.

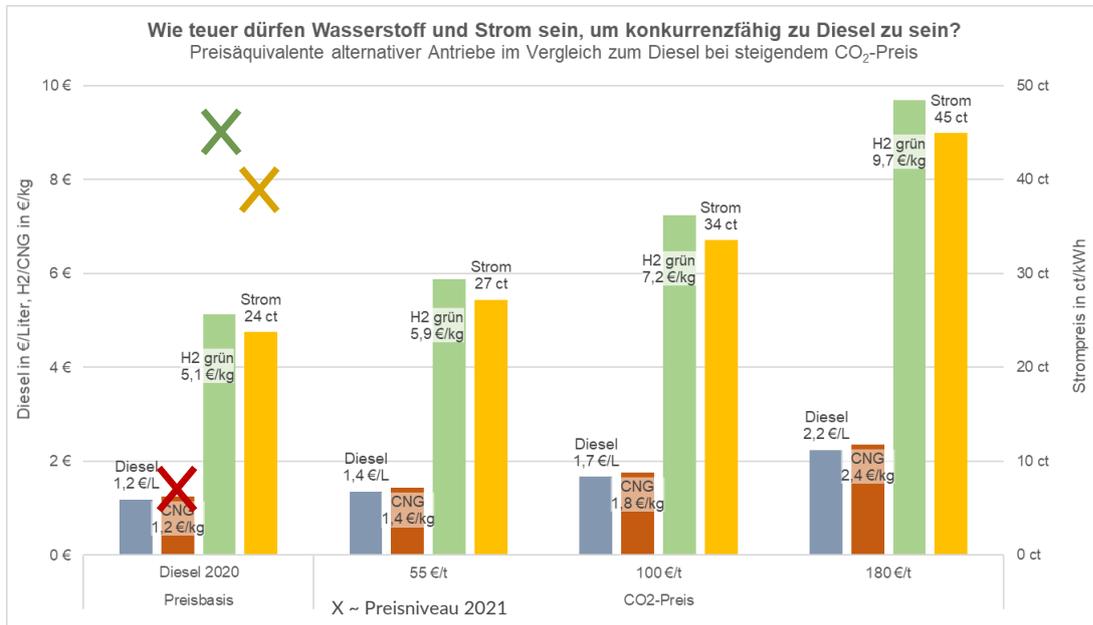


Abbildung 41. Darstellung konkurrenzfähiger Kraftstoffpreise bei unterschiedlichen CO₂-Preisen (brutto)

Da aktuell beim Diesel- und Wasserstoffpreis gegenläufige Entwicklungen zu erkennen, bzw. zu erwarten sind, ist mithilfe der dargestellten Grafik eine Konkurrenzfähigkeit des Wasserstoffpreises mit zukünftigen Dieselpreisen anzunehmen.

Neben dem Vergleich von Wasserstoff- und Dieselpreisen müssen allerdings Vergleichsrechnungen zu alternativen Antrieben wie Elektro und CNG betrachtet werden. In Abbildung 43 ist zu erkennen, dass im Gegensatz zur Wasserstoffanwendung die Preise für Strom- sowie für CNG-Anwendungen schon heute konkurrenzfähig sind.

Unter anderem aus diesem Grund wurde im Kreis Coesfeld die Anschaffung von elektrischen Bussen beschlossen⁶. Nichtsdestotrotz sollte eine zukünftige Wasserstoffanwendung weiter betrachtet werden, da hiermit höhere Anforderungen bezüglich der Reichweite und Tankzeit bedient werden können.

Logistikbranche

Die Logistikbranche stellt eine weitere Anwendergruppe im Wasserstoffkonzept für den Kreis Coesfeld dar. Interessant für den Aufbau einer lokalen Wasserstoffinfrastruktur sind dabei Akteure, die einen eigenen Fahrzeugpool besitzen und zudem fest definierte Tagesrouten zurücklegen. Alle befragten Unternehmen zeigten großes Interesse am Thema alternativer Antriebe und haben sich oftmals schon selbst mit dem Thema auseinandergesetzt.

⁶ Details zur Beschlussfassung können in der Sitzungsvorlage SV-10-0408 nachgelesen werden (https://www.kreis-coesfeld.de/sessionnet/sessionnetbi/vo0050.php?__kvonr=5401)

Zu den interessantesten bzw. relevantesten Fuhrparks zählen die von Speditionsunternehmen, Unternehmen mit Montage- und Serviceteams und Unternehmen mit PKW-Flotten.

Allerdings bestehen derzeit noch einige Hemmnisse und offene Fragen, die einem Umstieg aktuell noch im Wege stehen.

- **Mangelnde Fahrzeugverfügbarkeit**
- **Wirtschaftlicher Betrieb aktuell noch nicht möglich**
- **Fehlende Tank- und Serviceinfrastruktur**

Vor allem in der Logistikbranche steht Wasserstoff im Kreis Coesfeld in Konkurrenz zu CNG-Anwendungen. Die Nutzung von komprimiertem Biomethan bietet dabei den Vorteil, dass es schon heute bilanziell aus bestehenden Erdgasnetzen bezogen werden kann und somit die Errichtung und Versorgung einer Tankstelle unproblematisch ist.

Allerdings muss dabei erwähnt werden, dass CNG-Fahrzeuge aufgrund ihres Verbrennungsprozesses im Motor keine emissionsfreien Fahrzeuge darstellen. Hier kann Wasserstoff vor allem im städtischen Verkehr einen Mehrwert bieten.

Entsorgungsgesellschaften

Weiterer Gegenstand der Zielgruppenanalyse sind die Nutzfahrzeuge der kommunalen Baubetriebshöfe und Entsorgungsgesellschaften sowie der privaten Zulieferer.

Die Fahrzeugflotten sind überwiegend Nutzfahrzeuge zur Straßenreinigung, Abfallentsorgung, Vielzwecknutzung, Mitarbeiterbeförderung, Sondernutzungen (z.B. Bagger, Ackerschlepper und Raupe).

Chancen wasserstoffbetriebener Fahrzeuge werden insbesondere beim Thema Nutzlasten und Spezialbetrieb erwartet (Müllfahrzeuge, Kehrmaschinen). Hier wird für rein elektrisch betriebene Fahrzeuge ein Praxisnachteil gesehen, der aus einem hohen Leistungsbedarf für Nebenantriebe resultiert.

7.2 INDUSTRIE

In der Industrie bietet Wasserstoff ein großes Potenzial als klimaneutrale Alternative zu fossilen Energieträgern. Aktuell wird ein großer Schwerpunkt auf die Elektrifizierung gelegt. Doch nicht alle Bereiche der Industrie lassen sich elektrifizieren. Grüner Wasserstoff kann hier eine große Chance sein. Grauer Wasserstoff wird bereits seit Jahrzehnten in der Industrie angewendet, etwa in Chemieparks, bei der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen oder in Erdölraffinerien zur Raffinierung von Mineralöl und könnte durch grünen Wasserstoff ersetzt werden. In der Stahlindustrie kann die Produktion umweltfreundlicher gestaltet werden, indem Prozesse von Kohle auf Wasserstoff umgestellt werden.

Vor allem bei Hochtemperaturanwendungen kann Wasserstoff zukünftig als Ersatz für das bisher eingesetzte Erdgas genutzt werden. Beispielhaft können hier Trocknungs-, Schmelz-, Gießerei- und Klinkerbrennprozesse sowie die Prozessdampferzeugung und Wärmebehandlungen genannt werden. Grüner Wasserstoff hat demnach ein großes

Potenzial, einen erheblichen Beitrag zur Emissionsminderung im Industriesektor zu leisten. Es könnten sich Potenziale bei der Prozesswärme im Bereich der Kunststoffverarbeitung oder anderen Branchen ergeben, in welchen Wasserstoff als Primärenergie für die Wärmeversorgung eingesetzt wird.

Auch die im Münsterland ansässige Industrie kann hier zukünftig einen wichtigen Beitrag zur klimaneutralen Energienutzung beitragen, indem grüner Wasserstoff in den genannten Prozessen eingesetzt wird.

Konkret wird in einem Unternehmen im Kreis Coesfeld überlegt Wasserstoff zukünftig als Erdgasersatz einzusetzen. Das Unternehmen produziert Klinker, die im Herstellungsprozess gebrannt werden. In der benötigten Wärmebehandlung könnten durch den Einsatz von Wasserstoff zukünftig CO₂-Emissionen reduziert werden.

Neben den technischen Fragestellungen stellt sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht die Frage, ob Wasserstoff zukünftig konkurrenzfähig zu dem bisher eingesetzten Erdgas sein kann. Um ein zukünftiges Szenario zu simulieren, wurde der aktuelle Erdgaspreis um einen zukünftigen CO₂-Preis (100 €/t) ergänzt. Um hier eine Konkurrenzfähigkeit des Wasserstoffs zu erreichen, wird ein H₂-Preis i.H.v. 1,85 €/kg benötigt. Dieser Grenzpreis wird einerseits von den zukünftigen Erdgas- sowie den CO₂-Preisen beeinflusst. Solche Wasserstoffgestehungskosten sind aktuell lokal nicht möglich, allerdings ist von einer signifikanten Senkung der Investitionen für Elektrolyseure auszugehen, sodass lokal erzeugter Wasserstoff zukünftig möglicherweise in diese Preisregionen kommen kann.

Zudem stellt sich die Frage, wie der benötigte Wasserstoff für Industrieanwendungen kontinuierlich zur Verfügung gestellt werden kann. Neben einer lokalen Erzeugung würde bei diesen Abnahmemengen ein Anschluss an eine Wasserstoffpipeline eine kontinuierliche Versorgung gewährleisten. Hierbei stellt die geplante Get-H₂-Pipeline eine wichtige Infrastruktur dar.

7.3 KWK-ANWENDUNGEN

Im Bereich der Wärmeversorgung von Gebäuden bietet die Verwendung von Wasserstoff im Vergleich zu Luft-Wasser-Wärmepumpen keinen wirtschaftlichen Vorteil. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass H₂ mittels Direktnutzung in Blockheizkraftwerken oder Brennstoffzellen durch Kraft-Wärme-Kopplung im Bereich der Fernwärmeerzeugung Einzug in den Haushalts- und Gewerbesektor finden wird [55]. Aufgrund der Speicherbarkeit von Wasserstoff in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung können so die netz- bzw. systemdienlichen Vorteile von H₂ ausgenutzt und saisonale Nachfragen nach (Fern-)Wärme gedeckt werden [56].

Wie in Kapitel 4.2 dargestellt, werden durch den Ausbau der regenerativen Stromerzeuger Stromspitzen entstehen, in denen die Stromerzeugung den Strombedarf übersteigen und der erzeugte Strom nicht direkt nutzbar ist. Dieser Überschussstrom kann für die Wasserstoffherzeugung genutzt und zwischengespeichert werden. Auf der anderen Seite wird es Zeiten geben, in denen mehr Strom benötigt wird, als die regenerativen Stromerzeuger produzieren. Beispielsweise in Abendstunden, in denen kein Wind und Solarstrom erzeugt wird.

Ein Ansatz für Wärmenetze ist es, den zwischengespeicherten Wasserstoff zu nutzen, um die Stromlücken zu füllen und die Abwärme aus dem KWK-Prozess im Wärmenetz zu nutzen.

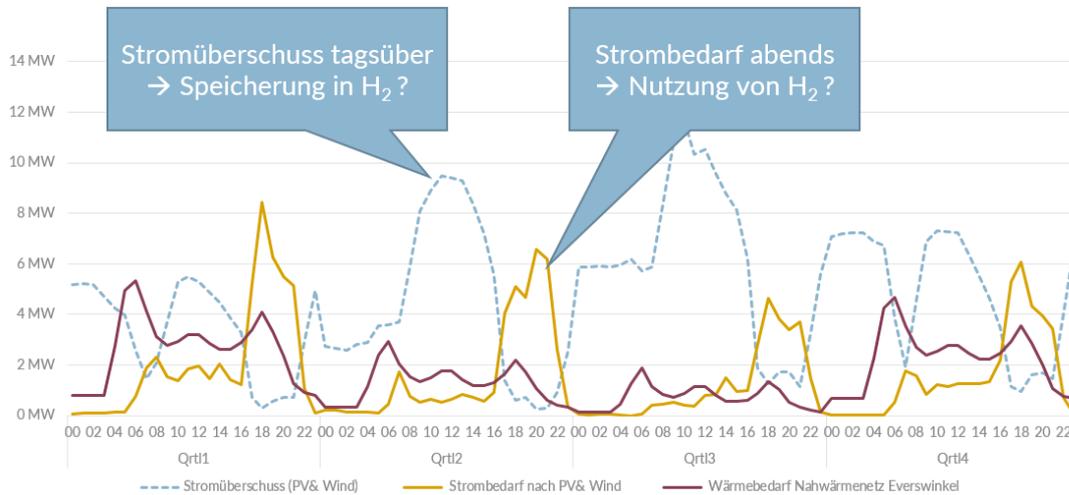


Abbildung 42. Vergleich volatiler Stromerzeugung und -bedarf

In Abbildung 44 sind die prognostizierten Stromerzeugungs- und Verbrauchslastgänge sowie der Wärmebedarf eines Nahwärmenetzes dargestellt. Es ist erkennbar, dass tagsüber mehr Strom produziert als benötigt wird, während in den Abendstunden ein Strombedarf vorliegt.

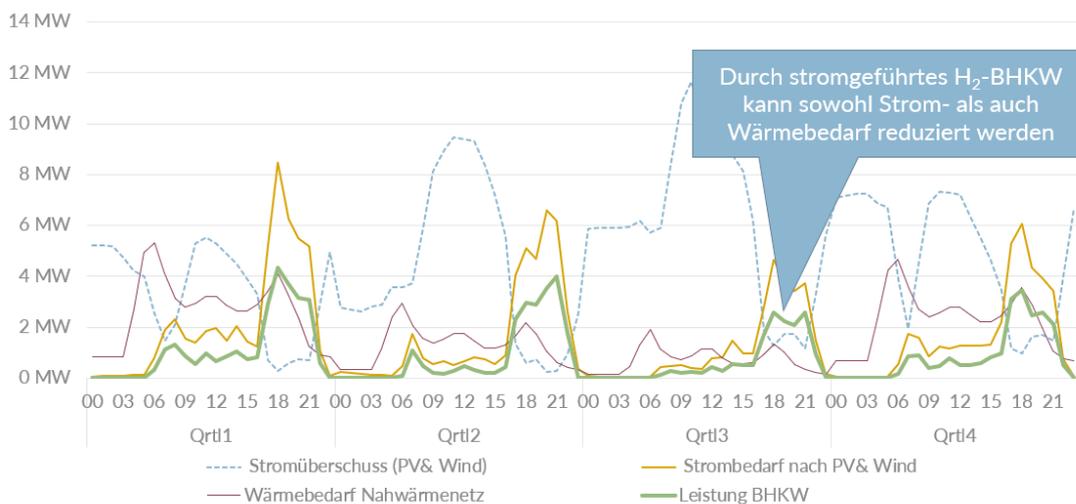


Abbildung 43. Einsatz von KWK-Anlagen bei volatilen Stromlastgängen

Abbildung 45 veranschaulicht, dass ein stromgeführtes BHKW, welches vorrangig in den Abendstunden betrieben wird, den Strombedarf der simulierten Gemeinde mit einem gut sichtbaren Anteil decken kann. Die erzeugte Wärme würde in einem Wärmespeicher gepuffert, um sie bedarfsgerecht an das Nahwärmenetz abzugeben.

7.4 EINSPEISUNG IN DAS ERDGASNETZ

Wie in Kapitel 5.1.2 beschrieben, besteht neben der direkten Nutzung von Wasserstoff außerdem die Möglichkeit Wasserstoff, in bestehende Erdgasnetze

einzuspeisen. So kann überschüssiger Wasserstoff, der lokal nicht genutzt oder gespeichert werden kann, abgegeben werden, sodass er gemeinsam mit dem Erdgas in konventionellen Prozessen als Energieträger genutzt wird.

Um einordnen zu können, welche Mengen an Wasserstoff potenziell in das Erdgasnetz im Kreis Coesfeld eingespeist werden können, wurde der jährliche Erdgasverbrauch des Kreises zur Wärmeversorgung verrechnet. Dieser liegt bei rund 1.250 GWh/a (Hi). Wie in Kapitel 5.2.3 erläutert, können nach aktuellem technischem Stand theoretisch maximal 10%_{vol} Wasserstoff ins Erdgasnetz beigemischt werden. In der folgenden Rechnung wurde mit einem Anteil von 8%_{vol} gerechnet, da bereits kleine Mengen an Wasserstoff im Erdgasnetz vorhanden sind und Verteilungsschwankungen berücksichtigt werden müssen.

Energieträger	Erdgas	Wasserstoff
Volumen	126.136.364 m ³ /a	10.090.909 m ³ /a
Max. Volumenanteil H ₂ im Erdgasnetz		8% _{vol}
Energiedichte	11 kWh(Hs)/m ³	3,54 kWh/m ³
Max. Energieanteil H ₂ im Erdgasnetz		2,6 % _{vol}
Jährlich eingesetzte Energie	1.250 GWh/a	32 GWh/a
Entsprechende Masse H ₂		975 t/a

Abbildung 44. Abschätzung H₂-Einspeisung

In der Kalkulation für den Kreis Coesfeld kommt man somit zu dem Schluss, dass rund 975 t/a Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden könnten, wenn man den heutigen Gasbedarf zugrunde legt und die 10% nirgendwo überschritten werden.

Um Wasserstoff ins Erdgasnetz einspeisen zu können, werden Einspeisestationen benötigt. Hier bieten die bestehenden Biogasanlagen im Kreisgebiet Synergiepotenziale. Aktuell wird die Mehrheit der Biogasanlagen so betrieben, dass das erzeugte Biogas in Blockheizkraftwerken in Strom und Wärme umgewandelt wird. Der erzeugte Strom wird anschließend ins öffentliche Stromnetz eingespeist und gemäß dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz vergütet. Diese Vergütungsdauer beträgt 20 Jahre, sodass das aktuelle Vermarktungskonzept bei einigen Anlagen in den kommenden Jahren endet und sich die Frage nach Anschlusskonzepten stellt. Hier bietet sich zum einen die Möglichkeit an Anschlussvergütungen in Anspruch zu nehmen, die allerdings technische Umstellungen bezüglich der Betriebsweise und Rohstoffnutzung mit sich bringen.

Eine weitere Möglichkeit stellt die Biogasaufbereitung dar. Dabei wird das Rohbiogas nicht mehr wie bisher in einem BHKW verstromt, sondern auf Erdgasqualität, sogenanntem Biomethan, aufbereitet und anschließend in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist. Für dieses Biomethan bieten sich mehrere Vermarktungsmöglichkeiten, im Wärme- oder Kraftstoffmarkt (als CNG oder LNG), an.

Die Umstellung der Betriebsweise der älteren Biogasanlagen und die Installation einer Einspeiseanlage bietet zudem die Möglichkeit anteilig Wasserstoff einzuspeisen.

Um einschätzen zu können, wie viel Biomethan durch die älteren Biogasanlagen im Kreisgebiet erzeugt werden könnte, wurde auf die Bestandsaufnahme in Kapitel 4.3.3 zurückgegriffen und die potenzielle Gaserzeugung der Anlagen verrechnet, die bis

2010 in Betrieb genommen wurden. Damit die Gasaufbereitung technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist, müssen die Anlagen über eine gewisse Größe verfügen. Aus diesem Grund wurden nur Anlagen mit einer installierten Leistung von über 500 kW_{el} betrachtet.

Aus der installierten elektrischen Leistung sowie geschätzter Wirkungsgrade kann eine jährliche Gasproduktion von rund 250 GWh angenommen werden.

7.5 ÜBERSICHT DER ANWENDUNGSFELDER

Die vorgestellten Anwendungsfelder zum Einsatz von Wasserstoff befinden sich aktuell noch in der Entwicklung, wobei an ersten Pilotstandorten diesbezügliche Konzepte ausgearbeitet werden.

In Abbildung 47 ist ein Szenario für das Jahr 2040 dargestellt. Der Ausbau der Wind- und PV-Anlagen führt dazu, dass ca. 2.500 GWh/a Strom erzeugt werden können, von denen rund 85% direkt genutzt werden. Hierfür bietet sich die Umwandlung und Zwischenspeicherung in Form von Wasserstoff an (vgl. Kapitel 4.3.4).

Die Hochrechnung des zukünftigen Wasserstoffbedarfs zeigt, dass rund **ein Drittel** des benötigten Wasserstoffs **lokal erzeugt** werden kann. Rund **zwei Drittel** müssen demnach **über Importe** mittels Pipelines geliefert werden.

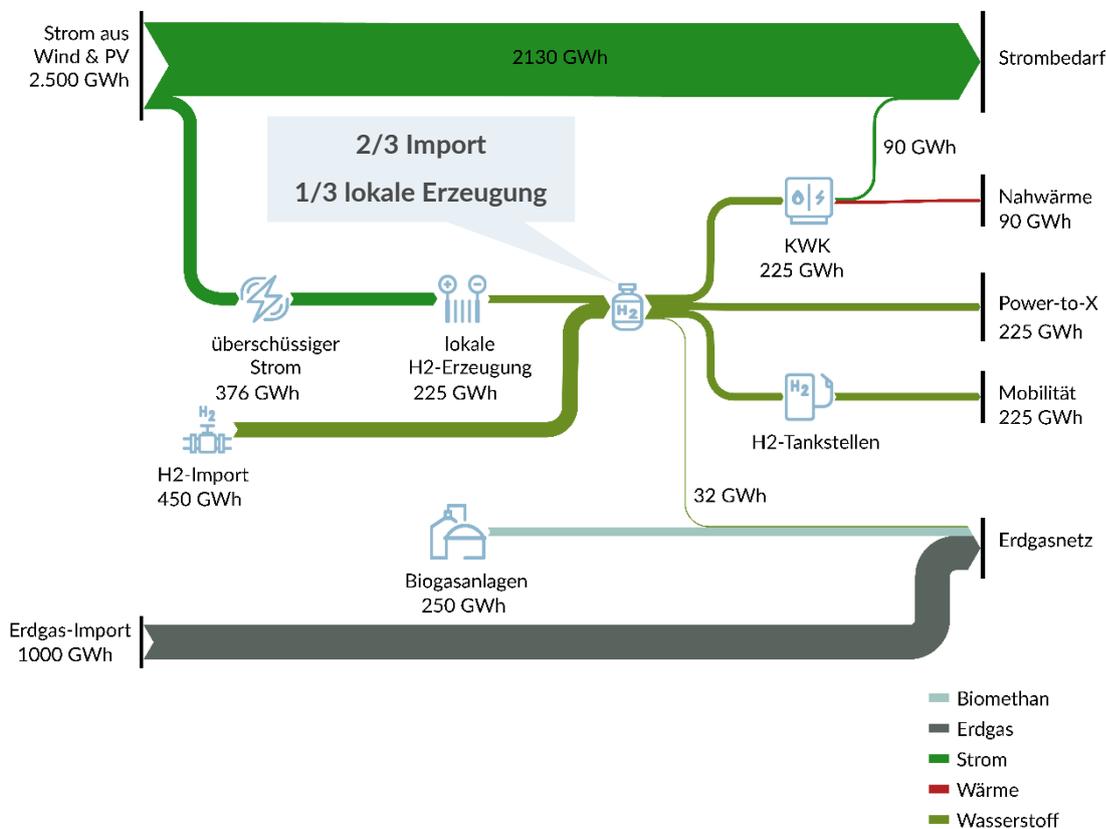
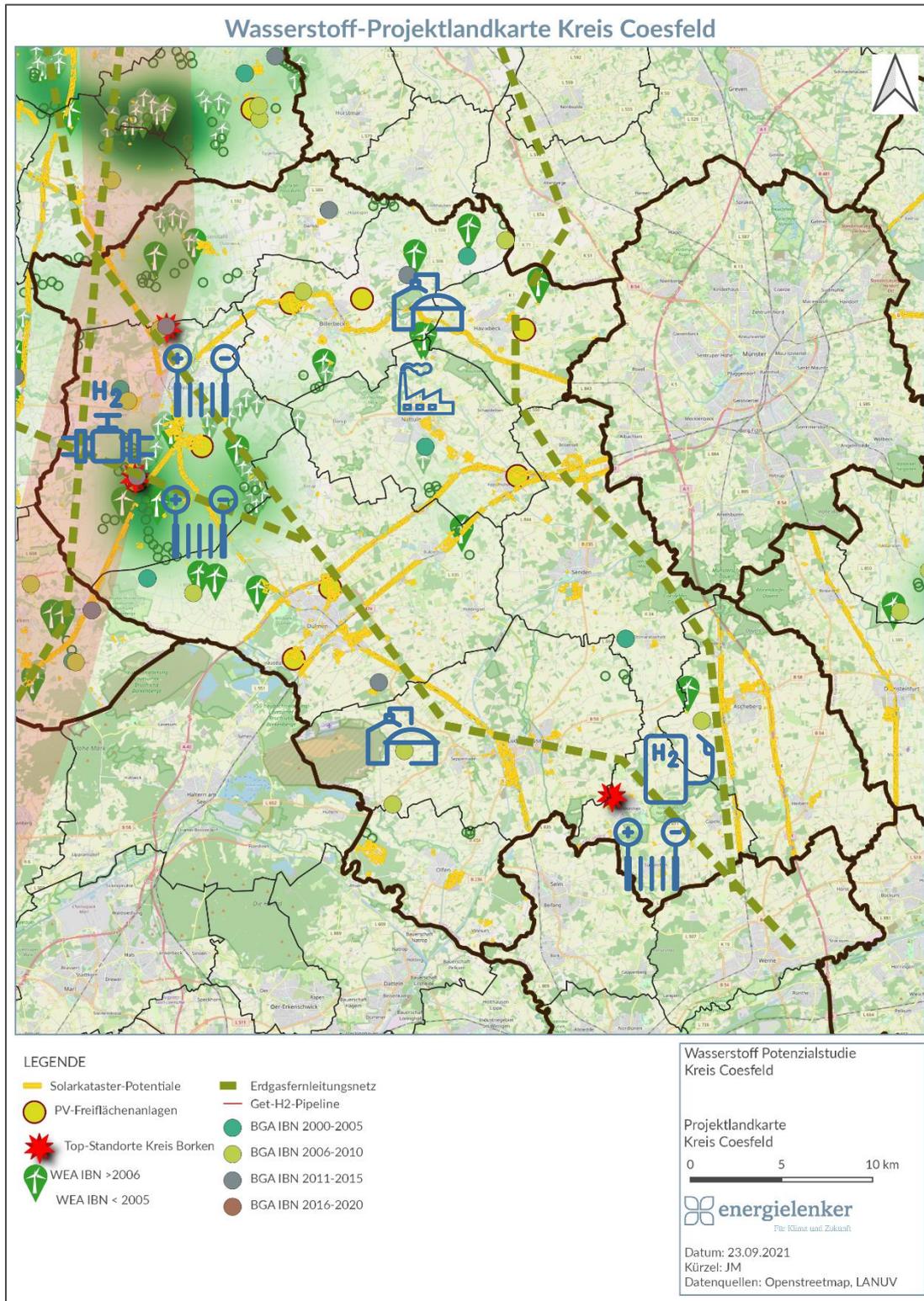


Abbildung 45. Zukünftige H₂-Erzeugungs- und Absatzpfade

Die Biogasanlagen könnten durch eine zukünftige Aufbereitung rund 20% des benötigten Erdgases regenerativ zur Verfügung stellen. Darüber hinaus können ca. 32 GWh/a Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist werden.

8 AUSGEWÄHLTE PILOTSTANDORTE IM KREIS COESFELD



Im Rahmen der Potenzialstudie wurde eine Projektlandkarte entwickelt, die aktuelle Projektansätze im Kontext der Wasserstoffwertschöpfungskette im Kreis Coesfeld darstellt. Es handelt sich lediglich um ausgewählte, beispielhafte Pilotstandorte,

welche keinerlei Wertung erhalten, sondern vielmehr dazu dienen sollen, unterschiedliche denkbare Konzepte/Wertschöpfungsketten zu veranschaulichen. Neben der konkreten Betrachtung im Kreis Coesfeld findet ein stetiger Austausch mit den Nachbarregionen statt, um Synergieeffekte nutzen und gemeinsame Wertschöpfungsketten aufbauen zu können. Dadurch, dass sich das gesamte Themenfeld derzeit in der Markthochlaufphase befindet, muss hinzugefügt werden, dass diese Karte nur den aktuellen Stand abbildet und aufgrund der dynamischen Entwicklung keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben kann. Es ist anzunehmen und auch wünschenswert, dass sich zeitnah noch weitere Projektansätze ergeben, bzw. verschieben.

Nr.	Standort	Vorhaben	Beschreibung
1	Deponie Coesfeld- Höven	CNG- & H ₂ -Produktion Einspeisung Mobilitätsanwendung	H ₂ -Produktion aus lokalem EE-Strom Einspeisung von CNG und H ₂ ins bestehende Erdgasnetz Optional Errichtung lokale H ₂ -Tankstelle
2	Coesfeld- Flamschen	H ₂ -Produktion Anschluss an Pipeline Mobilitätsanwendung	H ₂ -Produktion aus lokalem EE-Strom optionale Einspeisung in die Get-H ₂ -Pipeline H ₂ -Leitung nach Höven
3	Nordkirchen	H ₂ -Produktion Tankstelle (Nutzfahrzeuge)	H ₂ -Erzeugung Umrüstung LKWs und Errichtung Tankstelle Aufbau eines lokalen H ₂ -Verteilnetzes
4	Nottuln	Industrieanwendung	Einsatz von H ₂ für Wärmebehandlungsprozesse
5	Billerbeck	Biomethan/CNG- Produktion	BGA-Umstellung auf Biomethan/CNG-Produktion
6	Dülmen	Biogasaufbereitung (CNG/LNG)	LNG-Verflüssigungsanlage geplant

Abbildung 46. Übersicht der Projektansätze entlang der H₂-Wertschöpfungskette

Aus dieser Projektlandkarte wurden im Folgenden drei Pilotstandorte konkret betrachtet, um die Chancen und Herausforderungen an diesen Standorten zu bewerten.

An der Deponie Coesfeld-Höven wird aktuell bereits eine Biogasanlage mit angeschlossener Biogasaufbereitung betrieben. Dieses Biomethan wird anschließend in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist. Zudem befinden sich in räumlicher Nähe mehrere Windenergieanlagen. Außerdem wird eine PV-Anlage mit ca. 1,5 MW_p geplant. Der erzeugte Strom soll vorrangig zur Eigenstromversorgung genutzt werden. Überschüssiger Strom könnte anschließend zur H₂-Erzeugung genutzt werden. Gemeinsam mit der Thyssengas GmbH soll im Rahmen eines Forschungsprojektes die Ein- und Ausspeisung von lokal erzeugtem Wasserstoff über die bestehende Einspeiseanlage ins Erdgasnetz erprobt werden. Darüber hinaus ist eine zukünftige H₂-Nutzung im Mobilitätsbereich denkbar.

An der Deponie Coesfeld-Flamschen am Industriepark Nord.Westfalen befindet sich eine große Zahl von Windenergieanlagen in direkter Umgebung. Außerdem bietet sich das Potenzial, an der entlangführenden Bahntrasse große PV-Freiflächenanlagen zu installieren. Das Zusammenspiel aus Wind- und PV-Anlagen bietet ein großes Potenzial zur H₂-Erzeugung. Auch die in direkter Nähe verlaufende Get-H₂-Pipeline könnte für eine Ein- und Ausspeisung genutzt werden.

Am Pilotstandort in Nordkirchen ist die Ausgangsidee die Umstellung privatwirtschaftlicher LKW-Fuhrparks auf wasserstoffbetriebene Fahrzeuge. In diesem Kontext sind eine lokale H₂-Erzeugung sowie eine öffentliche Nutzfahrzeugtankstelle vorgesehen. Das Ziel soll ein Gesamtkonzept sein, in dem die Nebenprodukte wie die anfallende Abwärme optimal genutzt werden. Neben der H₂-Erzeugung stellt die Dimensionierung der Tankstelle eine Herausforderung dar, um neben dem lokalen Fuhrpark noch weitere Dritte kontinuierlich versorgen zu können.

Neben den drei Pilotstandorten, in denen die H₂-Erzeugung eine zentrale Position einnimmt, gibt es eine mögliche Industrieanwendung in Nottuln. Es wird überlegt, im Klinkerherstellungsprozess zukünftig Wasserstoff anstatt Erdgas einzusetzen.

Auf der Karte sind zudem zwei Biogasanlagenstandorte in Billerbeck und Dülmen eingezeichnet, an denen das erzeugte Biogas aufbereitet wird. Hier bieten sich potenziell Synergieeffekte mit Wasserstoff. Unter anderem die Beimischung bzw. Methanisierung von Wasserstoff könnte einen Anwendungsfall zukünftig darstellen.

8.1 PILOTSTANDORT 1: DEPONIE COESFELD-HÖVEN

Am Deponiestandort in Coesfeld-Höven wird derzeit schon eine Biogasanlage mit angeschlossener Biogasaufbereitungsanlage betrieben. Das auf Erdgasqualität aufbereitete Biogas wird anschließend in das öffentliche Erdgastransportnetz eingespeist.

Neben der Biogaserzeugung befinden sich zudem Windenergieanlagen in der Umgebung. Darüber hinaus wird der Bau einer 1,5 MW_p Photovoltaikanlage geplant. Der mit dieser Anlage erzeugte Strom soll primär zur Deckung des Eigenstrombedarfs genutzt werden. Überschüssiger Strom könnte durch eine angeschlossene Wasserstoffherzeugung gespeichert werden und anschließend über die vorhandene Einspeiseanlage ins Erdgasnetz beigemischt werden.



Abbildung 47. Deponiestandort in Coesfeld-Höven

8.1.1 Potenziale des Standorts

Durch die bestehende Biogasaufbereitung und Einspeisestation ins öffentliche Erdgastransportnetz bietet der Standort sehr gute infrastrukturelle Voraussetzungen für die Einbindung einer H₂-Erzeugung. Die vorhandenen, bzw. geplanten Stromerzeugungsanlagen bieten die Möglichkeit Überschussstrom zur H₂-Erzeugung zu nutzen. Da der Standort in räumlicher Nähe zur Stadt Coesfeld liegt, können zukünftige H₂-Anwendungen ggf. von dort bedient werden.



Abbildung 48. Aufbereitungsanlage für das erzeugte Biogas

8.1.2 Herausforderungen und Fragestellungen

Beim beschriebenen Vorhaben gibt es mehrere Herausforderungen und Fragestellungen, die im Rahmen dieser Studie betrachtet wurden.

Stromerzeugung

Es ist eine 1,5 MW_p Photovoltaikanlage geplant. Von der erzeugten Strommenge sollen vorrangig 40% für die Eigenstromversorgung genutzt werden. Die übrigen Strommengen können für den Betrieb einer Elektrolyse verwendet werden. Um eine höhere Auslastung des Elektrolyseurs zu erreichen, stellt sich die Frage, ob bilanziell Grünstrom benachbarter Windenergieanlagen genutzt werden kann. Hier bietet sich die Möglichkeit den Strom von einer benachbarten Post-EEG-Windkraftanlage mit einer installierten Leistung von 1,8 MW zu nutzen.

H₂-Herstellung

Der spezifische H₂-Gestehungspreis hängt eng mit der Auslastung des Elektrolyseurs zusammen. Der Strom für die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse ist von sämtlichen Entgelten und Umlagen befreit, sodass dieser nicht mehr ausschließlich an eine lokale Stromproduktion gekoppelt ist. Ein Bezug aus dem Stromnetz käme dementsprechend in Frage. Es soll untersucht werden, wie sich die Wirtschaftlichkeit bei einer höheren Auslastung darstellt.

Einspeisung in das Erdgasnetz

Vor allem die Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in das öffentliche Erdgasnetz bringt mehrere Fragestellungen mit sich. Zunächst stellt sich die Frage, wie viel Wasserstoff in das Erdgasnetz beigemischt werden darf und ob der festgelegte Grenzwert zukünftig angehoben werden kann (vgl. Kapitel 5.2.3).

Von besonderem Interesse ist die Frage, ob der beigemischte Wasserstoff an geeigneter Stelle wieder aus dem Erdgasnetz extrahiert werden kann, um ihn als reinen Wasserstoff zu nutzen. Diese Frage soll, wie bereits erwähnt, im Rahmen eines separaten Forschungsprojekts beantwortet werden. Vor allem die Serienreife von geeigneten Trennverfahren stellt hierbei eine Herausforderung dar.

8.1.3 Technische Darstellung des Konzeptes

Auf Basis der geplanten Photovoltaikanlage wurden Stromerzeugungslastgänge simuliert, um auf dieser Basis die Größe des Elektrolyseurs auszulegen. Hierbei wurde eine installierte Leistung von ca. 1 MW ausgewählt. Der berücksichtigte Elektrolyseur erreicht dabei eine jährliche Laufzeit von 1.500 Vbh/a, wenn ausschließlich der lokale PV-Strom genutzt wird. Dabei wurde davon ausgegangen, dass vorrangig der Strombedarf der Liegenschaft durch die PV-Anlage bedient und Überschussstrom zur H₂-Erzeugung genutzt wird.

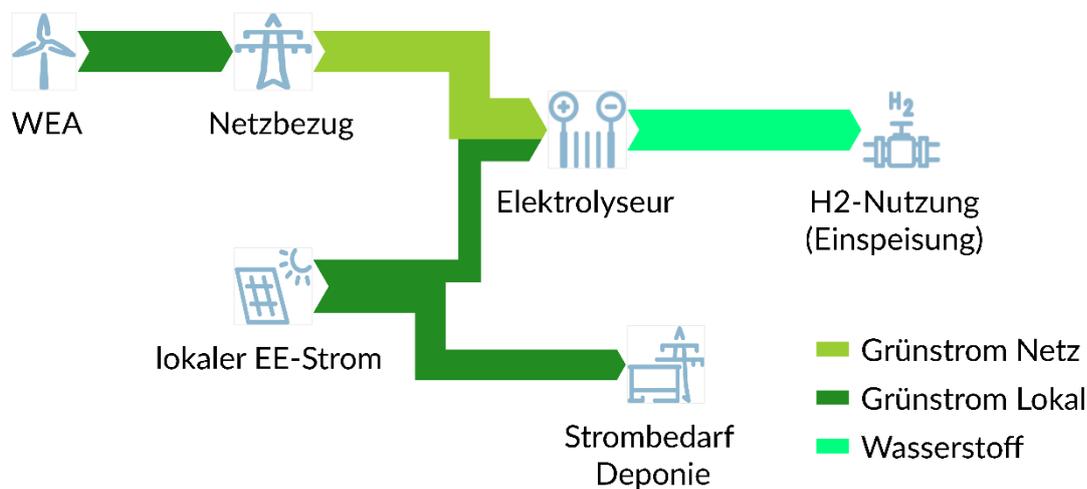


Abbildung 49. H₂- Konzept am Standort Deponie Coesfeld-Höven

Um die Auslastung des Elektrolyseurs zu verbessern, wurde außerdem die Nutzung von Strom aus dem öffentlichen Netz bei günstigen Börsenpreisen berücksichtigt. Dies führt dazu, dass die jährliche Laufzeit des Elektrolyseurs bei gleicher installierter Leistung auf rund 4.500 Vbh/a erhöht werden könnte.

8.1.4 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Für beide betrachteten Varianten (PV, PV & sonst. Strom) wurde das Invest für einen Elektrolyseur mit einer installierten Leistung von 1 MW auf Basis aktueller Marktpreise

kalkuliert. Dabei wurde eine Förderung von 40% berücksichtigt. Außerdem wurden Betriebs- und Wartungskosten auf Basis von Herstellerangaben eingerechnet.

Durch die geringe Laufzeit bei ausschließlicher PV-Strom-Nutzung stellt sich ein H₂-Gestehungspreis von rund 9,5 €/kg ein.

Durch den zusätzlichen Strombezug aus dem öffentlichen Netz mit einem Gesamtstromanteil von 75% kann die Laufzeit des Elektrolyseurs allerdings deutlich gesteigert werden. Auch die Menge an produzierten Wasserstoff kann von rund 28 t/a auf rund 85 t/a erhöht werden.

Außerdem ist ersichtlich, dass der H₂-Gestehungspreis auf 5,3 €/kg reduziert werden kann. Diese deutliche Senkung ermöglicht eine konkurrenzfähige Wasserstoffvermarktung.

	Ausschließliche Nutzung von PV-Strom	PV-Nutzung & Strombezug
Größe Elektrolyseur	1 MW	1 MW
Anteil PV-Strom	100%	25%
Laufzeit Elektrolyseur	1.500 Vbh/a	4.500 Vbh/a
Jährl. H ₂ -Produktion	28 t/a	85 t/a
H ₂ -Gestehungspreis	9,5 €/kg (24,11 ct/kWh _{HS})	5,3 €/kg (13,5 ct/kWh _{HS})

8.1.5 Bewertung des Standorts

Der Pilotstandort Coesfeld-Höven bietet ein großes Potenzial, die Technologieentwicklung in Bezug auf die Wasserstoffherzeugung – und Absatzpfade im Kreis Coesfeld weiterzuentwickeln. Die Erkenntnisse, die im Rahmen des Forschungsprojektes bezüglich der Ein- und Ausspeisung aus dem Erdgasnetz erlangt werden, können als Blaupause für viele weitere Standorte über die Kreisgrenzen hinaus genutzt werden.

Weiterhin können Synergieeffekte mit der Stadt Coesfeld generiert werden. Durch die günstigen Standortbedingungen hat der Kreis Coesfeld ein besonderes Interesse, an diesem Standort eine Pilotanlage zur H₂-Erzeugung zu errichten.

8.1.6 Ausblick

Um eine kontinuierliche H₂-Abnahme zukünftig gewährleisten zu können, sollte es allerdings das Ziel sein, weitere Abnehmer zu akquirieren. Hierbei kann der Mobilitätssektor in Form von Abfallsammelfahrzeugen, die den Standort anfahren, eine mögliche Zielgruppe sein.

8.2 PILOTSTANDORT 2: COESFELD-FLAMSCHEN

Rund um den Industriepark Nord.Westfalen in Coesfeld-Flamschen befinden sich viele Windenergieanlagen, die regenerativen Strom erzeugen. Außerdem bietet sich großes Potenzial für PV-Freiflächenanlagen entlang der naheliegenden Bahntrasse (vgl. Abb. 50). Der so zukünftig erzeugte Grünstrom könnte unter anderem genutzt werden, um lokal Wasserstoff zu erzeugen.

Dieser kann in die naheliegende Get-H₂-Pipeline eingespeist werden. Weiterhin ist es möglich, eine Wasserstofftankstelle für die Versorgung lokaler Unternehmen zu errichten und/oder den Wasserstoff per Trailer zu anderen Tankstellen zu transportieren. Mit Bezug auf Kapitel 8.1 kann der Wasserstoff auch mittels Direktleitung nach Höven transportiert werden.

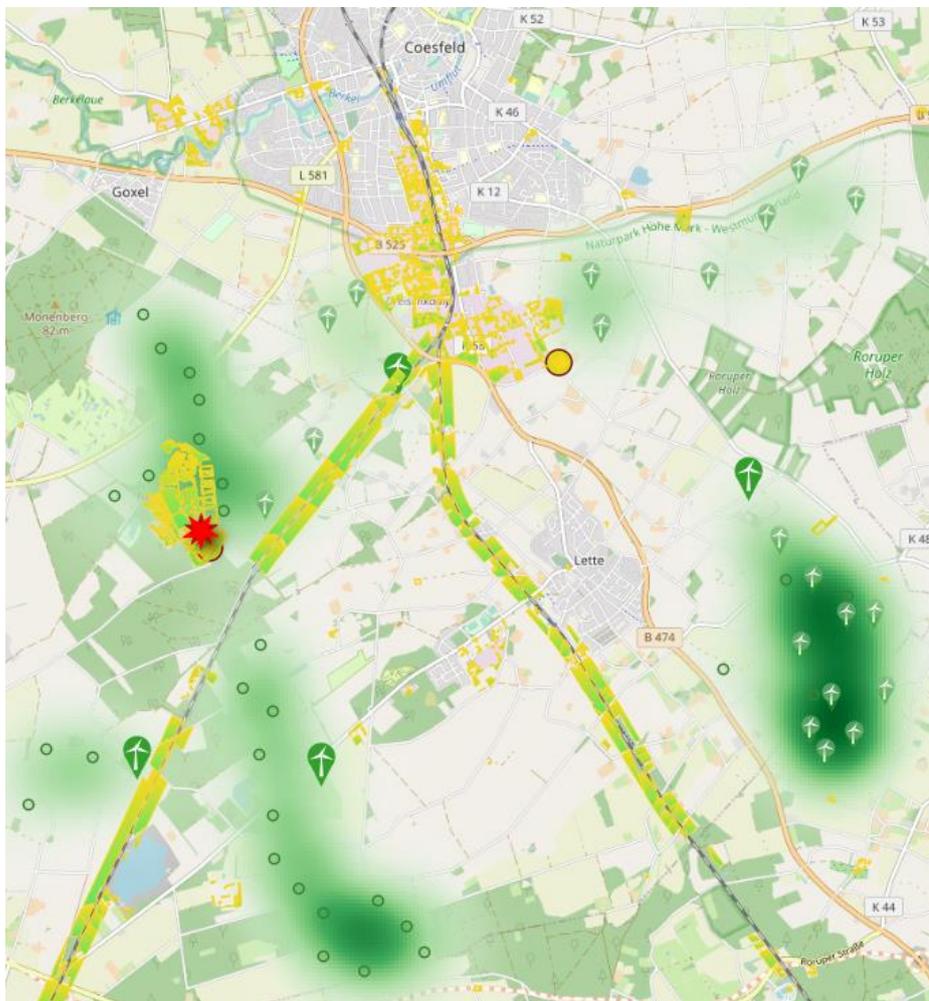


Abbildung 50. Standortübersicht Coesfeld-Flamschen

8.2.1 Potenziale des Standorts

In unmittelbarer Umgebung befinden sich drei Windparks mit einer kumulierten Leistung von etwa 120 MW. Vorhandene Stromspitzen könnten zum Betrieb der Elektrolyse verwendet werden.

Durch das bereits erwähnte Entfallen der Entgelte und Umlagen auf Strom für Elektrolyseure kann die Laufzeit der Wasserstoffproduktion durch einen bilanziellen Bezug von Grünstrom aus dem öffentlichen Netz erhöht werden.

Eine für den Stromtransport benötigte Leitung ist ebenfalls vorhanden. Diese 110 kV Leitung verbindet die Windenergieanlagen mit dem Umspannwerk an der B474.

8.2.2 Herausforderungen und Fragestellungen

Bisher liegen noch keine konkreten Pläne zur Umsetzung einer Wasserstofferzeugung am beschriebenen Standort vor. Die hier dargestellten Ansätze sollen lediglich eine Hilfestellung für ein erstes Grobkonzept liefern. Daher sollte darauf aufbauend zunächst ein Betreiberkonzept, bzw. der Aufbau eines Akteursnetzwerks erfolgen.

Die Kombination aus der Nutzung des PV-Stroms mit dem abgeregelten Strom aus o.g. Windkraftanlagen bedarf bzgl. möglicher Entgelte einer juristischen Klärung. Zusätzlich herrscht noch Unklarheit über den genauen Verwendungszweck des erzeugten Wasserstoffs.

Der geplante Korridor der Get-H₂-Pipeline ist vom betrachteten Standort gut anzubinden. Hier stellt sich die Frage, wie ein Anschluss zur Ein- und Ausspeisung erfolgen kann. Auch die Reinheit des transportierten Wasserstoffs stellt eine Herausforderung zur Nutzung in Mobilitätsanwendungen dar.

8.2.3 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Nachfolgend wird die mögliche Wasserstoffproduktionsmenge sowie der resultierende Wasserstoffpreis ermittelt. Da der Bezug von überschüssigem Windstrom juristisch noch unklar ist, liegt der Fokus auf der Betrachtung der ausschließlichen Nutzung des PV-Stroms aus der geplanten Anlage entlang der Bahnstrecke.

Ergänzend zu der ersten Betrachtung soll der zusätzliche Strombezug aus dem öffentlichen Netz untersucht werden, durch welchen die Elektrolyseurauslastung erhöht werden kann.

Es wird eine installierte Elektrolyseurleistung von 5 MW angenommen.

Bei der ausschließlichen Nutzung von PV-Strom aus der neu errichteten Freiflächenanlage kann der Elektrolyseur zu 2.600 Stunden pro Jahr ausgelastet werden. Bei einem spezifischen Energiebedarf von 55 kWh/kg_{H₂} können so mehr als 250 t_{H₂}/a erzeugt werden. Der resultierende Wasserstoffpreis könnte in diesem Fall bei 6,3 €/kg liegen.

Wird zusätzlich Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen und angenommen, dass der Elektrolyseur demnach zu 5.000 Stunden im Jahr ausgelastet wird, so erhöht sich die produzierbare Wasserstoffmenge auf 473 t/a. Dadurch könnte zudem der Wasserstoffpreis auf 4,6 €/kg reduziert werden.

Das Invest beinhaltet bereits eine Förderung in Höhe von 45%.

	Ausschließliche Nutzung von PV-Strom	PV-Nutzung & Strombezug
Größe Elektrolyseur	5 MW	5 MW
Laufzeit Elektrolyseur	2.600 Vbh/a	5.000 Vbh/a
Jährl. H ₂ -Produktion	253.500 kg/a	473.000 kg/a
H ₂ -Gestehungspreis	6,3 €/kg	4,6 €/kg

8.2.4 Bewertung des Standorts

Es existieren vielfältige Absatzmöglichkeiten für den erzeugten Wasserstoff. Die bereits angesprochene Get-H₂-Pipeline bietet die Möglichkeit, den erzeugten Wasserstoff einzuspeisen. Durch die geringe Entfernung von etwa 500 m halten sich die benötigten Investitionen für den Anschluss und den Ausbau der Infrastruktur in Grenzen. Weiterhin kann der Wasserstoff nach Coesfeld-Höven (Pilotstandort 1) per Direktleitung transportiert werden, wo er entweder in die genannte Pipeline eingespeist wird oder vor Ort eine H₂-Tankstelle versorgt. Letztlich kann der Wasserstoff auch am Erzeugungsstandort verwendet werden, indem durch eine H₂-Tankstelle ansässige Unternehmen versorgt werden.

Insbesondere die mögliche Anbindung an die Pipeline verkörpert den größten Vorteil des Standortes. Die Probleme der fehlenden Infrastruktur bzw. der hohen Transportkosten durch einen Trailertransport werden dadurch behoben.

Zusätzlich können, nach der rechtlichen Prüfung, Überschussstrommengen aus den naheliegenden Windparks verwertet werden, welche die Elektrolyseerauslastung erhöhen und gleichzeitig den Wasserstoffpreis senken.

8.2.5 Ausblick

Vor allem die regenerative Stromerzeugung bietet am Standort der Deponie Coesfeld-Flamschen das Potenzial, aber auch die Notwendigkeit, zukünftig Überschussstrom in Form von Wasserstoff zu speichern.

Da sowohl die Erzeuger- als auch die Abnehmerseite bisher noch nicht definiert ist, muss, aufbauend auf dieser ersten Skizzierung, die lokale Wertschöpfungskette konkretisiert werden.

Hierbei steht zunächst die Konzeptionierung einer benötigten PV-Freiflächenanlage an. Anschließend kann die Größe des Elektrolyseurs bestimmt werden.

Parallel dazu müssen einerseits lokale Abnehmer identifiziert sowie andererseits die Anschlussmöglichkeiten an das Erdgastransportnetz oder die geplante Wasserstoff-Pipeline GetH₂ herausgearbeitet werden.

8.3 PILOTSTANDORT 3: NORDKIRCHEN

In Nordkirchen wird von dem Unternehmen Venneker die Idee entwickelt, den betriebseigenen Nutzfahrzeug-Fuhrpark zukünftig auf wasserstoffbetriebene Fahrzeuge umzustellen. Dafür soll eine lokale Wasserstoffherzeugung sowie eine öffentliche H₂-Tankstelle errichtet werden, die auch Dritten das Tanken von Nutzfahrzeugen ermöglicht. Hierbei bietet sich die Möglichkeit, die Erzeugungs- und Betankungskapazität von Beginn an so zu dimensionieren, dass ein Grundstein für eine lokale H₂-Verteilinfrastruktur gelegt wird, um langfristig die Nutzung von Wasserstoff in der Region zu ermöglichen. Auch die Nutzung von Nebenprodukten wie beispielsweise Abwärme soll von Beginn an berücksichtigt werden.

Die angedachten Konzepte können bei erfolgreicher Umsetzung als Vorbild für andere Unternehmen mit großen Fuhrparks im Kreis dienen, sodass der Aufbau einer Tank- und Abnehmerstruktur im Kreisgebiet unterstützt wird.

8.3.1 Herausforderungen und Fragestellungen

Wie bei allen Wasserstoffkonzepten stellt hier die Erzeugung eine große Herausforderung dar. Vor allem die Art der Erzeugungstechnologie wird bei diesem Konzept untersucht. Neben der Elektrolyse werden alternative Erzeugungsmöglichkeiten bewertet. Hierbei stellt sich die Frage, ob die benötigte Reinheit des Wasserstoffs für Mobilitätsanwendungen gegeben ist, bzw. welche Aufbereitungsverfahren benötigt werden.

Abhängig von der ausgewählten Erzeugungsart wird unterschiedlich viel regenerativer Strom benötigt. Hierbei stellt sich die Frage, wie dieser grüne Strom bereitgestellt werden kann. In diesem Zuge werden zukünftige lokale Wind- und Solarparks in die Planungen mit einbezogen.

Neben der H₂-Erzeugung stellt die Tankinfrastruktur eine Herausforderung dar. Da der unternehmenseigene Fuhrpark bereits ca. 100 Fahrzeuge umfasst, muss die Infrastruktur eine kontinuierliche Betankung der Fahrzeuge gewährleisten können. Zusätzlich muss genug Wasserstoff vorgehalten werden, um auch Dritten die Betankung an der öffentlichen Tankstelle zu ermöglichen. Aus diesem Grund müssen Absatzprognosen und Betankungsprofile erarbeitet werden, um die Verdichtungs- und Speichergrößen optimal auszulegen.

8.3.2 Technische Darstellung des Konzeptes

Das Ziel ist die Nutzung von lokal erzeugtem regenerativem Strom zur Wasserstoffherzeugung. Hierzu werden Gespräche mit Projektierern und Betreibern geführt, um Konzepte für die Errichtung von lokalen Wind- und Photovoltaikanlagen zu erarbeiten. Dieser Strom kann anschließend bilanziell am Standort zur H₂-Erzeugung genutzt werden.

Um die lokale Wertschöpfung zu optimieren, soll die anfallende Abwärme lokal genutzt werden. Vor allem die gute Anbindung an die Gemeinde Nordkirchen bietet hier Potenzial.

Der erzeugte Wasserstoff muss anschließend verdichtet und gespeichert werden, um eine kontinuierliche Vorhaltung des Wasserstoffs auf dem benötigten Druckniveau zur Betankung der Nutzfahrzeuge gewährleisten zu können.

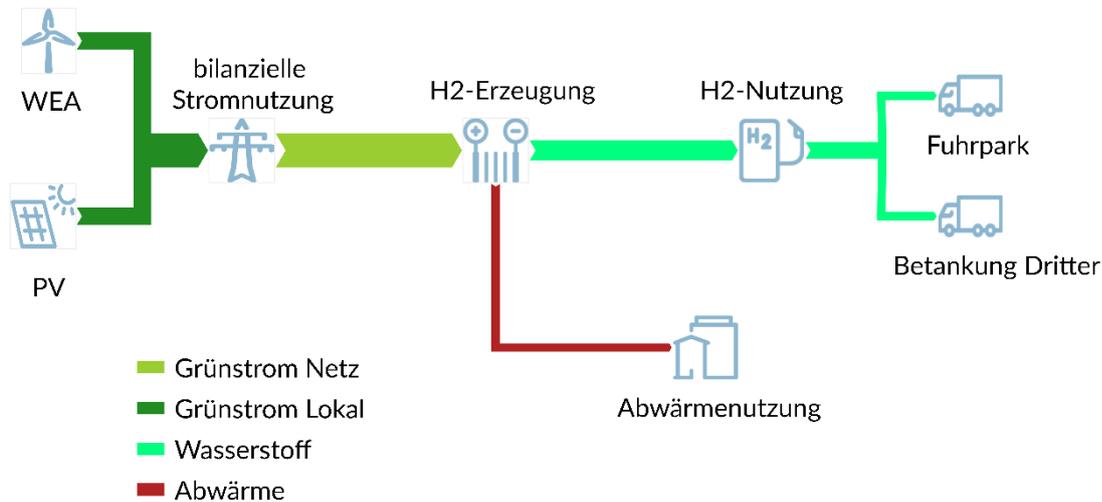


Abbildung 51. Energieflussdiagramm des Konzeptes

Neben der Auswahl der Erzeugungstechnologie spielt die Auslegung der Tankstelleninfrastruktur eine wesentliche Rolle in dieser Projektumgebung.

Die LKW des Fuhrparks haben eine jährliche Laufleistung von rund 150.000 km und benötigen etwa 8 kg_{H2} pro 100 km. Umgerechnet benötigt jeder LKW somit 40 kg Wasserstoff täglich.

Sollte die benötigte Wasserstoffmenge ohne Lieferengpässe bereitgestellt werden können, so stellt der an der Tankstelle errichtete Kompressor einen „Bottleneck“ dar. Dieser besitzt in Abhängigkeit der Leistung einen maximal möglichen Massenstrom, welcher komprimiert werden kann. Durch Herstellergespräche konnte bei einer typischen Tankstellengröße eine Kompressorleistung von rund 35 kg/h festgelegt werden. Es kann aber bei Bedarf ein zweiter Kompressor installiert werden, um dem benötigten Wasserstoffabsatz standzuhalten.

8.3.3 Bewertung des Standorts

Der betrachtete Standort bietet ein großes Potenzial, um ein Wasserstoff-Pilotprojekt im Kreis Coesfeld zu realisieren. Vor allem das privatwirtschaftliche Unternehmen als Akteur bietet den Vorteil, dass sowohl die Erzeugung als auch die Abnahme im Gleichschritt vorangetrieben wird, was bei einer ausschließlichen Tankstellenplanung ein häufiges Problem darstellt.

Auf Basis des vorgestellten Konzepts und dem bisherigen Bearbeitungsstand wurden die erarbeiteten Kriterien zur Bewertung des Pilotstandorts bewertet.

Die Bedeutung für die Regionsversorgung wird als sehr hoch angesehen, da die Tankstelle eine Versorgung des südlichen Kreisgebiets darstellt.

Durch die Anbindung an den lokalen Fuhrpark kann eine schnelle Auslastung der Tankstelle und somit eine gute Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Dadurch kann eine größere Dimensionierung zur Versorgung Dritter wirtschaftlich dargestellt werden.

Die technische Umsetzbarkeit der Wasserstofftankstelle wird als sehr gut bewertet. Lediglich ein Wasserstoffbezug aus einem zukünftigen H₂-Netz birgt große Herausforderungen.

Insgesamt bietet der Standort ein großes Potenzial zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Die getroffenen Bewertungen stellen lediglich Einschätzungen nach Ausarbeitung des ersten Grobkonzeptes dar und sollen als Grundlage für weitere Ausarbeitungen dienen.

8.3.4 Ausblick

Im weiteren Verlauf des Projektes müssen die bisherigen Ideen konkretisiert werden. Grundlage hierfür ist eine Auswahl der Erzeugungstechnologie, um darauf aufbauend technische Konzepte ausarbeiten zu können.

Auch der Aufbau eines Netzwerks mit Projektpartnern und -akteuren stellt einen wichtigen Punkt dar, um die Absatzprognosen und Strombeschaffung zu konkretisieren.

Zudem stellen das Genehmigungsmanagement und die Akquise von Fördermitteln eine wichtige Komponente dar. Hierzu müssen, aufbauend auf dem Grobkonzept, Anträge ausgearbeitet werden.

9 FAZIT & GESAMTAUSBLICK

Im Rahmen der vorliegenden Machbarkeitsstudie konnten viele Potenziale und vielversprechende Projektansätze entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette im Kreis Coesfeld identifiziert werden.

Erzeugung

Im Kreisgebiet befinden sich zahlreiche regenerative Strom- und Biogasanlagen, die einen wichtigen Beitrag zur klimaneutralen Energieversorgung leisten.

Vor allem das Potenzial zum Ausbau der PV- und Windanlagen verdeutlicht die Notwendigkeit von zukünftigen Stromspeichern. Hier kann die H₂-Erzeugung einen wichtigen Beitrag leisten. Einerseits kann der lokale Überschussstrom genutzt werden und andererseits können Absatzpfade, in denen der Einsatz von Wasserstoff sinnvoll ist, bedient werden.

Transport- und Verteilinfrastruktur

Neben der Erzeugung stellt die Transport- und Verteilinfrastruktur einen wesentlichen Bestandteil der Wasserstoffwertschöpfungskette dar, um Erzeugung und Anwendung zu verbinden. Aufgrund der geplanten Wasserstoffleitungen, die den Kreis Coesfeld durchlaufen, bieten sich hier hervorragende Anknüpfungspunkte, um frühzeitig strategische Verknüpfungen sicherzustellen und somit langfristige Versorgungssicherheiten zu realisieren.

Anwendungen

Die Anwenderseite stellt sich im Kreis Coesfeld vielfältig dar und bietet somit eine gute Grundlage zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur.

Alle drei betrachteten Standorte bringen sehr gute Voraussetzungen mit, wobei die Schwerpunkte unterschiedlich gelagert sind. Dies bietet die Möglichkeit, dass dadurch Blaupausen für vielfältige weitere Standorte im Kreisgebiet exemplarisch entwickelt werden.

Um eine flächendeckende Wasserstoffnutzung im Mobilitätssektor zu erreichen, bildet die Betankungsinfrastruktur die Grundlage. Wie in der Projektlandkarte dargestellt wurde, konnten Standorte identifiziert werden, die konkrete Ideen für eine Wasserstofftankstellen-Infrastruktur ausarbeiten. Offene Fragen sind zum aktuellen Stand noch die Art der Wasserstoff-Erzeugung und die Dimensionierung der Tankstelle, um eine sichere Versorgung der Fahrzeuge gewährleisten zu können.

Durch die Aktivierung privatwirtschaftlicher Unternehmen wird der Markthochlauf vorangetrieben und eine gute Auslastung der Anlagen erreicht. Allerdings müssen aktuell noch entscheidende Fragen bezüglich der Fahrzeugverfügbarkeit, Verbräuche und Anschaffungskosten geklärt werden.

Netzwerkstruktur

Beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur spielt die Vernetzung der einzelnen Akteure eine entscheidende Rolle. In diesem Kontext ist das H₂-Netzwerk

Westmünsterland zu nennen, dass lokale Akteure zusammenbringt und somit einen wesentlichen Beitrag zum Aufbau der Wertschöpfungskette leistet.

Neben den Aktivitäten innerhalb des Kreises Coesfeld findet auch ein enger Austausch mit den benachbarten Regionen (insbesondere Münsterland und Emsland), weiteren engagierten Regionen und der Bezirksregierung Münster statt. Konkret wird gegenwärtig die Beteiligung des Kreises Coesfeld an einer Bewerbung im Förderprogramm HyPerformer voraussichtlich im vierten Quartal 2022 mit den Münsterlandkreisen und dem Emsland abgestimmt. Im Zuge dessen sollen vornehmlich Förderungen der identifizierten Pilotstandorte im Kreisgebiet geprüft und gegebenenfalls beantragt werden.

Der Kreis Coesfeld, die GFC und die Wirtschaftsförderungsgesellschaft für den Kreis Coesfeld sind bestrebt, dauerhaft den Austausch der Akteure im Kreisgebiet im Sinne einer ganzheitlichen Fortentwicklung der Wasserstoff-Wertschöpfungskette zu unterstützen.

10 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] B. f. W. u. E. (BMWi), „Die Nationale Wasserstoffstrategie,“ Berlin, 2020.
- [2] M. Kruse und J. Wedemeier, „Potenzial grüner Wasserstoff: langer Weg der Entwicklung, kurze Zeit bis zur Umsetzung,“ Wirtschaftsdienst, 2021. [Online]. Available: <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2021/heft/1/beitrag/potenzial-gruener-wasserstoff-langer-weg-der-entwicklung-kurze-zeit-bis-zur-umsetzung.html>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [3] Ewe AG, „Die Farben des Wasserstoffs,“ Ewe AG, [Online]. Available: <https://www.ewe.com/de/zukunft-gestalten/wasserstoff/die-farben-des-wasserstoffs>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [4] M. K. Pauline Horng, „Wasserstoff - Farbenlehre,“ Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., Dezember 2020. [Online]. Available: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf. [Zugriff am 6 10 2021].
- [5] B. f. W. u. E. (BMWi), „Die Nationale Wasserstoffstrategie,“ Juni 2020. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [6] Verband kommunaler Unternehmen e.V., „Bundestag empfiehlt "orangen" Wasserstoff - VKU: kräftiger Schub für Klimaschutz,“ Verband kommunaler Unternehmen e.V., 19 5 2021. [Online]. Available: <https://www.vku.de/presse/pressemitteilungen/archiv-2021-pressemitteilungen/bundestag-empfiehl-orangen-wasserstoff-vku-kraeftiger-schub-fuer-klimaschutz/>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [7] H. Czichos und M. Hennecke, „Das Ingenieurwissen,“ Berlin, Springer Vieweg, 2012, p. C64.
- [8] ENCON.Europe GmbH, „Potentialatlas für Wasserstoff - Analyse des Marktpotentials für Wasserstoff, der mit erneuerbaren Strom hergestellt wird, im Raffineriesektor und im zukünftigen Mobilitätssektor,“ ENCON.Europe GmbH, 3 2018. [Online]. Available: <https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2018/04/Potentialstudie-f%C3%BCr-gr%C3%BCnen-Wasserstoff-in-Raffinerien.pdf>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [9] S. Pichlmaier, T. Hübner und S. Kigle, „Elektrolyse - Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X,“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., [Online]. Available: <https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/892-elektrolyse-die-schlueseltechnologie-fuer-power-to-x>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [10] Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH, „Hochtemperaturelektrolyse,“ [Online]. Available: <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d4970->

- 2/**/Hochtemperaturelektrolyse.html?op=Wiki.getwiki. [Zugriff am 6 10 2021].
- [11] M. Tucker, J. O’Brien, D. Ding, A. Zakutayev, Z. Ma, R. Boardman, H. Dinh und A. Weber, „HydroGEN: High Temperature Electrolysis (HTE) Hydrogen Production,“ 13 Juni 2018. [Online]. Available: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review18/pd148_boardman_2018_o.pdf. [Zugriff am 6 10 2021].
- [12] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., „Leitfaden - Korrosion metallischer Werkstoffe in Biogasanlagen,“ Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, [Online]. Available: https://biogas.fnr.de/fileadmin/user_upload/leitfaden_korrosion_metallischer_werkstoffe_in_biogasanlagen_1_.pdf. [Zugriff am 6 10 2021].
- [13] Linde GmbH, „Steam reforming,“ [Online]. Available: https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/hydrogen_and_synthesis_gas_plants/gas_generation/steam_reforming/index.html. [Zugriff am 6 10 2021].
- [14] Linde GmbH, „Hydrogen Recovery by Pressure Swing Adsorption,“ [Online]. Available: https://www.linde-engineering.com/en/images/HA_H_1_1_e_09_150dpi_NB_tcm19-6130.pdf. [Zugriff am 6 10 2021].
- [15] BtX energy GmbH, „Bio-to-X - Wasserstoff aus Biogas,“ [Online]. Available: <https://btx-energy.de/technologien/reformer/>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [16] S. Schneider, S. Bajohr, F. Graf und T. Kolb, „Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse,“ WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim.
- [17] Bundesministerium für Bildung und Forschung, „Methanpyrolyse: Klimafreundlicher Wasserstoff,“ Forschung für Nachhaltigkeit, [Online]. Available: <https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/wasserstoff-aus-methanpyrolyse.php>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [18] N. Sánchez-Bastardo, R. Schlögl und H. Ruland, „Methane Pyrolysis for CO₂-Free H₂ Production: A Green Process to Overcome Renewable Energies Unsteadiness,“ Chem. Ing. Tech. 2020, 92, No. 10, Wiley-VCH GmbH, 2020.
- [19] Graforce GmbH, „Green Plasma Technology,“ [Online]. Available: <https://www.graforce.com/>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [20] „Verfahren und Vorrichtung zur Plasmainduzierten Wasserreinigung“. Deutschland Patent WO2020109294A1, 4 6 2020.
- [21] Kapellmann und Partner Rechtsanwälte mbB, „Wann ist Wasserstoff grün und wird nach dem EEG 2021 gefördert? - Der Bundestag schafft ein Stück mehr Klarheit,“ 24 6 2021. [Online]. Available: <https://www.kapellmann.de/de/beitraege/wann-ist-wasserstoff-gruen-und->

wird-nach-dem-eeg-2021-gefordert-der-bundestag-schafft-ein-stueck-mehr-klarheit. [Zugriff am 6 10 2021].

- [22] eQuota GmbH, „THG-Quote: Alles Wissenswerte zur Treibhausgasminderungsquote,“ [Online]. Available: <https://equota.de/thg-quote-treibhausgasminderungsquote/>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [23] Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz, „Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes,“ 21 12 2020. [Online]. Available: http://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_37/. [Zugriff am 6 10 2021].
- [24] Bundesverband WindEnergie e.V., „BWE-Vorschläge zur Beschleunigung und Erleichterung des Repowering von Windenergieanlagen,“ 3 2021. [Online]. Available: https://www.windenergie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/04-weiterbetrieb-repowering/BWE-Arbeitspapier_Repowering_210304.pdf. [Zugriff am 7 10 2021].
- [25] Umweltbundesamt, „Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität - RESCUE,“ November 2019. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_kurzfassung_dt.pdf. [Zugriff am 7 10 2021].
- [26] Bundesnetzagentur, „Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Gesamtes Jahr 2019,“ 2019. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=5. [Zugriff am 14 12 2021].
- [27] K.-M. Hentschel und S. Krenzer, Handbuch Klimaschutz, B. K. Mehr Demokratie e.V., Hrsg., München: oekom verlag, 2020.
- [28] M. E. Reuß, „Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur,“ Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek Verlag, Jülich, 2019.
- [29] M. Vos, J. Douma und A. van den Noort, „Study on the Import of Liquid Renewable Energy: Technology Cost Assessment,“ DNV SE, Oktober 2020. [Online]. Available: https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/2598/DNV-GL_Study-GLE-Technologies-and-costs-analysis-on-imports-of-liquid-renewable-energy.pdf. [Zugriff am 6 10 2021].
- [30] Nexant, Inc., Air Liquide, Agronne National Laboratory, „H2A Hydrogen Delivery Infrastructure Analysis Models and Conventional Pathway Options Analysis Results,“ 5 2008. [Online]. Available: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f9/nexant_h2a.pdf. [Zugriff am 6 10 2021].
- [31] Next Kraftwerke GmbH, „Was ist die Dunkelflaute?,“ [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dunkelflaute>. [Zugriff am 6 10 2021].

- [32] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, DLR, „Salzkavernen speichern Wasserstoff für die Mobilitätswende,“ 17.12.2020. [Online]. Available: https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2020/04/20201217_salzkavernen_speichern_wasserstoff_fuer_mobilitaetswende.html. [Zugriff am 6.10.2021].
- [33] CIKONI GmbH, „Entwicklung von CFK-Hochdruckbehältern für die Wasserstoffspeicherung,“ [Online]. Available: <https://cikoni.com/de/entwicklung-von-cfk-hochdruckbehaeltern-fuer-die-wasserstoffspeicherung>. [Zugriff am 6.10.2021].
- [34] EMCEL GmbH, „Wasserstoffdruckbehälter: Welche Druckbehälter-Typen gibt es?,“ 16.6.2020. [Online]. Available: <https://emcel.com/de/wasserstoffdruckbehaelter/>. [Zugriff am 6.10.2021].
- [35] Hexagon Composites ASA, „Hydrogen high-pressure Type 4 cylinders,“ [Online]. Available: https://s3.eu-central-1.amazonaws.com/hexagonpurus-website/HexagonPurus_Brosch%C3%BCre_HighPressureType4.pdf. [Zugriff am 6.10.2021].
- [36] NEUMAN & ESSER Verwaltungs- und Beteiligungsgesellschaft mbH, „Wasserstoff Kompressoren,“ [Online]. Available: <https://www.neuman-esser.de/compressors/wasserstoff-kompressoren/>. [Zugriff am 6.10.2021].
- [37] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Wasserstofftransport,“ 16.7.2021. [Online]. Available: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR_Wasserstofftransport_WEB-Bf.pdf. [Zugriff am 6.10.2021].
- [38] Salzburger Aluminium Group, „H₂ - Treibstoff der Zukunft,“ [Online]. Available: <https://www.sag.at/entwicklung/wasserstoff/>. [Zugriff am 6.10.2021].
- [39] J. Zheng, L. Chen, X. Liu, H. Zhu, Y. Zhou und J. Wang, „Thermodynamic optimization of composite insulation system with cold shield for liquid hydrogen zero-boild-off storage,“ Elsevier, 2020.
- [40] Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH, „Wasserstoffverflüssigung,“ [Online]. Available: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d13721-2/*/*/Wasserstoffverfl%c3%bcsigung.html?op=Wiki.getwiki. [Zugriff am 6.10.2021].
- [41] ZBT GmbH, „Theoretische Masterarbeit: Thermodynamische Simulation der Wasserstoffverflüssigung,“ November 2020. [Online]. Available: <https://www.zbt.de/nc/aktuell/news-anzeige/detail/News/theoretische-masterarbeit-thermodynamische-simulation-der-wasserstoffverfluessigung/>. [Zugriff am 6.10.2021].
- [42] Deutscher Bundestag, „Wasserstoffträgersysteme - Einzelfragen zu Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC),“ 2020. [Online]. Available: <https://www.bundestag.de/resource/blob/816048/454e182d5956d45a664da9eb85486f76/WD-8-058-20-pdf-data.pdf>. [Zugriff am 6.10.2021].

- [43] A. Bösmann, „Energiespeicherung und -transport,“ Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, [Online]. Available: <https://www.crt.tf.fau.de/forschung/arbeitsgruppen/komplexe-katalysatorsysteme-und-kontinuierliche-verfahren/wasserstoff-und-energie/>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [44] C. S. Krieger, „Verfahrenstechnische Betrachtung und Optimierung der Freisetzung von Wasserstoff aus organischen Trägermaterialien (LOHC),“ 2019. [Online]. Available: <https://d-nb.info/1191994031/34>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [45] P. Runge, C. Sölch, J. Albert, P. Wasserscheid, G. Zöttl und V. Grimm, „Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035,“ Nürnberg.
- [46] EMCEL GmbH, „Wann lohnt sich der Transport von Wasserstoff per Wasserstoffpipeline?,“ 16 7 2019. [Online]. Available: <https://emcel.com/de/wann-lohnt-sich-der-transport-von-wasserstoff-per-wasserstoffpipeline/>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [47] Bundesministerium für Bildung und Forschung, „Wasserstoffspeicherung mit LOHC: sicher und kompakt,“ [Online]. Available: <https://www.innotruck.de/mobile-ausstellung/exponatkatalog/wasserstoffspeicherung-mit-lohc>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [48] Deutscher Bundestag, „Grenzwerte für Wasserstoff (H₂) in der Erdgasinfrastruktur,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.bundestag.de/resource/blob/646488/a89bbd41acf3b90f8a5fbfbcb8616df4/WD-8-066-19-pdf-data.pdf>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [49] Enagás, Energienet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, „European Hydrogen Backbone,“ 7 2020. [Online]. Available: https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/07/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf. [Zugriff am 6 10 2021].
- [50] Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH, „Wasserstoffpipeline,“ [Online]. Available: https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d13692-2/*/*Wasserstoffpipeline.html?op=Wiki.getwiki. [Zugriff am 6 10 2021].
- [51] Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, Nowega GmbH, „Wasserstoffinfrastruktur - tragende Säule der Energiewende,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/wasserstoff/whitepaper-h2-infrastruktur.pdf>. [Zugriff am 7 10 2021].
- [52] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., „H₂ im Gasverteilnetz,“ 2012 - 2016. [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-im-gasverteilnetz>. [Zugriff am 7 10 2021].

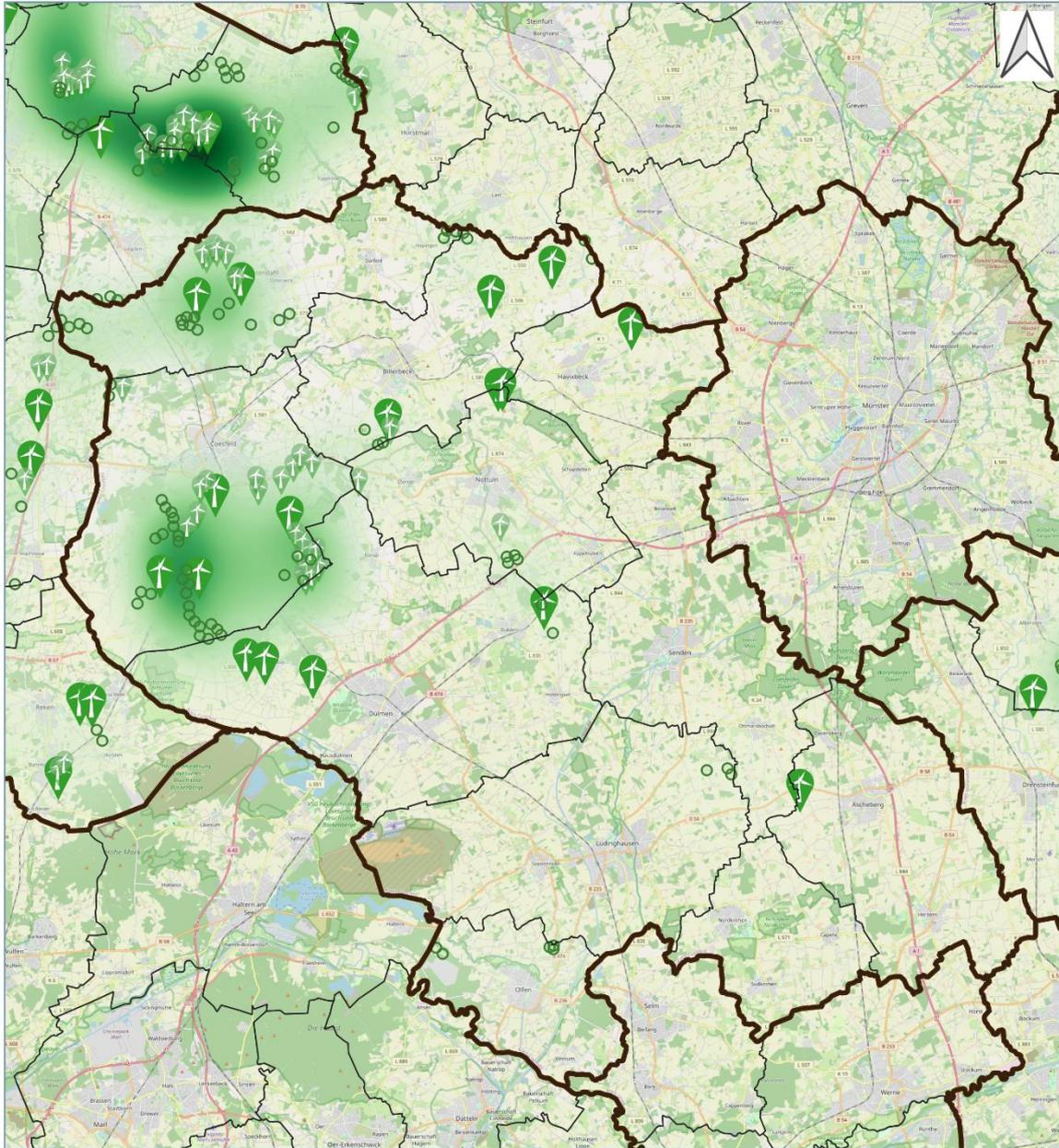
- [53] Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, „H2-Genehmigungsleitfaden,“ [Online]. Available: https://www.h2-genehmigung.de/infos_h2. [Zugriff am 7 10 2021].
- [54] Regionalverkehr Münsterland GmbH, „RVM Geschäftsbericht 2020,“ [Online]. Available: https://www.rvm-online.de/fileadmin/startseite_rvm/rvm/unternehmen/rvm_geschaeftsbericht_2020.pdf. [Zugriff am 7 10 2021].
- [55] Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH, „Analyse: Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor – Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung,“ 3 9 2021. [Online]. Available: <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebaudesektor/>. [Zugriff am 5 11 2021].
- [56] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, „Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme,“ 5 2020. [Online]. Available: https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf. [Zugriff am 5 11 2021].
- [57] ifeu, „Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland,“ ifeu, Heidelberg, 2016:3.
- [58] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Grüner Treibstoff aus dem Klärwerk,“ 20 4 2020. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/verband/magazin-2050/wasserstoff-gruener-treibstoff-aus-dem-klaerwerk/>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [59] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „BDEW - Strompreisanalyse 2021,“ 10 6 2021. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [60] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, „Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [61] H. Quack, „Die Schlüsselrolle der Kryotechnik in der Wasserstoff-Energiewirtschaft,“ TU Dresden, [Online]. Available: <http://images.energieportal24.de/dateien/downloads/verfluessigung-dresden.pdf>. [Zugriff am 6 10 2021].
- [62] B. Neumann, „Eigenschaften von Wasserstoff,“ Technische Universität Hamburg-Haburg, Technische Universität Clausthal, 2007-2008. [Online]. Available: <https://www.iee.tu->

clausthal.de/fileadmin/downloads/Scripte/W8830K5.pdf. [Zugriff am 6 10 2021].

- [63] S. Energy, G. G. GmbH und N. GmbH, Whitepaper - Wasserstoffinfrastruktur - tragende Säule der Energiewende, 2020.
- [64] Bezirksregierung Köln, „TIM-Online,“ [Online]. Available: https://www.bezreg-koeln.nrw.de/brk_internet/tim-online/index.html. [Zugriff am 7 10 2021].
- [65] Google LLC, „Google,“ [Online]. Available: <https://www.google.com>.
- [66] „Weather Forecast & Live Radar,“ [Online]. Available: <https://satellite-map.gosur.com/>. [Zugriff am 7 10 2021].

11 ANHANG

Windenergieanlagen Kreis Coesfeld



LEGENDE

-  WEA Inbetriebnahme bis 1999
-  WEA Inbetriebnahme 2000-2005
-  WEA Inbetriebnahme 2005-2019

H2-Potenzialstudie
Kreis Coesfeld

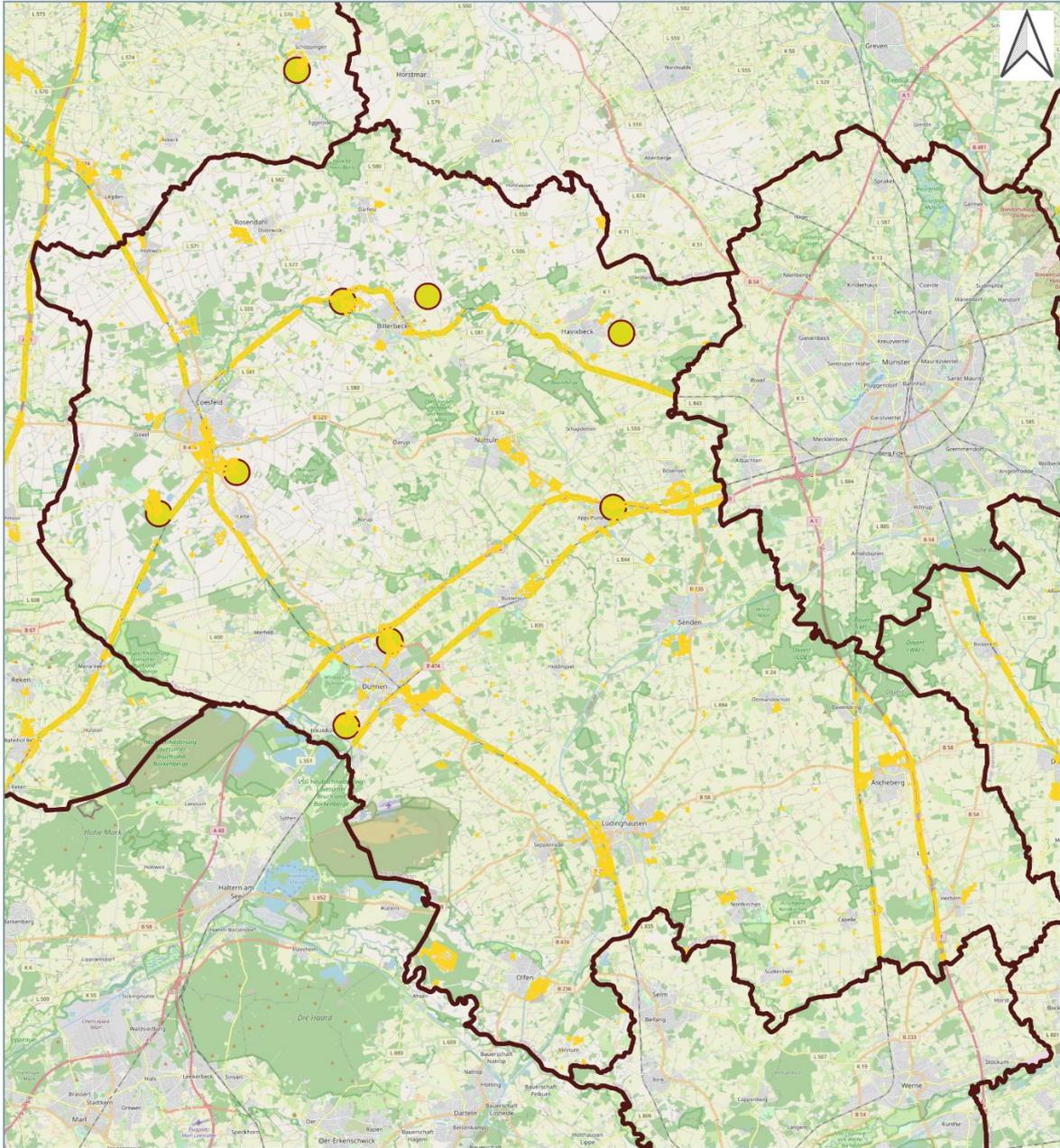
Windenergieanlagen
Kreis Coesfeld

0 5 10 km



Datum: 23.09.2021
Kürzel: JM
Datenquellen: Openstreetmap, LANUV

PV-Freiflächenanlagen Kreis Coesfeld



LEGENDE

-  PV-Freiflächenanlagen
-  Potenzialflächen PV-Freiflächen

H2-Machbarkeitsstudie
Kreis Coesfeld

PV-Freiflächenanlagen
Kreis Coesfeld

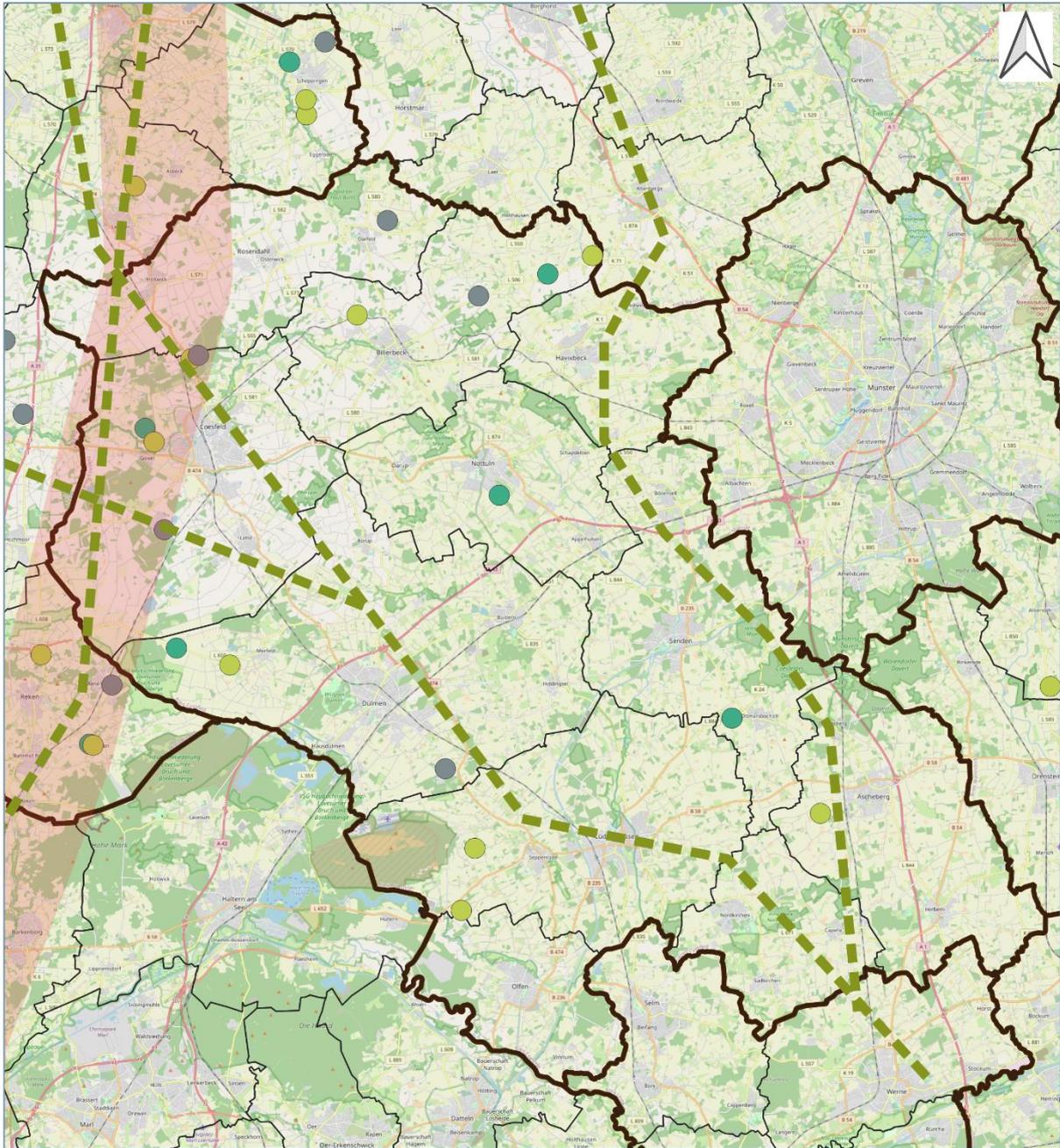
0 5 10 km



Datum: 23.09.2021
Kürzel: JM
Datenquellen: Openstreetmap, LANUV

⁷ Gemäß LANUV-Potenzialstudie

Biomasseanlagen ab 500 kW Kreis Coesfeld



LEGENDE

- IBN= 2000-2005
- IBN= 2006-2010
- IBN= 2011-2015
- Erdgasfernleitungsnetz

H2-Machbarkeitsstudie
Kreis Coesfeld

Biomasseanlagen ab 500 kW
Kreis Coesfeld

0 5 10 km



Datum: 23.09.2021
Kürzel: JM
Datenquellen: Openstreetmap, LANUV