



KOMPETENZREGION
WASSERSTOFF
Düssel.Rhein.Wupper

Auftraggeber

Landeshauptstadt Düsseldorf
Der Oberbürgermeister
Amt für Umwelt- und Verbraucherschutz

Verantwortlich:
Thomas Loosen

Düsseldorf, August 2020

erstellt durch

Becker Büttner Held Consulting AG (BBHC) Hauptauftragnehmer

Agrippinawerft 26-30, 50678 Köln

Projektteam: Dr. Hanno Butsch, David Siegler, Nikolas Beneke, Fabian Rottmann,
Philipp Jahnke, Tim Schwerwath

Becker Büttner Held (BBH)

Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater PartGmbH

Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin

Projektteam: Dr. Martin Altmann, Christine Kliem

ZBT - Zentrum für Brennstoffzellen-Technik GmbH

Carl-Benz-Straße 201, 47057 Duisburg

Projektteam: Joachim Jungsbluth, Georg Dura, Dorothee Lemken

motum GmbH – Kommunikationskonzepte und Präsentationsdesign

Königstr. 30, 22767 Hamburg

Projektteam: Jule Claussen, Rüdiger Buchholz, Tina Broda

gefördert durch:

Ministerium für Wirtschaft, Innovation,
Digitalisierung und Energie
des Landes Nordrhein-Westfalen



Universität Duisburg-Essen

Institut für Mobilitäts- und Stadtplanung / Zentrum für Logistik und Verkehr (ZLV)

Universitätsstr. 15, 45141 Essen

Projektteam: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Wittowsky, Maik Luksch, Andreas Hoene



| | |
|---|-----------|
| Inhalt | |
| Glossar | 4 |
| Anhang | 5 |
| Methodik: Akteurslandschaft..... | 5 |
| Ziel | 5 |
| Workshops | 5 |
| Fragebögen | 7 |
| Bilaterale Gespräche | 7 |
| Projektsteckbriefe..... | 8 |
| Methodik: Modell | 12 |
| Motivation und Modellierungsansatz | 12 |
| oemof – Open Energy Modelling Framework | 13 |
| Vier-Knoten-Modell der regionalen Wasserstofferzeugung u. Verteilung | 14 |
| Mathematische Formulierung | 19 |
| Modellparameter | 24 |
| Nachfragelastgang für die H ₂ -Mobilität | 29 |
| 1. Wasserstoffnachfrageprofil für BZ-Fahrzeuge | 29 |
| 2. Nachfrage der Wasserstofftankstellen | 30 |
| Methodik: THG-Emissionen und Kostenbetrachtung | 33 |
| Definition der Systemgrenze | 33 |
| Definition von Fahrzeug-Clustern und deren Referenzwerte..... | 33 |
| Definition der CO ₂ -Intensität des Stroms..... | 36 |
| Definition der CO ₂ -Intensität des hergestellten Wasserstoffs | 37 |
| Berechnung der CO ₂ -Emissionen entlang der Wertschöpfungskette des elektrolytisch hergestellten Wasserstoffs | 37 |
| Methodik: Potenzialermittlung | 39 |
| Bestimmung der Anzahl emissionsarmer bzw. emissionsfreier Fahrzeugzulassungen zur Erreichung der EU-Vorgaben..... | 39 |
| Bestimmung des Anteils von Brennstoffzellenfahrzeugen an den emissionsfreien Neuzulassungen | 43 |
| Bestimmung der Gesamtfahrleistung der Brennstoffzellenfahrzeuge | 43 |
| Bestimmung der Gesamtwasserstoffnachfrage durch Brennstoffzellenfahrzeuge..... | 43 |
| Methodik: Kosten-Nutzen-Effekt | 44 |
| Treibhausgaserminderungskosten | 44 |
| Literaturverzeichnis | 45 |



GLOSSAR

| WORT | ERLÄUTERUNG |
|-----------------|--|
| BZ | Brennstoffzelle (Zelle zur Umwandlung eines Brennstoffes [hier Wasserstoff] und eines Oxidationsmittels [Sauerstoff, hier oftmals aus der Luft] in elektrischen Strom) |
| CNG | Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas) |
| CO ₂ | Chemische Formel für Kohlenstoffdioxid |
| CVD | Clean Vehicles Directive |
| DIN-Norm | Deutsche Industrienorm |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EEG-Umlage | Instrument zur Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien, finanziert über einen Anteil der Strombezugskosten für Stromverbraucher |
| H ₂ | Chemische Formel von molekularem Wasserstoff |
| HRS | Hydrogen Refueling Station („Wasserstofftankstelle“) |
| KBA | Kraftfahrt-Bundesamt |
| kW /MW | Kilowatt / Megawatt (Maßeinheit für Leistung) |
| KWDRW | Kompetenzregion Wasserstoff Düssel.Rhein.Wupper |
| kWh /MWh | Kilowattstunde / Megawattstunde (Maßeinheit für Energie) |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung (Prozess zur gleichzeitigen Gewinnung von mechanischer Energie und nutzbarer Wärme) |
| LKW | Lastkraftwagen |

| | |
|-----------------|---|
| LNF | Leichtes Nutzfahrzeug (3,5 t, 7,5 t, 14 t) |
| LNG | Liquified Natural Gas (verflüssigtes Erdgas) |
| MHKW | Müllheizkraftwerk |
| MSF | Müllsammelfahrzeug |
| OEM | Original Equipment Manufacturer (Erstausrüster / Originalausrüstungshersteller) ist ein Hersteller von Komponenten oder Produkten, der diese nicht selbst in den Einzelhandel bringt (in der Automobilindustrie synonym für Fahrzeughersteller verwendet) |
| ÖPNV | Öffentlicher Personennahverkehr |
| PKW | Personenkraftwagen |
| Plug-in-Hybride | Kraftfahrzeug mit Hybridantrieb, dessen Akkumulator sowohl über den Verbrennungsmotor als auch am Stromnetz geladen werden kann. |
| PV | Photovoltaik |
| RED | Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energie-Richtlinie der europäischen Erneuerbare-Energien-Politik) |
| SNF | Schweres Nutzfahrzeug (> 14 t, > 40 t) |
| THG | Treibhausgas (Gase, die zum Treibhauseffekt [Temperaturerhöhung der Erdoberfläche] beitragen) |
| TtW | Tank-to-Wheel („vom Kraftstofftank bis zum Rad“) betrachtet die Wirkkette von aufgenommener Energie bis zur Umwandlung in kinetische Energie bei Kraftfahrzeugen |
| WtW | Well-to-Wheel („vom Bohrloch bis zum Rad“) betrachtet die gesamte Wirkkette von der Bereitstellung der Antriebsenergie bis zur Umwandlung in kinetische Energie bei Kraftfahrzeugen |

ANHANG

METHODIK: AKTEURSLANDSCHAFT

Ziel

Die Entwicklung einer regionalen Wasserstoffmobilitätsstrategie und der gezielte Anstoß von Aktivitäten fußen auf einer stark vernetzten Akteurslandschaft in der Kompetenzregion. Im Laufe des Projektes wurden dazu Workshops angeboten, eine Fragebogenaktion durchgeführt sowie zahlreiche bilaterale Gespräche mit Unternehmen aus der Region geführt. Ziel war es, den Wissensstand und die Aktivitäten der unterschiedlichen Akteure zu erfassen, um Synergien, Handlungsdrücke und Herausforderungen zu identifizieren.

Workshops

Es wurden insgesamt zwei Workshops durchgeführt. Am 20. November 2019 fand der erste Workshop im Rahmen der KOMPETENZREGION WASSERSTOFF Düssel.Rhein.Wupper zum Thema „Wasserstoff als Energieträger – Erzeugung und Anwendung in der Mobilität“ am Zentrum für BrennstoffzellenTechnik (ZBT) in Duisburg statt. Ziel des Workshops war die Identifikation von Synergiepotenzialen zwischen den Unternehmen und Kommunen der Region sowie der Aufbau eines Netzwerks potenzieller Wasserstoffherzeuger und -anwender. Nachdem die Teilnehmenden auf einen vergleichbaren Informationsstand der Wasserstofftechnologie gebracht wurden, lag der Schwerpunkt des Workshops auf dem intensiven Austausch der Teilnehmenden. Hierzu wurden die Gruppen „Erzeuger“ und „Anwender“ gebildet und in Gruppen Diskussionen zu den Themen „Anforderungen“ und „Angebot“ geführt. Kleine Gruppengrößen ermöglichten intensive Gespräche, deren Ergebnisse direkt am Tisch festgehalten wurden.

Hierbei kamen bekannte Herausforderungen auf, wie das „Henne-Ei-Problem“ bei Wasserstoffherzeugung und Fahrzeugverfügbarkeit. Dazu wurden Forderungen nach Verlässlichkeit vonseiten der Politik bzgl. Förderungen formuliert. Die Zusammenfassung der Ergebnisse wurde später in großer Runde besprochen und ein Ausblick auf die weitere Projektentwicklung gegeben.



Abbildung 1: Beispiel Diskussionsergebnis aus Workshop 1

Der zweite Workshop unter dem Motto „Auf dem Weg zur Wasserstoff-Kompetenzregion“ fand am 06.03.2020 in der Kreisverwaltung Neuss in Grevenbroich statt. Trotz des großen Interesses im Vorfeld mussten viele Interessierte ihre Teilnahme

aufgrund von Sicherheitsbestimmungen durch die aufkommende Corona-Pandemie kurzfristig absagen. Die Teilnehmerzahl lag nichtsdestotrotz bei ca. 50 Teilnehmenden. Im ersten Teil des Workshops wurden neu hinzugekommene Akteure in Bezug auf die Wasserstofftechnologie inhaltlich aufgefrischt. Im zweiten Teil stand die Erläuterung der bisher gewonnenen Erkenntnisse im Vordergrund. Die Ergebnisse und Ideen aus den



KOMPETENZREGION
WASSERSTOFF
Düssel.Rhein.Wupper

Fragebögen und bilateralen Gesprächen sollten den Akteuren ein Gefühl für die Potenziale und Herausforderungen in der Kompetenzregion geben. Im dritten Teil war aktive Mitarbeit gefordert. Für die 3 Gruppen „PKW und LNF“, „Sonderfahrzeuge und Material-Handling“ sowie „Erzeugung und Logistik“ wurden Fachexperten eingeladen. Die Teilnehmenden hatten die Möglichkeit, mit den Sachverständigen zu diskutieren, ihre drängendsten Fragen beantworten zu lassen und gemeinsame Ideen zu entwickeln.

Vonseiten der Teilnehmenden war die Rückmeldung zu den Workshops durchweg positiv. Vielfach wurde der Wunsch nach weiterführenden Treffen geäußert, um das entstandene Netzwerk zu vertiefen und die angestoßenen Aktivitäten weiter zu fokussieren.

Fragebögen

Ziel des Fragebogenversandes war es, den Stand der Wasserstoffkenntnisse, Aktivitäten, Wünsche, Anregungen und Berechnungsgrundlagen für die Potenzialermittlung gebündelt von den Akteuren in der Kompetenzregion zu erfragen. Hierzu wurden Fragebögen erstellt, nach den Bereichen Erzeugung, PKW, LKW, Busse und Material-Handling unterteilt. Die Fragen bezogen sich auf die Stützjahre „heute“, 2021, 2025 und 2030.

Der Fragebogen zur Erzeugung befasste sich mit Fragen zu den Wasserstoffgesteuerungspfaden, dem Standort der Erzeugung oder auch der Regelbarkeit. Weiterhin wurden Angaben zu Übergabepunkt (z. B. Ort und Erreichbarkeit) und Abgabe (Mengen, Reinheit, Drücke) abgefragt. Die Fragebögen für die Anwender enthielten Fragen zur aktuellen und zukünftigen Fahrzeugflotte, um ein Bild von Fahrzeugtypen, Flottengrößen, Kilometerleistungen und Nutzungsdauern zu erhalten. Durch Fragen zur Wirtschaftlichkeit lassen sich Förderbedarfe identifizieren und die Entwicklung von geeigneten Geschäftsmodellen forcieren. Fragen zur Infrastruktur helfen bei der gezielten Standortsuche für neue Tankstellen, die idealerweise für unterschiedliche Bereiche, wie PKW und LKW, genutzt werden können. Die Teilnehmenden wurden zusätzlich gebeten, ihre Einschätzung bzgl. Handlungsdrücken in ihrem Unternehmen und Hemmnissen in Bezug auf die Wasserstoffmobilität abzugeben.

Die Fragebögen wurden im ersten Workshop an die teilnehmenden Unternehmen verteilt. Insgesamt wurden von 28 Firmen über 45 Fragebögen ausgefüllt. Davon jeweils ca. 17 Fragebögen für die Bereiche PKW und LKW, ca. 6 im Bereich Erzeugung sowie je ca. 4 für die Bereiche Busse und Material-Handling.

Die Auswertung der Fragebögen wurde mithilfe von Bewertungsmatrizen durchgeführt, bei denen für relevante Fragen Punkte vergeben wurden. Wichtige Erkenntnisse können so schnell erfasst werden. Abbildung 2 zeigt beispielhaft die Auswertung für PKW. Für LKW wurde die Auswertung analog durchgeführt. Punkte im grünen Bereich entsprechen positiven Rückmeldungen in Bezug auf Wasserstofftechnologien, Punkte im roten Bereich negativen Rückmeldungen. Die Dicke der Punkte nimmt zu, je mehr Teilnehmende für diesen Bewertungsteil gestimmt haben.

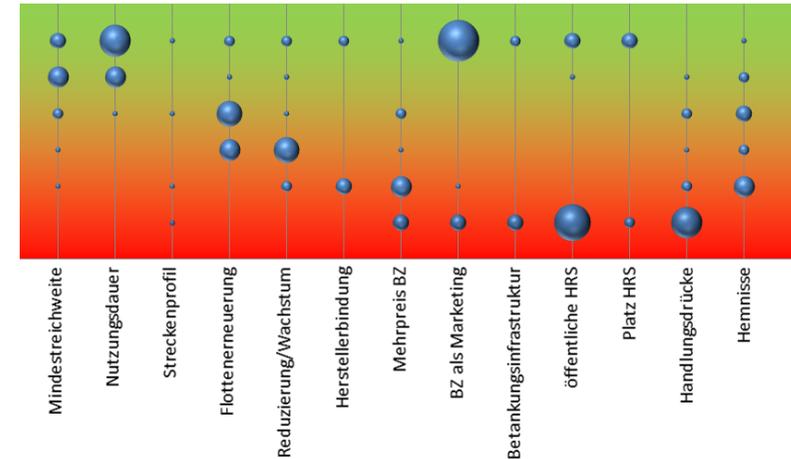


Abbildung 2: Ausschnitt Fragebogenauswertung für PKW

Aufgrund der geringen Anzahl von rückläufigen Fragebögen in den Bereichen Busse und Material-Handling wurde auf eine grafische Auswertung der Fragebögen verzichtet. Auch bei den Erzeugern waren die Angaben sehr heterogen, so dass hier die unternehmensspezifische Detailanalyse im Vordergrund stand. Häufig dienten die Fragebögen auch als Auftakt zu weiteren bilateralen Gesprächen mit den Unternehmen.

Bilaterale Gespräche

Ganz zentraler Baustein für die Einbindung von Akteuren und den Anstoß von Aktivitäten durch Vernetzung mit anderen Unternehmen sowie Unterstützung durch das Projektkonsortium waren die bilateralen Gespräche. Kontakte wurden dabei auf unterschiedlichen Wegen geknüpft, durch direkte Kontaktaufnahme, über die Fragebögen oder eine Workshopteilnahme. Insbesondere aus solchen, zum Teil vertraulichen Gesprächen konnten Projektideen und -ansätze entwickelt oder Handlungsdrücke und entsprechende Forderungen an die Politik formuliert werden.

Projektsteckbriefe

📍 **PROJEKT | H₂-Tankstelle für Busse**


Kurzbeschreibung
Errichtung eines Elektrolyseurs mit angeschlossener H₂-Tankstelle (350 bar) für Busse

Wertschöpfungsstufe Erzeugung Verteilung Anwendung

Status Idee/Überlegung/Prüfung Planung
 Antrag Projekt

Zeitraum 2021 – 2025 2025 – 2030 Nach 2030

Projektpartner
TOTAL Deutschland, Rheinbahn,
ZBT Zentrum für BrennstoffzellenTechnik

Ort Höherweg 100, 40233 Düsseldorf

Wasserstofffarbe Grau Blau Grün Türkis

H₂-Erzeugungspotential bis 100 kg/Tag bis 1000 kg/Tag

H₂-Verbrauchspotential bis 100 kg/Tag bis 1000 kg/Tag

CO₂-Einsparpotenzial im Jahr 2030 → 52 [t/a] im Jahr 2025

Finanzen → > 5.000.000 €

Übertragbarkeit Übertragbar auf andere Kommunen

📍 **PROJEKT | Elektrolyse am Müllheizkraftwerk**


Kurzbeschreibung
Aufbau eines Elektrolyseurs mit angeschlossener Tankstelle für Müllfahrzeuge und Befüllung von Druckcontainern am Müllheizkraftwerk Oberhausen

Wertschöpfungsstufe Erzeugung Verteilung Anwendung

Status Idee/Überlegung/Prüfung Planung
 Antrag Projekt

Zeitraum 2021 – 2025 2025 – 2030 Nach 2030

Projektpartner
Wirtschaftsbetriebe Duisburg, Thomas Patermann, Vorstand
ZBT Zentrum für BrennstoffzellenTechnik, NPROXX Jülich,
DVV Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft

Ort Liricher Str. 121, 46049 Oberhausen

Wasserstofffarbe Grau Blau Grün Türkis

Finanzen → > 5.000.000 €

Übertragbarkeit Kann als Blaupause für andere Müllkraftwerke verwendet werden

PROJEKT | WSW Busse



Kurzbeschreibung

Betrieb von 20 H₂-Bussen + Elektrolyseanlage mit 1 MW, 425 kg Speicher

Wertschöpfungsstufe Erzeugung Verteilung Anwendung

Status Idee/Überlegung/Prüfung Planung

Antrag Projekt

Zeitraum 2019 – 2021 2025 – 2030 Nach 2030

Projektpartner

WSW Wuppertaler Stadtwerke
Matthias Ohl, WSW Energie & Wasser, Leiter Erzeugung Strom & Fernwärme

Ort Korzert 15, 42349 Wuppertal

Wasserstofffarbe Grau Blau Grün Türkis

H₂-Erzeugungspotential bis 100 kg/Tag bis 1000 kg/Tag

H₂-Verbrauchspotential bis 100 kg/Tag bis 1000 kg/Tag

CO₂-Einsparpotenzial → 1.240 t/a im Jahr 2021

Finanzen → > 5.000.000 €
Förderung über NIP, EU-Projekt "Jive" und Land NRW

Übertragbarkeit Konzept kann auf andere Müllheizkraftwerke angewendet werden

PROJEKT | HighOptFuel



Kurzbeschreibung

Optimierte Befüllalgorithmen für Hochdruck-Typ-4-Speichereinheiten unter wirtschaftlichen- und erzeugungstechnischen Gesichtspunkten. Über Optimierte Volumenströme soll ein energetisches und wirtschaftliches Optimum für die Befüllung von Hochdruckspeichern als Transportspeicher für dezentrale Anwendungen in der Mobilität gefunden werden. Hierbei ist die Berücksichtigung der möglichen Quelle und deren spezifische Leistungsfähigkeit ebenso entscheidend, wie die Entwicklung von allgemeinen Geschäftsmodellen und deren rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen.

Wertschöpfungsstufe Erzeugung Verteilung Anwendung

Status Idee und erste Skizze Planung

Antrag Projekt

Zeitraum 2021 – 2025 2025 – 2030 Nach 2030

Projektpartner

ZBT Zentrum für BrennstoffzellenTechnik
Joachim Jungsbluth, stellv. Geschäftsführer

Evtl. NPROXX Jülich

Ort Duisburg und Umgebung

Wasserstofffarbe → divers

Finanzen → 500.000 € - 1.000.000 €
→ Förderung über NRW und NOW

Synergien/Abhängigkeiten/Besonderheiten

MobFuel-Nutzung

PROJEKT | LoCoFueller



Kurzbeschreibung

Aufbau und Test einer Low-Cost-Fuelingstation, die flexibel in Größe und Standort den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur erleichtern kann. Im Rahmen dieses Projektes soll für unterschiedliche Anwendungen (350 und 700 bar) ein kosteneffizientes System aufgebaut werden, welches örtlich flexibel eingesetzt werden kann. Hierzu wird ein neuartiges Konzept der Steuerung und Anlagenverschaltung für Systemkomponenten erarbeitet.

Wertschöpfungsstufe Erzeugung Verteilung Anwendung

Status Idee/Skizze Planung

Antrag Projekt

Zeitraum 2021 – 2025 2025 – 2030 Nach 2030

Projektpartner

ZBT Zentrum für BrennstoffzellenTechnik,
Joachim Jungsbluth,stellv. Geschäftsführer
Evtl. NPROXX Jülich

Ort Duisburg und Umgebung

Wasserstofffarbe vorzugsweise Grün divers, da Befüllung variabel

H₂-Verbrauchspotential bis 100 kg/Tag bis 1000 kg/Tag

Finanzen → 500.000 € - 1.000.000 €
→ Förderung über NRW und NOW

Übertragbarkeit Der LoCoFueller kann prinzipiell in jeder beliebigen Region eingesetzt werden

PROJEKT | Dezentrale Nutzung von H₂



Kurzbeschreibung

Es soll ein geländegängiger LKW als mobile Betankungseinheit genutzt werden.

Wertschöpfungsstufe Erzeugung Verteilung Anwendung

Status Idee/Überlegung/Prüfung Planung

Antrag Projekt

Zeitraum 2019 – 2020 2025 – 2030 Nach 2030

Projektpartner

ZBT Zentrum für BrennstoffzellenTechnik,
Joachim Jungsbluth, stellv. Geschäftsführer

Wirtschaftsbetriebe Duisburg, Stadtwerke Duisburg,
DVV Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft

Ort Carl-Benz-Straße 201, 47057 Duisburg

Wasserstofffarbe Grau Blau Grün Türkis

H₂-Verbrauchspotential bis 100 kg/Tag bis 1000 kg/Tag

CO₂-Einsparpotenzial im Jahr 2030 → 5 t/a

Finanzen → 500.000-2 000 000 €

Übertragbarkeit Das Prinzip einer mobilen Betankungseinheit kann in jeder beliebigen Region eingesetzt werden.

PROJEKT | Henkel PKW-Flotte



Kurzbeschreibung

Sukzessiver Ersatz der ICE-basierten PKW-Flotte mit BZ-Fahrzeugen

Wertschöpfungsstufe Erzeugung Verteilung Anwendung

Status Idee/Überlegung/Prüfung Planung

Antrag Projekt

Zeitraum 2021 – 2025 2025 – 2030 Nach 2030

Projektpartner

Henkel, Dirk Ullrich, Senior Manager General Services

Ort Halbuschstraße 200, 40591 Düsseldorf

H₂-Verbrauchspotential bis 100 kg/Tag bis 1000 kg/Tag

CO₂-Einsparpotenzial im Jahr 2030 → 33 t/a

Finanzen → 500.000€ - 1.000.000€

Übertragbarkeit Auf andere Unternehmen übertragbar

Synergien/Abhängigkeiten/Besonderheiten

Derzeit gibt es kein adäquates Fahrzeug-Angebot.

PROJEKT | Henkel LKW-Flotte



Kurzbeschreibung

Sukzessiver Ersatz der ICE-basierten LKW-Flotte mit BZ-Fahrzeugen

Wertschöpfungsstufe Erzeugung Verteilung Anwendung

Status Idee/Überlegung/Prüfung Planung

Antrag Projekt

Zeitraum 2021 – 2025 2025 – 2030 Nach 2030

Projektpartner

Henkel, Dirk Ullrich, Senior Manager General Services

Ort Halbuschstraße 200, 40591 Düsseldorf

H₂-Verbrauchspotential bis 100 kg/Tag bis 1000 kg/Tag

CO₂-Einsparpotenzial im Jahr 2030 → 47 t/a

Finanzen → 1.000.000€ - 2.500.000€

Übertragbarkeit Übertrag auf diverse Unternehmen

Synergien/Abhängigkeiten/Besonderheiten

Derzeit sind keine Fahrzeuge verfügbar.

METHODIK: MODELL

Motivation und Modellierungsansatz

Das wesentliche Ziel der Modellierung ist die Bewertung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses einer Wasserstoffinfrastruktur in der Kompetenzregion. Der Nutzen liegt hier in der regionalen Bereitstellung von möglichst emissionsarmem Wasserstoff für die Dekarbonisierung des Mobilitätssektors. Dem gegenüber stehen Kosten für den Aufbau und Betrieb der benötigten Erzeugungskapazitäten für Wasserstoff und Strom sowie der Verteilinfrastruktur. Daraus ergeben sich zwei wesentliche Kenngrößen, die durch die Modellierung ermittelt werden. Dies sind die Bereitstellungskosten von Wasserstoff und sein assoziierter spezifischer Emissionsfaktor.

Die Bereitstellungskosten und der Emissionsfaktor des erzeugten Wasserstoffs können nur im Kontext eines Energiesystems ermittelt werden. Dabei bezeichnet Energiesystem im Folgenden die Gesamtheit aller Komponenten entlang der regionalen Wertschöpfungskette des Wasserstoffs. Der Aufbau und die Betriebsführung dieses Systems müssen wiederum unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Gegebenheiten ermittelt werden. Der entwickelte Modellierungsansatz hat darüber hinaus den Anspruch, die wesentlichen Rahmenbedingungen des Masterplans genauso zu berücksichtigen wie die regionalen Potenziale. Dadurch lassen sich die Ergebnisse als Potenzialabschätzung des vorgelegten Konzepts und der Kompetenzregion interpretieren. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, wurde ein Energiesystemmodell formuliert.

Modelle, die mit einer Abstrahierung der Realität arbeiten, sind ein weit verbreiteter Ansatz zur Beschreibung und Untersuchung der möglichen Entwicklungen eines Energiesystems. Sie dienen als Grundlage für die systematische und wissenschaftliche Entscheidungsfindung in Energiepolitik und -forschung zu Technologien oder Infrastrukturen¹. Im vorliegenden Fall handelt es sich um ein lineares Optimierungsmodell, das sowohl die Auslegung der Erzeugungsanlagen eines Energiesystems wie auch deren Betriebsführung bestimmt. Wesentliche Optimierungsvariablen sind diesbezüglich die Kapazitäten von Erzeugungsanlagen [MW] und die

Energieflüsse [MWh] zwischen den Komponenten des Systems. Das vorliegende Modell gehört zur Gruppe der „Bottom-up-Modelle“, die das System aus einer technologischen Perspektive abbilden². Ebenfalls wurde ein integrativer Ansatz gewählt, der es erlaubt, die Sektoren Strom und Wasserstoff miteinander zu verbinden.

Das genutzte Modell R2EnSysMod (Renewable und Regional ENergy SYstem Modell) der Becker Büttner Held Consulting AG wurde mithilfe des Modellierungsframeworks oemof (Open Energy Modelling Framework) implementiert, das im folgenden Abschnitt kurz beschrieben wird.^{3,4} Dem schließt sich eine detaillierte Beschreibung des Modellkonzepts und der wichtigsten Annahmen an. Anschließend wird das Gleichungssystem des resultierenden linearen Optimierungsproblems dargestellt sowie eine Übersicht der Modellparameter aufgeführt.

¹ Vgl. Möst /Fichtner (2009), S.11.

² Vgl. Möst /Fichtner (2009).

³ Vgl. oemof developer group (2020).

⁴ Vgl. <https://oemof.org/>

oemof – Open Energy Modelling Framework

Zur Formulierung des Modells wird das Open Energy Modelling Framework (oemof) genutzt. Das Akronym oemof bezeichnet dabei einen Kosmos aus Open-Source-Programmen und -Paketen, die in der Programmiersprache Python geschrieben sind und in verschiedenen Bereichen der Energiesystemmodellierung genutzt werden können. Die Code-Basis wird seit 2015 kontinuierlich im Rahmen eines offenen Gemeinschaftsprojekts unter der Leitung der oemof developer group weiterentwickelt⁵. Die wichtigsten unterstützenden Institutionen sind das Reiner Lemoine Institut (RLI), die Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg (OGM) und das Zentrum für Nachhaltige Energiesysteme an der Fachhochschule Flensburg (ZNES). Im Folgenden wird das Konzept der für die Optimierung verwendeten Pakete oemof.solph und oemof.network kurz zusammengefasst. Die Beschreibung basiert auf Arbeiten von Hilpert et al. (2017/2018) und Wingenbach et al. (2017), die die Funktionsweise der Pakete ausführlich beschreiben. Eine vollständige Dokumentation der hier verwendeten Pakete oemof.solph und oemof.network kann, wie der Quellcode, online eingesehen werden⁶. Verwendet wurde die oemof-Version 0.3.2.

Das mit den Paketen oemof.solph und oemof.network erzeugte Modell gehört zur Klasse der „Multi-Commodity-Netzwerkflussmodelle“ abgeleitet aus der Graphentheorie⁷. Im ersten Schritt wird dafür ein Energiesystem in eine vereinfachte Netzwerkdarstellung überführt. Das Netzwerk setzt sich dabei aus Knoten (*nodes*) zusammen, die durch Flüsse (*flows*) verbunden sind. Flüsse repräsentieren den Energiefluss zwischen Knoten in [MWh]. Knoten sind in Komponenten und Busse (*bus*) unterteilt.

Komponenten stellen Erzeuger und Verbraucher von Energie dar. Quellen (*source*) und Senken (*sink*) entsprechen dabei erzeugenden und verbrauchenden Komponenten, wobei Transformer (*transformers*) Energie verbrauchen und produzieren, indem sie Energieträger in einen anderen umwandeln und dadurch zwei Busse miteinander verbinden können. Spezielle Komponenten (*GenericStorages*) ermöglichen die Abbildung von Speichern, die jeweils mit einem Bus verbunden sind. Busse

sind ausschließlich mit anderen Komponenten verbunden. Sie dienen jeweils als Sammelschienen für einen spezifischen Energieträger (z. B. Strom, H₂). Abbildung 3 zeigt die schematische Darstellung eines Energiesystems als Netzwerk aus Komponenten und Bussen.

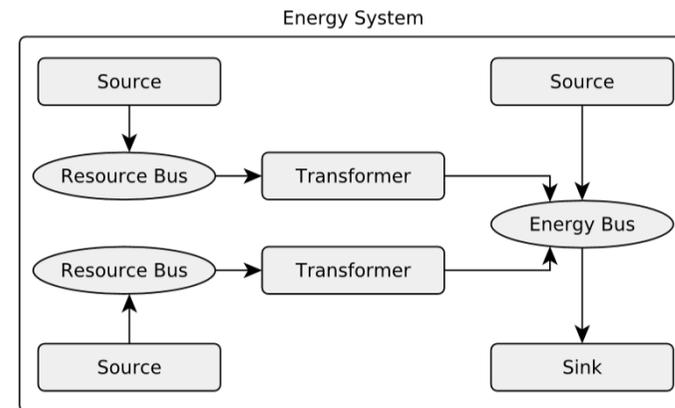


Abbildung 3: Schematische Darstellung eines Energiesystems als oemof-Netzwerk⁸

Ein oemof-Netzwerk ist immer ein bipartiter Graph, bei dem Busse und Komponenten die Knoten und Flüsse die gerichteten Kanten des Graphen sind. Basierend auf dieser Struktur wird mit oemof.solph ein lineares Optimierungsproblem abgeleitet. Dieses Paket ermöglicht die Optimierung und Simulation von zeitlich und räumlich aufgelösten Energiesystemen. Die Parametrisierung der einzelnen Komponenten ist immer mit ihren Ein- und Ausgängen verbunden. Die zu optimierenden Variablen sind die Flüsse zwischen den Knoten. Das Modell löst das lineare **Optimierungsproblem** nach **minimalen Gesamtsystemkosten**.

⁵ Vgl. <https://oemof.org/>

⁶ Vgl. oemof developer group (2019).

⁷ Vgl. Adhikari et al. (2012).

⁸ Vgl. Hilpert et al. (2017), Seite 9.

Vier-Knoten-Modell der regionalen Wasserstoffherzeugung und Verteilung

Das hier angewendete Energiesystemmodell minimiert die Gesamtsystemkosten über 8.760 Stunden eines repräsentativen Jahres und berücksichtigt dabei saisonal bedingte Schwankungen auf der Nachfrage- und Angebotsseite. Angelehnt an Formulierungen von Löffler et al. (2017) und Zerrahn/Schill (2017) beinhalten die Systemkosten annualisierte Investitionskosten, jährlichen Fixkosten sowie variable Kosten (z. B. Strombezugskosten) für jede Systemkomponente. Zu diesen Komponenten gehören erneuerbare Erzeugungskapazitäten, der Stromimport und -export, Elektrolyseure sowie H₂-Speicher. Die räumliche Auflösung der Region wird durch vier Knoten angenähert, die die vier Regionen Düsseldorf (DUS), Duisburg (DUI), Wuppertal (WUP) und Rhein-Kreis Neuss (RKN) repräsentieren. Für jedes Zeitinkrement und an jedem Knoten muss eine exogen vorgegebene preisunelastische Nachfrage nach Wasserstoff verpflichtend gedeckt werden. Zur Deckung der Nachfrage sowie einer ausgeglichenen Bilanz zwischen Wasserstoffangebot und -nachfrage an den Knoten kann Wasserstoff zwischen den Knoten transportiert sowie an den Knoten in gewissem Umfang zeitlich gespeichert werden (vgl. Abbildung 4). Im folgenden Abschnitt werden zunächst die Struktur und Komponenten an den Knoten beschrieben. Daran schließt sich eine detaillierte Beschreibung des Konzepts zur Berechnung der Bereitstellungskosten des H₂ an.

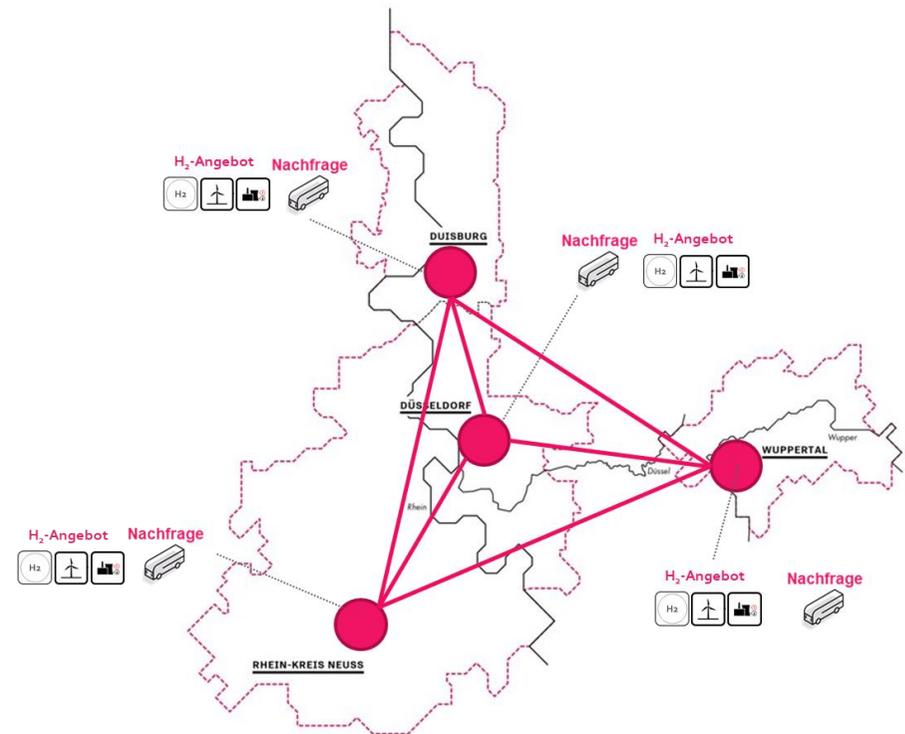


Abbildung 4: Vier-Knoten-Modell der regionalen Wasserstoffherzeugung und Verteilung

Struktur des Energiesystemmodells an den Knoten

Abbildung 5 zeigt die Struktur der Energiesystemmodelle an den einzelnen Knoten. Die Komponenten des Systems und die Wirkzusammenhänge werden im Folgenden kurz beschrieben. Die vertikalen Balken repräsentieren einen der beiden Energieträger Strom (grau) und Wasserstoff (blaugrau). Wasserstoff wird weiterhin in regional erzeugten und importierten Wasserstoff (grüner und blauer Wasserstoff) unterteilt. Die Balken sind als Sammelschienen zu verstehen. Angeschlossene Komponenten produzieren oder verbrauchen den jeweiligen Energieträger. Zufluss und Abfluss zu den Sammelschienen müssen für jeden Zeitschritt ausgeglichen sein. Im

Folgenden werden die Komponenten aufgliedert nach Energieträgern qualitativ beschrieben.

Strom

Es wird grundsätzlich der Ansatz verfolgt, für die Kosten des Strombezugs den stündlich aufgelösten Marktwert (Strommarktpreis) zu veranschlagen. Der erzeugte Strom kann im Modell flexibel entweder als Input für die Elektrolyse genutzt oder durch einen Verkauf an den Strommarkt exportiert werden.

- **Stromnetz:** Strom für die Elektrolyse kann jederzeit aus dem Stromnetz bezogen werden. Dabei fallen Kosten in Höhe der aktuellen Strompreise zuzüglich Steuern, Abgaben und Umlagen an. Ebenso kann Strom jederzeit in das Stromnetz exportiert werden, dieser wird mit dem aktuellen Strompreis vergütet.
- **Post-EEG-Anlagen:** Wind- und PV-Anlagen produzieren entsprechend lokalen Witterungsverhältnissen Strom. Wenn der Strom dieser Anlagen genutzt werden soll, muss die gesamte jährliche Erzeugung zu einem festen Tarif abgenommen werden. Diese garantierte risikolose Vergütung für die Post-EEG-Anlagenbetreiber liegt im Regelfall leicht unter dem Marktwert des erzeugten Stroms. Der im Modell veranschlagte Preis für die Nutzung von Post-EEG-Strom entspricht den Konditionen eines potenziellen Power-Purchase-Agreements (PPA), sprich bei Nutzung einer bestimmten Anlagenleistung muss der gesamte über das Jahr produzierte Strom dieser Anlage abgenommen und dem Anlagenbetreiber vergütet werden. Das Modell entscheidet endogen über den Umfang der genutzten Anlagenleistung im Rahmen der regionalen Kapazitätsrestriktionen.
- **MHKW:** Für den Strombezug vom MHKW wird dem Anlagenbetreiber ebenfalls eine Stromabnahme und -vergütung im Sinne eines PPA zugesichert. Der an den Anlagenbetreiber gezahlte Preis entspricht dabei dem Marktwert des erzeugten Stroms. MHKW sind begrenzt regelbar und laufen entsprechend bei einer Mindestauslastung von 91 Prozent (8.000 Volllaststunden). Das Modell entscheidet endogen über den Umfang der genutzten Anlagenleistung im Rahmen der regionalen Kapazitätsrestriktionen.

Wasserstoff

- **Elektrolyse:** Der erzeugte oder importierte Strom kann mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden. Dimensionierung und Betriebsführung werden endogen bestimmt. Für den Zubau von Elektrolysekapazität werden annualisierte Fixkosten und jährliche Fixkosten veranschlagt. Alle Verdichtungsleistung, die benötigt wird, um den Wasserstoff auf 500 bar und für PKW auf 700 bar zu verdichten, wird dem Elektrolyseur zugeordnet.
- **H₂-Speicher:** Erzeugter oder importierter Wasserstoff kann gespeichert werden. Die Dimensionierung des Speichers und die Betriebsführung werden endogen bestimmt. Für den Zubau werden annualisierte Investitionskosten veranschlagt. Das Verhältnis zwischen Speicherkapazität und der Ein-/Ausgabeleistung wird exogen vorgegeben. Verlustleistungen können über sowohl die Aus- und Einspeisung wie auch die Speicherdauer berücksichtigt werden.
- **H₂-Nachfrage:** Die unelastische Nachfrage ist in Form eines stündlich aufgelösten Nachfrageprofils exogen gegeben, das die aus dem Transport- und Tankstellenkonzept resultierende Nachfrage am Elektrolyseur oder H₂-Speicher abbildet. Für die Verteilung des Wasserstoffs in den Regionen werden Trailer, Container und ein Tankstellennetz benötigt. Die Nachfrage wird exogen vorgegeben und die assoziierten fixen und variablen Kosten auf die jährliche Nachfrage umgelegt. Sie werden als variable Kosten der Nachfrage-Komponente zugeordnet und so in den Gesamtsystemkosten berücksichtigt.
- **Transport innerhalb der Kompetenzregion:** Die H₂-Sammelschienen der vier Regionen sind miteinander verbunden. Es kann zu jedem Zeitpunkt Wasserstoff zu fixen Kosten zwischen den Regionen transportiert werden. Variable Transportkosten sind dabei abhängig von der Distanz zwischen zwei Knoten und spiegeln im Wesentlichen Treibstoffkosten wieder.
- **Blauer und grüner H₂-Import:** Wasserstoff kann zu jedem Zeitpunkt an jedem Knoten von außerhalb der Region zu einem festen Preis importiert werden. Es kann sowohl blauer wie auch grüner Wasserstoff importiert werden, die sich jeweils im Preis und assoziierten Emissionsfaktor unterscheiden.

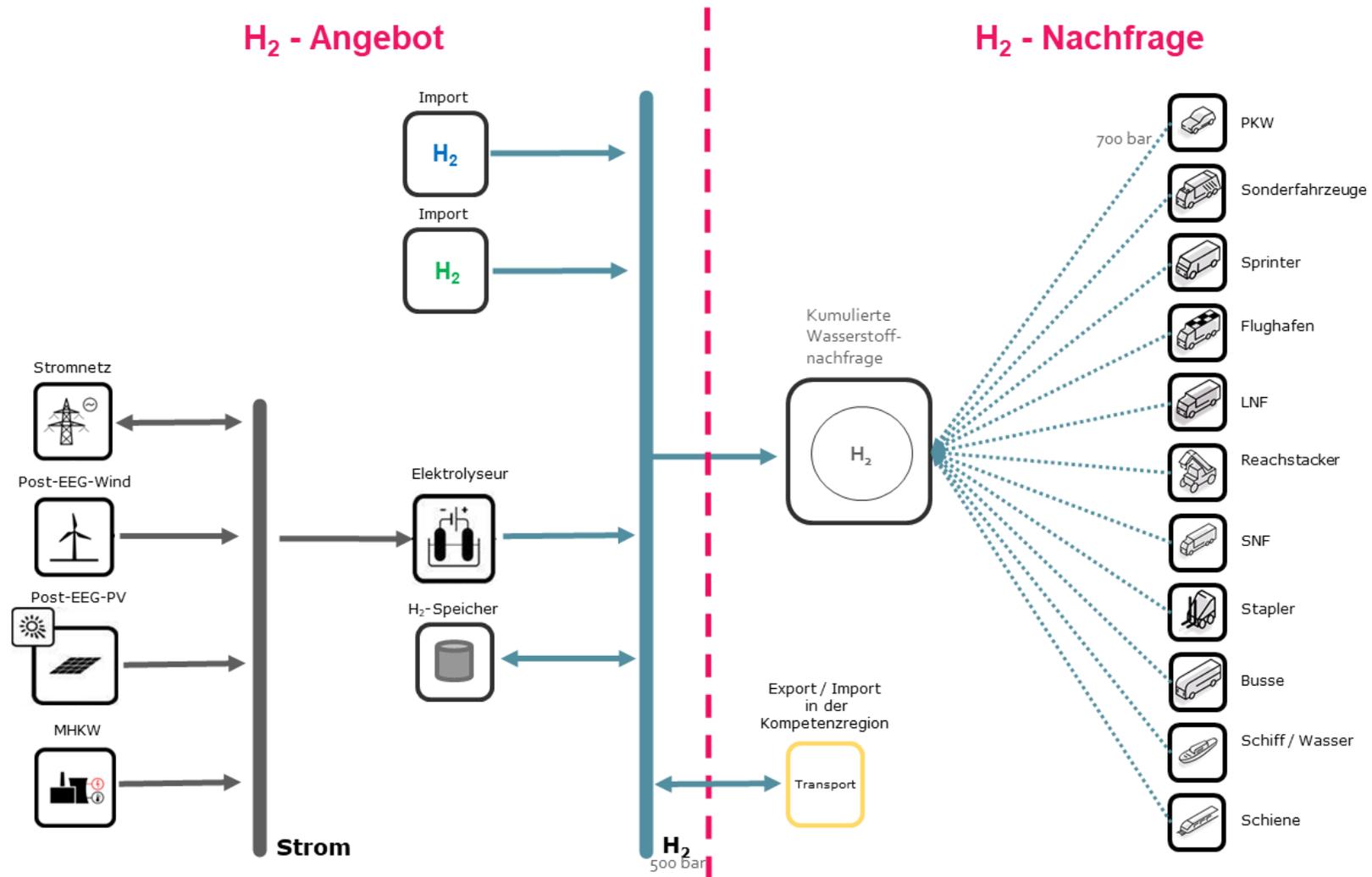


Abbildung 5: Struktur des Energiesystems an den einzelnen Knoten



Schematische Wirkzusammenhänge zwischen den Komponenten des Energiesystemmodells

Ein wesentliches Ziel der Modellierung ist es, die Bereitstellungskosten des Wasserstoffs für den Mobilitätssektor in der Kompetenzregion zu bestimmen. Neben der Struktur des Energiesystems ist dabei auch die Parametrisierung der Komponenten entscheidend. Abbildung 6 stellt die Wirkzusammenhänge zwischen den Komponenten dar, wie sie aus der Parametrisierung und Struktur des Systems resultieren.

Auf der Stromseite des Elektrolyseurs wird der Strombezug optimiert, der grundsätzlich über Post-EEG-Anlagen, MHKW und über das Stromnetz möglich ist (Optimierung 1, Abbildung 6). Bei der Stromerzeugung wird mit Ausnahme des Stromimports im Wesentlichen der Umfang der genutzten Leistung der Anlagen optimiert. Die tatsächliche Stromerzeugung resultiert dann für die Post-EEG-Anlagen aus den Witterungsbedingungen und für die MHKW indirekt über das Abfalldargebot⁹. Der regional erzeugte Strom kann dann dem Elektrolyseur zugeführt oder am Markt verkauft werden. Da für die Kosten, zu denen die Leistung von den MHKW bezogen wird, exakt der Wert des erzeugten Stroms festgelegt ist, fallen keine Systemkosten an, wenn der Strom wiederum am Markt veräußert wird. Wird hingegen der Strom für den Betrieb der Elektrolyse genutzt, entstehen Opportunitätskosten in Höhe der entgangenen Vergütung durch einen möglichen Verkauf am Strommarkt. Gleiches Prinzip findet leicht abgewandelt auch für die Post-EEG-Anlagen Anwendung. Hier wird exogen ein fester Marktwert des erzeugten Stroms festgelegt, der an die EEG-Anlagenbetreiber gezahlt wird. Entsprechend können je nach Verhältnis von aktuellen Strommarktpreisen und festgelegter Vergütung für den Post-EEG-Strom Einnahmen durch die Vermarktung des Post-EEG-Stroms am Markt generiert werden. Aus dem Netz kann Strom jederzeit bezogen werden. Dabei fallen Kosten in Höhe des Strompreises zuzüglich Steuern, Abgaben und Umlagen an. Grundsätzlich können, je nach gewähltem Szenario, in dem Modell auch Abgaben und Umlagen für den Strombezug aus den EE-Anlagen berücksichtigt werden.

Auf der Wasserstoffproduktionsseite des Elektrolyseurs optimiert das Modell die zu liefernden Wasserstoffmengen aus den Bezugsquellen ‚Regionale Erzeugung‘ und

‚Import‘ anhand der Parameter Verfügbarkeit (je Bezugsquelle) und Wasserstoffgestehungskosten (Optimierung 2, Abbildung 6). Die H₂-Bereitstellungskosten an der Tankstelle ergeben sich dann aus den gewichteten Kosten für die regionale Erzeugung und den Importen. Die Verteilung an die vier Knoten über die Tankstellen ist nicht Teil der Optimierung. Die Kosten für Trailer, Container und Tankstellen sowie Distribution werden vollständig der Nachfrage zugeordnet. Das Transportkonzept wird darüber hinaus bei der Formulierung des Nachfragelastgangs berücksichtigt (vgl. Nachfragelastgang für die H₂-Mobilität). Dieser fixe Nachfragelastgang berücksichtigt, zu welchem Zeitpunkt die Tankstellen beliefert werden müssen.

Eine Abstimmung von Strombezug und Wasserstoffnachfrage wird durch die optimierte Auslegung und Betriebsführung des Elektrolyseurs und Wasserstoffspeichers ermöglicht. Dabei anfallende CAPEX- und OPEX-Kosten werden ebenfalls in den zu minimierenden durchschnittlichen H₂-Bereitstellungskosten berücksichtigt.

Für den Import und die Erzeugung von Energieträgern sind spezifische Emissionsfaktoren hinterlegt. Emissionen sind ein direktes Residuum der Betriebsführung der Anlagen.

–

⁹ Für die MHKW besteht ein eingeschränkter Spielraum, die Betriebsführung (Stromerzeugung) zu optimieren, da diese Anlagen aufgrund des Abfalldargebots eine Auslastung von mindestens 8.000 Volllaststunden haben.

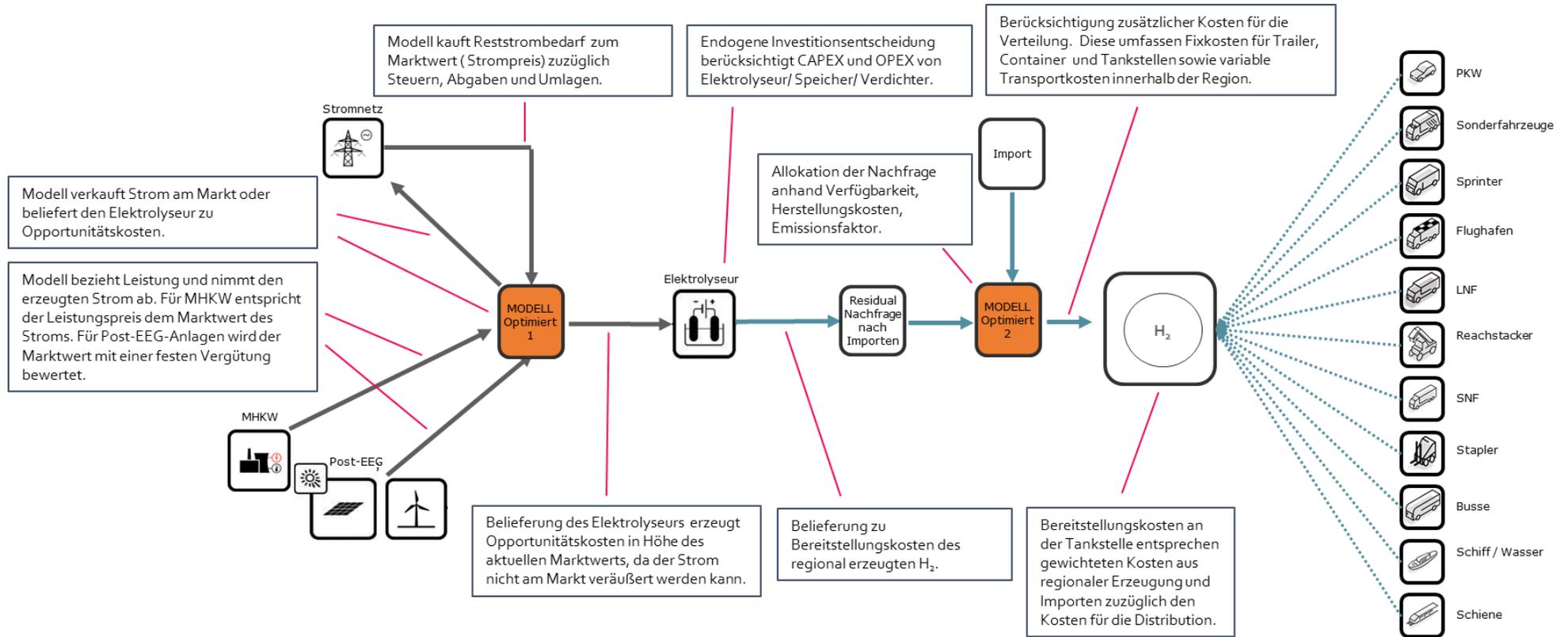


Abbildung 6: Schematische Wirkzusammenhänge zwischen den Komponenten des Energiesystemmodells

Abbildung des H2.Enablers im Modell

In Summe erlaubt das gewählte Modellierungskonzept eine Potenzialabschätzung des H2.Enablers im Kontext der regionalen Potenziale. Dafür sind folgende Aspekte maßgeblich:

- **Die berechneten Bereitstellungskosten des Wasserstoffs lassen sich als Break-even-Preis für die regionale H₂-Erzeugung interpretieren:** Alle Kosten entlang der Wertschöpfungskette der regionalen Wasserstofferzeugung sind im Modell abgebildet. Wichtig ist hierbei, dass auch die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff klar von der Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung getrennt ist. Für den Verkauf von MHKW-Strom am Strommarkt, der nicht der Elektrolyse zugeführt wird, entstehen keine Deckungsbeiträge, da der Bezugspreis vom MHKW mit dem Verkaufspreis am Markt übereinstimmt. Für Post-EEG-Anlagen hingegen werden Deckungsbeiträge, die durch die Differenz des Einkaufspreises und den Strommarktpreisen entstehen können, angerechnet, da der Weiterbetrieb dieser Anlagen zu dem Geschäftsbereich des H2.Enablers gehört.
- **Der Wert des Post-EEG-Stroms wird maximiert:** Ein grundsätzliches Problem ist die Nutzenkonkurrenz von EE-Strom. Die gewählte Modellierung stellt sicher, dass der Strom zu seinem maximalen Wert vermarktet wird. Dies wird dadurch erreicht, dass in der Optimierung immer die Möglichkeit besteht, den Post-EEG-Strom entweder der Elektrolyse zuzuführen oder aber am Strommarkt zu veräußern. Diese Entscheidung wird unter der Vorgabe einer Kostenminimierung getroffen.
- **Schaffung eines realistischen Rahmens für den Weiterbetrieb der Post-EEG-Anlagen:** Anlagenbetreiber stehen vor der Herausforderung der Vermarktung des produzierten EE-Stroms nach Herausfallen aus der EEG-Förderung. Das Modell bildet die Funktion des H2.Enablers ab, Anlagenbetreibern eine gesicherte Abnahme des Post-EEG-Stroms zu bieten und die weitere Vermarktung zu übernehmen. Dazu trifft das Modell die Entscheidung zwischen einer Nutzung in den Elektrolyseanlagen oder eines Weiterverkaufs an das Stromnetz.
- **Koordination des Infrastrukturaufbaus und der Wasserstoffverteilung innerhalb der Kompetenzregion durch den H2.Enabler:** Durch die endogene Optimierung der regionalen Wasserstoffproduktion auf der einen und des

überregionalen Imports von Wasserstoff auf der anderen Seite bildet das Modell die Funktion des H2.Enablers ab, das H₂-Angebot und die H₂-Nachfrage in der Kompetenzregion aufeinander abzustimmen. Dazu wird sowohl der Ausgleich innerhalb der Region durch den Transport von Wasserstoff zwischen den Knoten wie auch die lokale und temporäre Speicherung von Wasserstoff an den Elektrolyseuren berücksichtigt. Diese Koordination hat entscheidenden Einfluss auf die Auslastung der Elektrolyseure und damit auf die Wirtschaftlichkeit der regionalen Wasserstofferzeugung.

- **Das Vier-Knoten-Modell erlaubt, die strukturellen Unterschiede innerhalb der Kompetenzregion hinsichtlich Stromangebot und H₂-Nachfrage zu berücksichtigen:** Das zeitliche und räumliche Auseinanderfallen von Angebot und Nachfrage ist eine wesentliche Herausforderung für die Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffbereitstellung, die durch das Vier-Knoten-Modell berücksichtigt wird. Genauso ermöglicht das Modell aber auch, zu untersuchen, in welchem Maße die Region von der Vernetzung profitieren kann.
- **Versorgungssicherung der Wasserstoffnachfrage durch den H2.Enabler:** Durch die Sicherstellung der Deckung der exogen vorgegebenen Wasserstoffnachfrage an allen Knoten des Modells, sprich in allen Kreisen der Kompetenzregion, bildet das Modell die Funktion ab, den Fahrzeugflottenbetreibern sowie Privatpersonen mit Brennstoffzellenfahrzeugen eine gesicherte Bereitstellung entsprechend ihrer prognostizierten Nachfrage zu liefern.

Mathematische Formulierung

Das für die Erstellung des Feinkonzepts angewendete Energiesystemmodell minimiert die Gesamtsystemkosten über 8.760 Stunden eines repräsentativen Jahres und berücksichtigt dabei saisonal bedingte Schwankungen auf der Nachfrage- und Angebotsseite. Angelehnt an Formulierungen von Löffler et al. (2017) und Zerrahn/Schill (2017) beinhalten die Gesamtsystemkosten die annualisierten Investitionskosten, jährlichen Fixkosten sowie variablen Kosten (z. B. Brennstoffkosten) für jede Systemkomponente. Zu diesen Komponenten gehören erneuerbare Erzeugungskapazitäten, der Stromimport und -export, Elektrolyseure sowie Wasserstoffspeicher. Für jedes Zeitinkrement muss eine preisunelastische Nachfrage nach Wasserstoff gedeckt werden.



Im Folgenden werden Sets, Parameter und Variablen beschrieben. In der gewählten Notation markieren Großbuchstaben Parameter, während Variablen in Kleinbuchstaben aufgeführt werden.

| Variable | Unit | Description: |
|----------------------------|--------|---|
| z | [EUR] | Zielfunktionswert als Systemkosten |
| $f_{(n,nn,t)}$ | [MWh] | Fluss entlang der Kante von n zu nn |
| $f_{(n,nn,t)}^{grad,up}$ | Scalar | Gradient von zwei aufeinanderfolgenden Zeitschritten t für den Fluss von n zu nn , wenn dieser steigt |
| $f_{(n,nn,t)}^{grad,down}$ | Scalar | Gradient von zwei aufeinanderfolgenden Zeitschritten t für den Fluss n zu nn , wenn dieser sinkt |
| $i_{n,t}^{sto}$ | [MWh] | Füllstand des Speichers am Knoten n in Zeitschritt t |
| $i_{n,s}^{inv}$ | [MW] | Investition in Kapazitätserweiterung für den Fluss vom Knoten inv zu seinem Nachfolger s |
| i_n^{sto} | [MWh] | Investition in eine Kapazitätserweiterung des Speichers am Knoten n . |

| Mengen | Element | Description: | oemof.solph |
|-------------------------------------|-----------|---|-------------|
| \mathfrak{N} | $\ni n$ | Menge aller Knoten mit <i>alias</i> (n, nn) | Node |
| $\mathfrak{B} \subset \mathfrak{N}$ | $\ni b$ | Teilmenge aller Busse | Bus |
| $\mathfrak{R} \subset \mathfrak{N}$ | $\ni res$ | Teilmenge aller erneuerbaren Komponenten mit volatiler Erzeugung | Source |

| | | | |
|--------------------------------------|---------------|---|-----------------|
| $\mathfrak{C} \subset \mathfrak{N}$ | $\ni con$ | Teilmenge aller Komponenten mit regelbarer Erzeugung | Transformer |
| $\mathfrak{S} \subset \mathfrak{N}$ | $\ni sto$ | Teilmenge aller Speicherkomponenten | Generic Storage |
| $\mathfrak{X} \subset \mathfrak{N}$ | $\ni x$ | Teilmenge aller Komponenten der Wasserstoffherstellung | Transformer |
| $\mathfrak{I} \subset \mathfrak{N}$ | $\ni imp$ | Teilmenge aller Importkomponenten | Source |
| $\mathfrak{E} \subset \mathfrak{N}$ | $\ni exp$ | Teilmenge aller Exportkomponenten | Sink |
| $\mathfrak{D} \subset \mathfrak{N}$ | $\ni dem$ | Teilmenge aller Nachfragekomponenten | Sink |
| $\mathfrak{IN} \subset \mathfrak{N}$ | $\ni inv$ | Teilmenge aller Komponenten, die in der Investitionsplanung berücksichtigt werden | - |
| \mathfrak{E} | $\ni (n, nn)$ | Teilmenge aller gerichteten Kanten von n zu nn | - |
| $\mathfrak{P}\mathfrak{E}_n$ | $\ni p_n$ | Teilmenge aller Vorgänger p des Knoten n | Node n |
| $\mathfrak{S}\mathfrak{U}_n$ | $\ni s_n$ | Teilmenge aller Nachfolger s des Knoten n | Node n |
| \mathfrak{T} | $\ni t$ | Menge aller Zeitschritte t | - |

Tabelle 1: Variablen und Mengen

| Parameter | Unit | Description: | | | |
|--|---------------------|---|----------------------|-------------------------|---|
| Abschnitt I – Globale Parameter | | | | | |
| CAP^{CO_2} | [tCO ₂] | Jährliches Limit der CO ₂ -Emissionen | | | |
| τ_t | - | Faktor zur Berücksichtigung der Länge vom Zeitschritt t | | | |
| Abschnitt II – Komponenten | | | | | |
| $C_{(n,nn),t}^{flow}$ | [EUR/MWh] | Variable Kosten assoziiert mit dem Fluss vom Vorgang von n zu nn in t | $MIN_{n,nn}^{flow}$ | [0,1] | Untergrenze für den Kapazitätsfaktor des Flusses vom Vorgänger n zum Nachfolger nn |
| $C_n^{inv\setsto}$ | [EUR/MW] | Summe aller annualisierten Kosten für die Kapazitätserweiterung sowie die jährlichen Fixkosten am Knoten n | INI_n^{sto} | [0,1] | Initialer Füllstand des Speichers in % der Speicherkapazität am Knoten n |
| $C_n^{inv \cap sto}$ | [EUR/MWh] | Summe aller annualisierten Kosten für die Kapazitätserweiterung sowie die jährlichen Fixkosten für den Speicher am Knoten n | $IREL_n^{sto}$ | [0,1] | Verhältnis zwischen Ein-/Auspeicherleistung und Speicherkapazität für die Investition in den Speicher sto am Knoten n |
| $\eta_{n,nn,t}$ | scalar | Wirkungsgrad des Flusses vom Vorgänger n zum Nachfolger nn in t | $EF_{n,nn}^{flow}$ | [tCO ₂ /MWh] | Emissionsfaktor assoziiert mit dem Fluss f von n zu nn |
| $CAP_{n,nn}^{flow}$ | [MW] | Obergrenze für den Fluss vom Vorgänger n zum Nachfolger nn | Tabelle 2: Parameter | | |
| $CAP_{n,nn}^{inv\setsto}$ | [MW] | Obergrenze für die Kapazitätserweiterung des Flusses vom Vorgänger n zum Nachfolger nn | | | |
| $CAP_n^{inv \cap sto}$ | [MWh] | Obergrenze für die Kapazitätserweiterung des Speichers am Knoten n | | | |
| $FED_{t,n}^{res}$ | [MWh/MW] | Wert in der normalisierten Einspeisezeitreihe für den Zeitschritt t für res am Knoten n | | | |
| $DEM_{dem}^{H_2}$ | [MWh] | Jährliche Nachfrage am Knoten n | | | |
| $DLP_{dem,t}^{H_2}$ | [MWh/MWh] | Wert in dem normalisierten Nachfragelastgang für den Zeitschritt tt für dem am Knoten n | | | |
| $SMA_{n,nn}^{flow}$ | [MWh] | Jährliche Obergrenze für den Fluss vom Vorgänger n zum Nachfolger nn | | | |

Zielfunktion

Die variablen Kosten sind mit Energieflüssen (*Flows*) zwischen zwei benachbarten Knoten verbunden, die standardmäßig auf null gesetzt werden, falls nicht anders angegeben. Investitionskosten sind mit der Kapazitätserweiterung für den Fluss zwischen einem Knoten und seinem Nachfolger assoziiert. Folglich hängen die Investitionen immer mit dem Output einer Komponente zusammen. Die annualisierten Investitionskosten und jährlichen Fixkosten werden in den Parametern $C_n^{inv\setsto}$ oder $C_n^{inv\cap sto}$ aggregiert. Dies ist möglich, da das Modell exakt ein repräsentatives Jahr abbildet. Bestandsanlagen werden ohne Investitionskosten mit fixen Kapazitäten abgebildet und als abgeschlossen mit Grenzkosten betrachtet, so dass jährliche Fixkosten entfallen. Die variablen Kosten der Bestandsanlagen sind in den Parametern $C_{n,nn,t}^{flow}$ oder $C_{n,nn,t}^{inv/sto}$ berücksichtigt. Die Gesamtsystemkosten werden minimiert (1).

$$\begin{aligned}
 & \min_f \sum_{t \in T} \sum_{(n,nn) \in \mathcal{E}} C_{n,nn,t}^{flow} * f_{n,nn,t} * \tau_t \\
 & + \sum_{n \in inv\setsto, nn} C_{n,nn}^{inv\setsto} * i_{n,nn}^{inv} \\
 & + \sum_{n \in sto \cap inv, nn} C_n^{inv \cap sto} * i_{n,nn}^{sto}
 \end{aligned} \quad (1)$$

Gleichgewichte der Zu- und Abflüsse von Energieträger, Elektrolyseur und Speicher

Die Energieträger sind jeweils durch einen *Bus* repräsentiert, wobei Zu- und Abfluss für jeden Zeitschritt ausbalanciert sein müssen (2). Dies sind im vorliegenden Fall Strom und Wasserstoff.

$$\sum_{p_b} f_{(p_b,b),t} - \sum_{s_b} f_{(b,s_b),t} = 0 \quad \forall b, t \quad (2)$$

Der Elektrolyseur wird durch eine Transformer-Komponente dargestellt, die mehrere Busse miteinander verbindet. Das lineare Verhältnis zwischen Ein- und Ausgang wird als Wirkungsgrad angegeben η (3).

$$-\frac{1}{\eta_{p_n,n,t}} * f_{p_n,n,t} + f_{n,s_n,t} = 0 \quad \forall n \in con, x; \forall t; \forall s_n, p_n \quad (3)$$

Die Gleichgewichtsgleichung für Speicher ist gegeben durch (4).

$$l_{n,t} + l_{n,t-1} + \sum_{p_n} f_{p_n,n,t} - \sum_{s_n} f_{n,s_n,t} \leq 0 \quad \forall n \in sto; \forall t \quad (4)$$

Flüsse für Importe, Exporte und feste Nachfrage

Die Flüsse sind entweder uneingeschränkt oder unterliegen einer Obergrenze. So kann der Import und Export von Strom oder Wasserstoff durch die Kapazitäten der Leitungen oder begrenzte Transportkapazitäten limitiert sein. Diese wird durch eine Obergrenze für die Ausgangsströme $CAP_{p,s}^{flow}$ eines Knotens dargestellt, die ansonsten standardmäßig auf null gesetzt ist (5 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

$$-CAP_{n,s_n}^{flow} + f_{n,s_n,t} \leq 0 \quad \forall n \in imp; \forall s_n; \forall t \quad (5.1)$$

$$-CAP_{p_n,n}^{flow} + f_{p_n,n,t} \leq 0 \quad \forall n \in exp \forall p_n; \forall t \quad (5.2)$$

Das Modell muss eine unelastische Wasserstoffnachfrage bedienen, die in Form eines stündlichen Nachfragelastgangs gegeben ist (siehe Nachfragelastgang für die H2-Mobilität). Die Eingangsflüsse von den Vorgänger- zu den Bedarfskomponenten gleichen somit dem stündlichen Bedarf (6 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die Nachfragemenge in jedem Zeitschritt wird durch Multiplikation der gesamten jährlichen Nachfrage DEM_{dem}^{H2} mit einem normierten synthetischen Nachfrageprofil $DLP_{dem,t}^{H2}$ bestimmt.

$$DEM_{dem}^{H2} * DLP_{dem,t}^{H2} - \sum_{p_{dem}} f_{p_n,dem,t} = 0 \quad \forall dem; \forall t \quad (6)$$

Importe und Exporte können ebenfalls jährlichen Beschränkungen unterliegen. Dies ist insbesondere für die Versorgung des Systems mit gegebenenfalls notwendigen Stromimporten oder -exporten von Bedeutung. Jährliche Importbeschränkungen spiegeln die regionale Verfügbarkeit wider und können auch zur Berechnung des

bilanziellen Autarkiegrads dienen (7). Wenn nicht anders angegeben, werden die Jahresgrenzen standardmäßig auf unbegrenzt gesetzt. Ein minimaler jährlicher Fluss könnte bei Bedarf in ähnlicher Weise festgesetzt werden.

$$-SMA_{n,s_n}^{flow} + \sum_t f_{n,s_n,t} \leq 0 \quad \forall n \in imp; \forall s_n \quad (7.1)$$

$$-SMA_{p_n,n}^{flow} + \sum_t f_{p_n,n,t} \leq 0 \quad \forall n \in exp, dem; \forall p_n \quad (7.2)$$

Investitionen (*investment flows*) für regelbare Wasserstofferzeugung

Der Ausgangsfluss einer anpassbaren Erzeugungstechnologie mit endogenen Investitionen wird durch die entsprechende Investitionsvariable eingeschränkt (8).

$$-if_{n,s_n}^{inv} + f_{n,s_n,t} \leq 0 \quad \forall n \in con, x; \forall s_n, t \quad (8)$$

Einige Technologien wie MHKW werden bei sehr hoher Auslastung betrieben und sind entsprechend eingeschränkt regelbar. Gleichung (9) ermöglicht das Festlegen einer Untergrenze für die Erzeugung.

$$if_{n,s_n}^{inv} * MIN_{n,s_n}^f - f_{n,s_n,t} \leq 0 \quad \forall n \in con; \forall s_n, t \quad (9)$$

Investitionen (*fixed investment flow*) für volatile Erzeugung

Die Stromerzeugung durch erneuerbare Erzeugungsanlagen Wind und PV wird durch eine Einspeisezeitreihe festgelegt und ist entsprechend nicht regelbar. Die tatsächlich produzierte Menge Strom in Zeitschritt t ergibt sich aus der Multiplikation der Investmentvariablen $i f_{res,s}^{inv}$ mit einer normalisierten Einspeisezeitreihe mit dem Index t (10)

$$-FED_{res,t}^{res} * i f_{res,s}^{inv} + \sum_{s_{res}} f_{res,s_{res},t} = 0 \quad \forall res \in inv; \forall s_{res}, t \quad (10)$$

Investments sind entweder unbeschränkt oder haben eine Obergrenze. So ist zum Beispiel der Ausbau erneuerbarer Kapazitäten durch die regionalen Potenziale beschränkt. Dies wird durch den Parameter $CAP_{n,inv}^{inv}$ bestimmt (11).

$$-CAP_{inv,s_{inv}}^{inv} + \sum_{s_{inv}} i f_{inv,s_{inv}}^{inv} \leq 0 \quad \forall inv \notin sto, t \quad (11)$$

Investitionen in Speicherkapazitäten

Für Speicher muss der initiale Speicherstand in $t = -1$ angegeben werden und wird als prozentualer Anteil der durch die Investitionsvariable definierten Kapazität festgelegt (12).

$$-l_{n,t=-1} + if_n^{sto} * INI_n^{sto} = 0 \quad \forall n \in sto \quad (12)$$

Die nutzbare Speicherkapazität wird durch die Investitionsvariable if_n^{sto} bestimmt. (13).

$$-if_n^{sto} + l_{n,t} \leq 0 \quad \forall n \in sto \quad (13)$$

(14) definiert bei Bedarf eine Obergrenze für die Investitionen in Speicherkapazität.

$$-CAP_{sto}^{inv \cap sto} + if_{sto}^{sto} \leq 0 \quad \forall sto \in inv \quad (14)$$

Der Parameter $IREL_{L_{sto}}^{sto}$ definiert ein festes Verhältnis zwischen Speicherkapazität und Ein- und Ausspeiseleistung (15, 16).

$$-IREL_{sto}^{sto} * if_{sto}^{sto} + \sum_{s_{sto}} f_{sto,s_{sto},t} \leq 0 \quad \forall sto \in inv; \forall t \quad (15)$$

$$-IREL_{sto}^{sto} * if_{sto}^{sto} + \sum_{p_{sto}} f_{p_{sto},sto,t} \leq 0 \quad \forall sto \in inv; \forall t \quad (16)$$

Modellparameter

Im Nachfolgenden werden alle modellspezifischen Parameter dargestellt.

| Globale Parameter | | | Kommentar/Quelle |
|--|---------|--------------------------|--|
| Diesel-Emissionsfaktor | 0,00324 | t CO ₂ /l | DIN EN 16258 Tabelle A.1.- Well-to-Wheel |
| Dieserverbrauch Trailer-Transport | 0,35 | l/(km*t H ₂) | Projektübergreifende Annahme (Forschungszentrum Jülich) |
| Dieselpreis | 1,14 | EUR/l | Projektübergreifende Annahme (Forschungszentrum Jülich) |
| Abgaben/Steuern/Umlagen Strombezug aus Netz | 91 | EUR/MWh | dena (2018) |
| Post-EEG-Strom Vergütung | 40 | EUR/MWh | Eigene Annahme basierend auf Deutsche Windguard (2017) |
| Minimale Volllaststunden MHKW | 8000 | h | Eigene Annahme basierend auf Angaben der MHKW Betreiber |
| Durchschnittliche Transportdistanz an Knoten | 20 | km | Eigene Annahme |
| Anteil PKW 2030 | 0,04 | % | Anteil der Verdichtung, die auf 700 bar verdichtet werden muss |
| Anteil PKW 2025 | 0,06 | % | Anteil der Verdichtung, die auf 700 bar verdichtet werden muss |
| Kapitalkosten als WACC | 6 | % | Eigene Annahme aus Referenzprojekten |

Tabelle 3: Techno-ökonomische Parameter der Infrastruktur

| | MHKW | Stromnetz | Post-EEG Wind | Post-EEG PV |
|------------------------|--|--|---|---|
| Beschreibung | Modellendogene Bestimmung der vorgehaltenen Leistung und abgenommener Energie. | (Rest-)Strom kann ohne Kapazitätsbeschränkung aus dem Netz bezogen werden. Geringe Relevanz in Modell. | | |
| Variable Kosten | keine | 2025: Enervis Best Guess 2025 + Stromnebenkosten 2030: Enervis Best Guess 2030 + Stromnebenkosten | keine | keine |
| Fixe Kosten | 2025: 440.957 EUR/MW 2030: 544.927 EUR/MW | keine | Stromwert wird aus Volllaststunden und Vergütung von 4 ct/kWh je Knoten bestimmt. | Stromwert wird aus Volllaststunden und Vergütung von 4 ct/kWh je Knoten bestimmt. |

Tabelle 4: Parameter des Strombezugs¹⁰

¹⁰ Parameter entsprechend der Angaben des Forschungszentrums Jülich.

| | Elektrolyseur | Speicher | Import „grüner“ H2 | Import „blauer“ H2 | Verteil-Infrastruktur |
|------------------------|--|--|--|--|---|
| Beschreibung | Die gesamte Aufbereitung und Verdichtung werden dem Elektrolyseur zugeordnet. | Druckspeicher ohne Verdichter. | Maximale stündliche Leistung beträgt 20 % der maximalen Nachfrageleistung. | Maximale stündliche Leistung beträgt 20 % der maximalen Nachfrageleistung. | Trailer, Container, Tankstellen und durchschnittliche Transportdistanz von 20 km an den Konten. |
| Variable Kosten | Strombezug | keine | 25: 5,5 EUR/kg H ₂ 30: 4,5 EUR/kg H ₂ | 25: 5 EUR/kg H ₂ 30: 4 EUR/kg H ₂ | 25: 3,09 EUR/kg H ₂ 30: 2,36 EUR/kg H ₂ |
| Fixe Kosten | 25: 750 €/kWh _{el} +OPEX 30: 650 €/kWh _{el} +OPEX | 25: 469 €/kg H ₂ +OPEX 30: 469 €/kg H ₂ +OPEX | keine | keine | - |
| Wirkungsgrad | 25: 59 % 30: 59 % | Einspeicherung ¹¹ : 95 % Verlustleistung von 0,001 MWh/h | - | - | - |

Tabelle 5: Parameter der Wasserstoffinfrastruktur¹²

¹¹ Eigene Annahme

¹² Parameter basierend auf Angaben des Forschungszentrums Jülich.

| Knoten | Erzeugung | Leistung [MW] und [MW _{peak}] | | |
|--------------------------|---------------|---|-------|-------|
| | | 2021 | 2025 | 2030 |
| Düsseldorf | Post-EEG-Wind | 0,133 | 0 | 2,565 |
| | MHKW | 26,66 | 26,66 | 26,66 |
| | Post-EEG-PV | 0 | 1,31 | 9,47 |
| Rhein-Kreis Neuss | Post-EEG-Wind | 11,71 | 15,01 | 21,57 |
| | MHKW | 0 | 0 | 0 |
| | Post-EEG-PV | 0 | 2,15 | 29,66 |
| Wuppertal | Post-EEG-Wind | 0,58 | 7,41 | 0,13 |
| | MHKW | 18,72 | 18,72 | 18,72 |
| | Post-EEG-PV | 0 | 1,31 | 7,17 |
| Duisburg | Post-EEG-Wind | 7,46 | 24,25 | 10,31 |
| | MHKW | 66,94 | 66,94 | 66,94 |
| | Post-EEG-PV | 0 | 4,26 | 52,52 |

Tabelle 6: Regionale Potenziale der Stromerzeugung¹³

Strompreiszeitreihen

Für die Simulation des Wasserstoffmarktes wurden Strompreiszeiten der im Enervis Best Guess Szenario hinterlegten Zeitreihe verwendet. Der Strompreis liegt für das Jahr 2030 (2025) bei 64 (53) EUR/MWh und damit um 42 (35) Prozent höher als der Durchschnittspreis der Strompreiszeitreihe für das Jahr 2020. Dabei prognostizierte die Strompreiszeitreihe für das Jahr 2030 keine negativen Preise. In der Zeitreihe sind Preisspitzen bis 600 EUR/MWh enthalten. Da diese Preise sehr wahrscheinlich mit einer niedrigen EE-Stromeinspeisung zusammenhängen, ist es

essenziell, dass hier bei der Berechnung/Auswahl der Einspeisezeitreihen das gleiche Wetterjahr genutzt wird

Einspeisezeitreihen für Post-EEG-Wind

Für die Kompetenzregion wurden mit der feedinlib Einspeisezeitreihen für Wind berechnet¹⁴. Hierzu wurden für jeden Knoten regional aufgelöste Wetterdaten aus dem Open_FRED-Projekt genutzt. Als Wetterjahr wurde das identische Jahr gewählt, das auch den Strompreiszeitreihen zugrunde liegt. Die Zeitreihen für die Stromerzeugung aus Windkraft sind mit einer Volllaststundenzahl von 2.100 Stunden eine gute Repräsentation der Post-EEG-Anlagen in der Region. Zur Verifikation wurde eine der regionalen Zeitreihen mit der im Enervis Best Guess Szenario hinterlegten Zeitreihe verglichen. Die Unterschiede in der Häufigkeitsverteilung lassen sich darauf zurückführen, dass die Enervis-Einspeisezeitreihe für Wind über eine größere Fläche gemittelt ist. Dies führt dazu, dass die Anzahl der Extremwerte abnimmt.

| | open_FRED 2004 | Enervis 2021 |
|---------------------------|----------------|--------------|
| Mittelwert | 0.24 | 0.45 |
| Volllaststunden | 2.109 | 3.943 |
| Standardabweichung | 0.28 | 0.32 |

Tabelle 7: Charakteristika der Einspeisezeitreihen für Wind im Vergleich

—

¹³ Darstellung auf Basis eigener Analysen (Netztransparenz.de, Interviews etc.)

¹⁴ Krien et al. (2019).

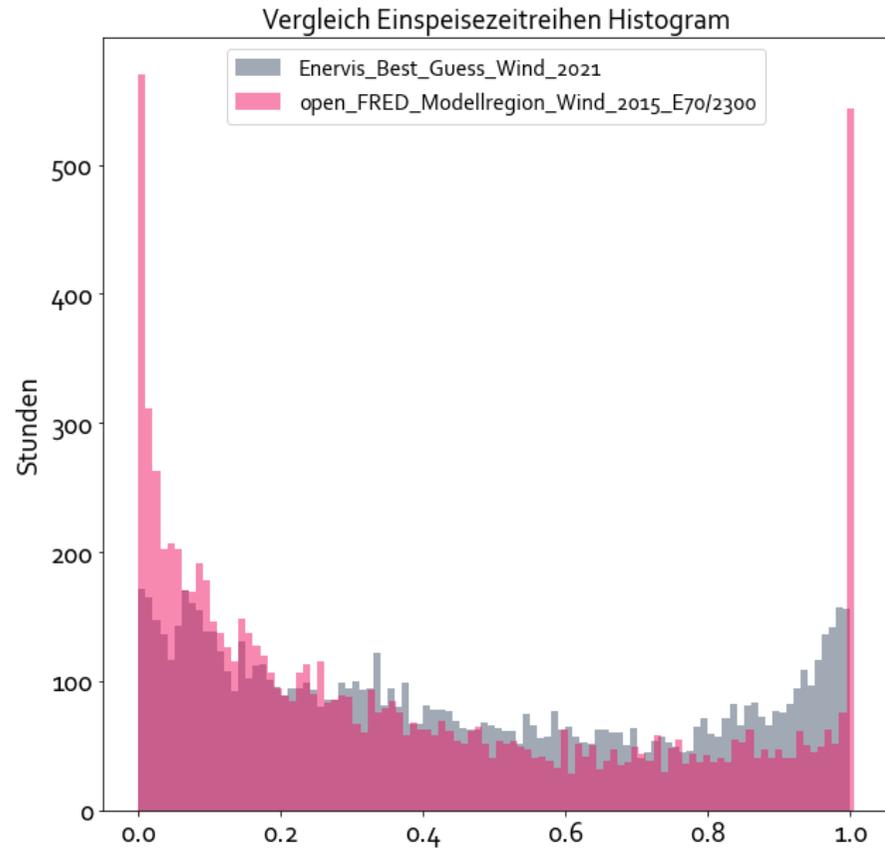


Abbildung 7: Häufigkeitsverteilung der Einspeisezeitreihen im Vergleich

Nachfragelastgang für die H₂-Mobilität

Um das vorgestellte Modellkonzept umzusetzen, muss dem Modell eine stündliche Auflösung der Wasserstoffnachfrage übergeben werden. Standardlastprofile, wie sie im Stromsektor verfügbar sind, liegen nicht vor. Zwar sind Ladeprofile von Elektroautos geringfügig verfügbar, jedoch unterscheiden sich Elektromobilität über Batterie und Brennstoffzelle in ihren technischen Eigenschaften sowie der benötigten Infrastruktur wesentlich. Daher sind Elektroladeprofile nicht zur Repräsentation der Wasserstoffnachfrage im Verkehr geeignet. Für dieses Projekt ist die Herleitung und Generierung eines synthetischen Nachfragelastgangs für Wasserstoff im Verkehrssektor erforderlich.

Eine Sichtung der Literatur zeigt, dass zum jetzigen Zeitpunkt nur wenige Ansätze zur Generierung eines synthetischen Wasserstofflastgangs existieren. Eine Arbeit von Grüger et al. (2018) zur Dimensionierung von Wasserstofftankstellen nähert sich der Wasserstoffnachfrage über Tankstellen, die zur Betankung von wasserstoffbetriebenen Car-Sharing-Fahrzeugen dienen sollen. Aufgrund der Datenbasis und des Fokus auf Car-Sharing kann der Lastgang nicht äquivalent übertragen werden¹⁵. Somit ist eine selbstentwickelte Herleitung eines synthetischen Lastgangs notwendig, der sich auf Annahmen und Kenntnisse bereits bestehender Fahrzeuge und Technologien stützt.

Hierfür wird an die Betrachtung von Grüger et al. (2018) angeknüpft und die Ermittlung der Wasserstoffnachfrage anhand einer Tankstelle fortgeführt. Die Wasserstoffnachfrage der Fahrzeuge wird durch Tankstellen bedient, welche unter Berücksichtigung der Tankstellenkapazität beliefert werden müssen. Die Belieferungsmengen repräsentieren somit die Nachfrage der Tankstelle. Daher wird im ersten Schritt ein **Wasserstoffnachfrageprofil für BZ-Fahrzeuge** hergeleitet, aus dem im zweiten Schritt die **Nachfrage der Wasserstofftankstellen** hergeleitet wird. Bei der Herleitung des Nachfrageprofils der Tankstellen wird das im Rahmen dieses Konzepts entworfene Transportkonzept berücksichtigt.

¹⁵ Vgl. Grüger et al. (2018), S. 5.

¹⁶ Vgl. Heinz (2018).

¹⁷ § 30 Abs. 3, 4 StVO.

¹⁸ Vgl. Wu et al. (2020), S. 11.

¹⁹ Vgl. Lohse-Busch et al. (2020), S. 870.

1. Wasserstoffnachfrageprofil für BZ-Fahrzeuge

Ziel ist es, die jährliche Nachfrage nach Wasserstoff durch BZ-Fahrzeuge auf die 8.760 Stunden eines Jahres zu verteilen. Die stündliche Nachfrage unterliegt dabei starken zeitlichen Schwankungen:

Der **wöchentliche Faktor** beruht auf der schwankenden Nutzung von PKW an Werktagen im Vergleich zum Wochenende nach Heinz (2018)¹⁶. Dieser entwickelt Lastprofile für Elektroautos für Werktagen und Wochenende zu unterschiedlichen Ladeszenarien, an denen erkennbar ist, dass Lastspitzen am Wochenende geringer ausfallen als an Werktagen. Diese Annahme fließt in den wöchentlichen Faktor für PKW ein. Daran angelehnt wird für LKW angenommen, dass am Samstag 20 Prozent weniger LKW-Verkehr herrscht und am Sonntag keiner aufgrund des Sonntag- und Feiertagsfahrverbots (nach § 30 Abs. 3, 4 StVO)¹⁷. Für Busse wird ein 20 Prozent geringerer Verkehr am Wochenende angenommen, basierend auf einer geringeren Fahrplanfrequenz.

Der **saisonale Faktor** begründet sich durch saisonale Temperaturschwankungen. Die Temperatur stellt nach Wu et al. (2020) einen der wichtigsten Einflussfaktoren auf den Kraftstoffverbrauch dar¹⁸. Dies bestätigt sich ebenfalls in Experimenten mit Wasserstoffautos von Lohse-Busch et al. (2020). Hierbei kann ebenfalls eine Ähnlichkeit zum konventionellen Verbrennungsfahrzeug beim temperaturabhängigen Kraftstoffverbrauch erkannt werden, so dass die temperaturabhängigen Fahrzeugverbräuche von Wasserstofffahrzeugen angelehnt an konventionelle Verbrenner angenommen werden können¹⁹. Für PKW und Busse wurde sich auf die Ergebnisse von Lohse-Busch gestützt; wobei der saisonale Faktor aus einem interpolierten Wert für den Wasserstoffmehrerverbrauch pro Grad Celsius errechnet wurde und mit der Abweichung zur durchschnittlichen monatlichen Temperatur in Deutschland nach Statista (2019) multipliziert wurde. Es wurde sich auf Ergebnisse der Testreihe

des Stadtfahrprofils UDDS#3 bezogen²⁰. Da LKW wesentlich größer sind und mit höheren Geschwindigkeiten auf Autobahnen verkehren, wurden für die Bestimmung des saisonalen Faktors für LKW die Ergebnisse einer Untersuchung zu Kraftstoffverbräuchen von Diesel-Trucks herangezogen. Der LKW-Faktor wurde auf Basis der Ergebnisse bei 600 RPM abgeleitet²¹, anschließend als Kraftstoffmehrverbrauch pro Grad Celsius interpoliert und mit der Abweichung zur Durchschnittstemperatur in Deutschland multipliziert (vgl. Quelle: eigene Darstellung, Berechnung basierend auf Lohse-Busch et al. (2020), Wu et al. (2020)

Tabelle 8).

| Faktor für Kraftstoffmehrverbrauch pro Grad Celsius | PKW/Bus | LKW |
|---|---------|--------|
| Negative Abweichung zur Referenztesttemperatur | 0,007 | 0,0034 |
| Positive Abweichung zur Referenztesttemperatur | 0,037 | 0,017 |
| Referenztesttemperatur PKW = 25 °C, LKW = 18,3 °C | | |

Quelle: eigene Darstellung, Berechnung basierend auf Lohse-Busch et al. (2020), Wu et al. (2020)

Tabelle 8: Faktor für Kraftstoffmehrverbrauch pro Grad Celsius für PKW/Bus und LKW

Die wöchentlichen und saisonalen Faktoren der Fahrzeugklassen werden zu einem Lastprofil je Fahrzeugklasse verrechnet. Die drei Lastprofile für die Fahrzeugklassen

PKW, LKW und Busse werden anhand des Fahrzeuganteils am Fahrzeugbestand zu einem Lastprofil aggregiert.

Aus den wöchentlichen und saisonalen Verbrauchsschwankungen lässt sich die kumulierte stündliche Last der Region im Verkehrssektor errechnen (siehe Abbildung 8). Die regelmäßig stark ausgeprägten Minima sind auf die wöchentlichen Schwankungen, insbesondere auf die Annahmen des geringeren Verkehrs am Wochenende, zurückzuführen.



Abbildung 8: Kumulierter Lastgang aller Fahrzeugklassen

2. Nachfrage der Wasserstofftankstellen

Der Lastgang der Fahrzeuge wird im zweiten Schritt in einen **Lastgang für die Tankstelle** übersetzt. Hierzu wird zunächst der Rahmen des Belieferungskonzepts entwickelt und um projektspezifische Angaben ergänzt (siehe Tabelle 9). Die **Belieferung einer Wasserstofftankstelle** kann durch Trailer (gasförmig/flüssig), Pipeline oder On-Site erfolgen²². Zurzeit werden die bestehenden Tankstellen entweder über On-Site-Konzepte betrieben oder per Trailer beliefert. Die On-Site-Erzeugung wird jedoch nur in kleineren Größen für eine dezentrale Versorgung eingesetzt²³. Für eine zukünftig zunehmende zentrale Bereitstellung von großen Mengen Wasserstoff wird daher eine Trailerbelieferung nötig sein, um den

²⁰ Urban Dynamometer Driving Schedule (UDDS) stellt ein Antriebsprofil leichter Nutzfahrzeuge für den städtischen Bereich mit einer leichten Beschleunigung dar, welches in einem von der US-Umweltschutzbehörde in Auftrag gegebenen Dynamometertest zum Kraftstoffverbrauch zum Einsatz kommt (Lohse-Busch et al. (2020), S. 864, EPA (2017)).

²¹ Vgl. Pekula et al. (2003), S. 152.

²² Vgl. e-mobil BW GmbH et al. (2013).

²³ Vgl. e-mobil BW GmbH et al. (2013), S. 23.

Wasserstoff an die Tankstellen zu verteilen. Für Transportdistanzen bis zu 400 km kommt vorzugsweise eine gasförmige Trailerbelieferung zum Tragen²⁴. Daher wird für die Untersuchung die Belieferung per Trailer in Gasform angenommen. Diese Form weist zudem für die heutigen und mittelfristig verfügbaren Tankstellengrößen geringere Investitionskosten auf. Bei steigendem Bedarf können langfristig auch Pipelinesysteme günstiger sein. Zudem ist anzumerken, dass im Modell alle Tankstellen der Kompetenzregion vereinfachend zu einer zusammengefasst abgebildet werden. Für die reale Umsetzung der Distribution innerhalb der Regionen müssten die exakte Tankstellenanzahl und die entsprechenden Transportwege differenziert betrachtet werden, was nicht Teil dieser Untersuchung ist.

| | |
|---|-------------------------|
| Konzept | Trailer gasförmig |
| Größe | 1.200 kg H ₂ |
| Anzahl der Trailer²⁵ | 3 |
| Durchschnittliche Befüllungsdauer am Elektrolyseur | 3 h |
| Durchschnittliche Transportzeit | 1 h |
| Unterer Heizwert Wasserstoff | 33,33 kWh/kg |

Quelle: eigene Darstellung nach projektspezifischen Vorgaben, LBST (2020)²⁶

Tabelle 9: Belieferungskonzept

Der Belieferungsvorgang erfolgt immer durch eine definierte Anzahl an Trailern, die simultan am Elektrolyseur befüllt werden oder simultan an der Tankstelle zur Entnahme bereitstehen. Die stündlich kumulierte Last der Fahrzeuge wird mit der Kapazität, die sich aus den Trailern an der Tankstelle ergibt, bedient. Sobald die Nachfrage nicht mehr gedeckt werden kann, müssen neue Trailer zur Betankung an der Tankstelle verfügbar sein. Die minimale Betankungszeit am Elektrolyseur

beträgt drei Stunden. Zuzüglich wird eine Stunde für den Transportweg zur Tankstelle berechnet. Dieses minimale Zeitintervall (vier Stunden insgesamt) muss bei der Deckung der Fahrzeugnachfrage an der Tankstelle eingehalten werden können. Anhand dieses Parameters ist eine hinreichende Anzahl an Trailern zu wählen, was in dieser Untersuchung mit drei Trailern der gewählten Größe gewährleistet wird. Um sicherzustellen, dass zum Zeitpunkt der Unterdeckung an der Tankstelle die Trailer bereitstehen, müssen die Befüllung und der Transportweg spätestens in der Stunde zuvor beendet sein. Daher wird der Lastgang um eine Stunde vorgezogen.

Abhängig davon, wie lange die Kapazität der Tankstelle für die Nachfrage ausreicht, streckt sich der Zeitraum, in dem die Trailer am Elektrolyseur befüllt werden können, wodurch ein kleinerer Volumenstrom am Elektrolyseur resultiert. Es ergeben sich anhand der unterschiedlichen Betankungsintervalle unterschiedliche Volumenströme, die die stündliche Nachfrage der Tankstellenbelieferung darstellen. Die saisonalen Schwankungen der Fahrzeuge treten im Lastgang der Tankstelle weniger stark in Erscheinung, sondern zeigen sich lediglich in der Frequenz der Betankungsvorgänge am Elektrolyseur (siehe Abbildung 9). Die wöchentlichen Schwankungen bleiben hingegen im synthetischen Lastgang der Tankstelle sichtbar.

²⁴ Vgl. e-mobil BW GmbH et al. (2013), S. 28.

²⁵ Trailer, die simultan befüllt werden oder simultan an der Tankstelle zur Entleerung bereitstehen.

²⁶ LBST (2020).



KOMPETENZREGION
WASSERSTOFF
Düssel.Rhein.Wupper

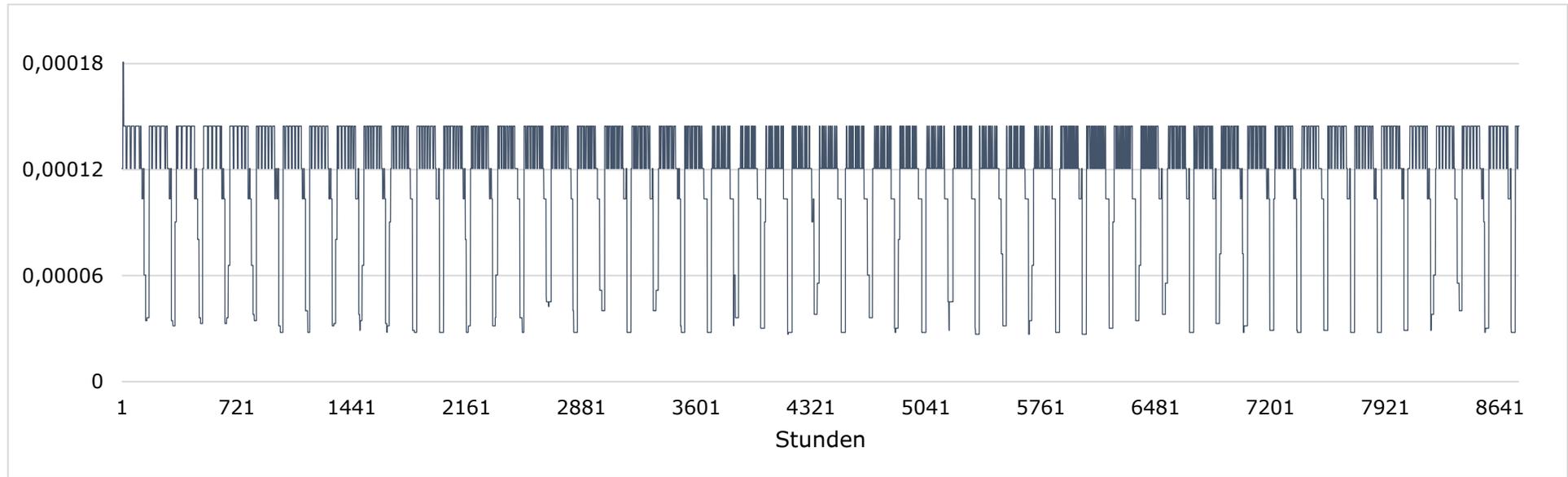


Abbildung 9: Lastgang für Wasserstoff an der Tankstelle

METHODIK: THG-EMISSIONEN UND KOSTENBETRACHTUNG

Im Wettbewerb „Modellkommune/-region Wasserstoffmobilität“ zählen unter anderem die Minderung von Treibhausgasemissionen und das erreichte Kosten-Nutzen-Verhältnis zu den Bewertungskriterien. Im folgenden Abschnitt wird die Methodik der CO₂-Bilanzierung und der Kosten der BZ-Technologien erläutert, auf die sich die Wettbewerbsteilnehmer geeinigt haben und die in der Modellierung verwendet werden.

Definition der Systemgrenze

Um für die in den verschiedenen Regionen anfallenden CO₂-Emissionen vergleichen zu können, muss zunächst eine Abgrenzung der Systemgrenze gezogen werden. Da im Kontext dieses Projektes der Effekt der lokalen Maßnahmen im Fokus steht, ist eine Systemgrenze nach der Binnen-Export-Import-Verkehrsbilanz (vgl. Abbildung 10) sinnvoll. Bei der Binnen-Export-Import-Verkehrsbilanz werden für die Berechnung die Emissionen einbezogen, die sich aus Binnen- (orange), Export- (grün) und Importverkehre (blau) ergeben. Darunter fallen die Verkehre, die einen Beitrag zur Handelsbilanz liefern und entweder Start oder Ende der Fahrt in der Region haben. Nicht berücksichtigt werden Transit- und Auslandsverkehre.

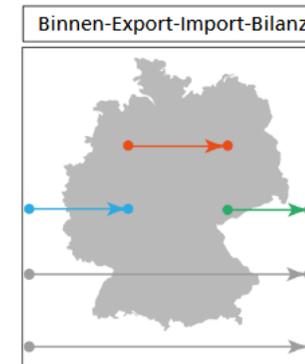


Abbildung 10: Systemgrenze für den Wettbewerb „Modellkommune/-region Wasserstoffmobilität“²⁷

Definition von Fahrzeug-Clustern und deren Referenzwerte

Für den H₂-Anwendungsbereich werden verschiedene Fahrzeug-Cluster gebildet, um eine bessere Vergleichbarkeit herzustellen und eine zu kleinteilige Aufteilung zu vermeiden (siehe Abbildung 11). Die Clusterung der Fahrzeugklassen erfolgt nach ‚PKW‘, ‚Sprinter‘, ‚leichten Nutzfahrzeugen (LNF)‘, ‚schweren Nutzfahrzeugen (SNF)‘, ‚Bussen‘, ‚kleineren Personenzügen‘ und Sonderfahrzeugen, wie Schiffe und Rangierlokomotive. Die Einteilung eines Fahrzeugs wird auf Basis des Einsatzzwecks und des Gewichts vorgenommen. Jedem Fahrzeug-Cluster werden spezifische Kosten für drei Stützjahre bis 2030, Emissionskennzahlen und Fahrleistungen zugeordnet. Für spezielle Anwendungen, wie z. B. Rangierloks, sind Einzelbetrachtungen entsprechend DIN 16258 durchzuführen. Um eine Vergleichbarkeit zwischen der Brennstoffzellentechnologie und der Referenz „Benzin/Diesel“ sicherzustellen, werden die Emissionswerte der Kraftstoffe den beiden Kategorien ‚Well-to-Tank‘²⁸ (WtT) und ‚Tank-to-Wheel‘²⁹ (TtW) zugeordnet. Die Emissionsangaben werden in CO₂-Äquivalenten angegeben.

²⁷ https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/studie-foerderung-cng-Ing-zur-cpt-initiative.pdf?__blob=publicationFile

²⁸ Well-to-Tank (WtT) betrachtet die Emissionen, die in der gesamten Kraftstoffwertschöpfungskette von der Quelle bis zur Befüllung des Fahrzeugtanks anfallen.

²⁹ Tank-to-Wheel (TtW) betrachtet die Emissionen, die beim Einsatz des Kraftstoffs im Fahrzeug freigesetzt werden.

| |  |  |  |  |  |  |
|--|---|--|--|--|---|--|
| | PKW | Sprinter | LNF | SNF | Busse | Schiene |
| Beschreibung | Die CO ₂ -Emissionen werden über alle Fahrzeugsegmente, Emissionsklassen, Kraftstoffe und Fahrprofile gemittelt. | Alle Fahrzeuge < 3,5 t, die nicht einem PKW entsprechen, wie z. B. Sprinter etc. Diese Fahrzeuge machen einen größeren Anteil des lokalen Liefer- und Wirtschaftsverkehrs aus. | Die CO ₂ -Emissionen werden über die Gewichtsklassen (3,5 t, 7,5 t und 14 t), Emissionsklassen, Fahrprofile und Fahrleistungen gemittelt. | Die CO ₂ -Emissionen werden über die Gewichtsklassen (>14 t bis >40 t), Emissionsklassen, Fahrprofile und Fahrleistungen gemittelt. | Es werden nur Linienbusse für den ÖPNV betrachtet. Fernbusse werden entsprechend den Klassen SNF oder LNF zugeordnet. | Es werden in dem Cluster nur Personenzüge betrachtet. Sonderanwendungen wie Rangierloks oder Güterzüge werden in einer Einzelbetrachtung bewertet. |
| Fahrleistung [km/a] | 9.301 | 16.644 | 30.000 | 111.050 | 54.900 | 98.068 Pkm/a (Eisenbahn) DB Anfrage Zugkilometer |
| WtT [q CO ₂ eq. / km] | 39,1 | 58,2 | 100,9 | 192,6 | 252,6 | 0,556 kg/kWh (DB NV) |
| TtW [q CO ₂ eq. / km] | 164,5 | 242,6 | 420,3 | 802,5 | 1052,5 | ZLV |
| CAPEX 2020 [€] | 32.000 | 21.000 | 32.000 | 84.000 | 300.000 | 4.240.000 |
| CAPEX 2025 [€] | 34.400 | 23.000 | 34.000 | 85.680 | 322.500 | 4.240.000 |
| CAPEX 2030 [€] | 36.800 | 25.000 | 36.000 | 86.965 | 345.000 | 4.240.000 |
| Quellen | HABEFA 4.1 // STATISTA // VK // KBA | HABEFA 4.1 // VK // KBA | HABEFA 4.1// KBA | HABEFA 4.1// KBA | HABEFA 4.1 // KBA | UmweltMobilCheck, Juli 2019 |

Abbildung 11: Fahrzeugklassendefinition und Referenzwerte für Diesel/Benzin-Technologien

Analog zu der Fahrzeugklassendefinition der Benzin- und Dieseltechnologien werden die Brennstoffzellentechnologien in die Cluster einsortiert und mit Verbräuchen, Emissionswerten für WtT und TtW, Kosten und Fahrleistungen versehen. Da hier zum Teil noch keine belastbaren Kennzahlen aus der praktischen Anwendung verfügbar sind, sind manche Angaben studienbasiert.



| |  |  |  |  |  |  |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | PKW | Sprinter | LNF | SNF | Busse | Schiene |
| Fahrleistung [km/a] | 9.301 | 16.644 | 30.000 | 111.050 | 54.900 | 98.068 Pkm/a (Eisenbahn) DB Anfrage Zugkilometer |
| Verbrauch [kg H ₂ /100 km] | 0,8 | 1,2 | 1,8 | 8 | 10 | 27,5 |
| WtT [qCO ₂ -eq. / km] | Pfadabhängig | | | | | |
| TtW [qCO ₂ -eq. / km] | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CAPEX 2020 [€] | 70.000 | 70.000 | 150.000 | 300.000 | 620.000 | 5.300.000 |
| CAPEX 2025 [€] | 61.950 | 61.950 | 132.750 | 273.000 | 465.000 | 4.825.000 |
| CAPEX 2030 [€] | 53.900 | 53.900 | 115.500 | 246.000 | 310.000 | 4.350.000 |
| Quellen | FCH-JU | | FCH-JU | FCH-JU | FCH-JU | FCH-JU |

Abbildung 12: Fahrzeugklassendefinition und Kennzahlen für H₂/BZ-Technologie

Definition der CO₂-Intensität des Stroms

Um die CO₂-Intensität des für die Wasserstoffherstellung benötigten Stroms ausweisen zu können, muss bestimmt werden, aus welcher Quelle Strom (Mix, PV, Wind, Abfall) bezogen werden soll. Entsprechend der in der Kompetenzregion bestehenden Kapazitäten an erneuerbaren Energien und unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeitsaspekten wird ein anteiliger Strombezug aus Post-EEG-Anlagen und Müllheizkraftwerken angenommen. Dabei fungiert der Strom der Post-EEG-Anlagen als Primärquelle (Bezug des gesamten produzierten Stroms in Abhängigkeit von den tagesspezifischen Witterungsbedingungen) und der in den MHKW erzeugte Strom als Sekundärquelle (Strombezug, wenn Marktpreise für die Stromeinspeisung niedrig sind). Grundsätzlich erlaubt das Modell (Methodik: Modell) zudem einen unbeschränkten Strombezug aus dem Stromnetz. Da die modellierte Nachfrage an H₂ allerdings vollständig mit Strom aus den MHKW und Post-EEG bedient werden kann, wird hiervon kein Gebrauch gemacht.

Die Emissionswerte berechnen sich tagesspezifisch in Abhängigkeit von der entsprechenden Zusammensetzung des bezogenen Stroms. In Absprache mit dem Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE) werden hierfür die folgenden spezifischen Emissionswerte zugrunde gelegt:

- 421 g CO₂-eq/kWh³⁰ für aus dem Netz bezogenen Strom
- 20 g CO₂-eq/kWh für von den MHKW bezogenen Strom
- 1 g CO₂-eq/kWh für Strom aus Post-EEG-Anlagen

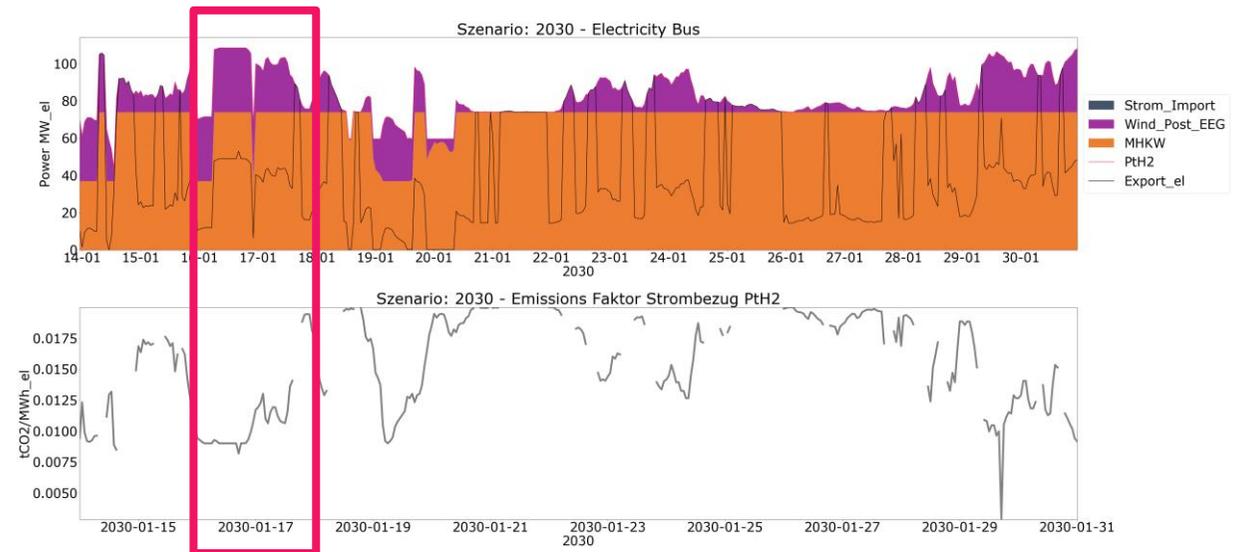


Abbildung 13: Stromerzeugung und resultierender Emissionsfaktor für den Bezug des Elektrolyseurs

In Abbildung 13 ist in dem oberen, farbigen Graphen die modellierte Stromerzeugung für ein Szenario des Januars im Jahr 2030 abgebildet. Das MHKW liefert, mit wenigen Ausnahmen, eine über das Jahr vergleichsweise konstante elektrische Leistung, während die Stromerzeugungsleistung aus Post-EEG-Anlagen volatil über den Monat verteilt ist. In dem Graphen darunter ist der Emissionsfaktor abgezeichnet, der sich für den Elektrolyseur beim Bezug des Stroms ergibt. Ist die Erzeugungsleistung aus Post-EEG-Strom hoch und damit der Strombezug von Post-EEG-Strom, sinken die spezifischen Emissionen des Strombezugs (pinkfarbener Kasten). In Phasen ohne verfügbare Leistung aus Post-EEG-Anlagen steigen die Emissionen auf den Emissionswert des Stroms, der aus dem MHKW entnommen wird.

³⁰ Dieser Wert ergibt sich aus dem Durchschnitt der für 2020 und 2030 vorliegenden Werte i. H. v. 469 und 374 g CO₂-eq/kWh.

Definition der CO₂-Intensität des hergestellten Wasserstoffs

Für die Bestimmung der CO₂-Intensität des hergestellten Wasserstoffs ist eine Differenzierung zwischen Neuanlagen und Bestandsanlagen vorzunehmen. Als Bestandsanlagen werden solche Anlagen definiert, die primär nicht zur Herstellung von Wasserstoff errichtet wurden, bei denen aber H₂ als Nebenprodukt anfällt (z. B. Chloralkali-Elektrolyse zur Herstellung von Chlor und Natronlauge in der Industrie). Neuanlagen werden primär zur Herstellung von Wasserstoff installiert. Darunter fallen etwa PEM-Elektrolyseure.

Definition der CO₂-Intensität des Beiprodukt-Wasserstoffs

Fällt Wasserstoff als Nebenprodukt in Bestandsanlagen an, wird dieser Stand heute zum Heizen für weitere industrielle Prozesse genutzt oder in die Luft abgeblasen. Im ersten Fall entspricht der CO₂-Fußabdruck des Wasserstoffs dem Energieträger, der für die Wärmeerzeugung substituiert worden ist, in den häufigsten Fällen ist das Erdgas (202 g CO₂/kWh). Im zweiten Fall, also wird der in der bei der Chloralkali-Elektrolyse anfallende Wasserstoff nicht weiterverwendet, werden die freigesetzten CO₂-Emissionen dem Molekulargewicht entsprechend anteilig auf die Endprodukte aufgeteilt. In Abbildung 14 sind die Produkte der Elektrolyse mit ihrer molaren Masse und dem daraus resultierenden Anteil für die CO₂-Bilanz dargestellt. Da Wasserstoff eine molare Masse von 1 g/mol besitzt, gehen die dem Wasserstoff zugerechneten Emissionen bei dieser Berechnungsvariante gegen null. Sie werden daher in den weiteren Berechnungen mit 0 g CO₂/kWh berücksichtigt.

| | | |
|------------------------|--|------------|
| Gesamtreaktion: | 2NaCl + 2H ₂ O → 2NaOH + Cl ₂ + H ₂ | |
| Gesamtgewicht: | 153 g/mol | |
| Molare Massen: | NaOH: | 40 g/mol |
| | Cl: | 35,5 g/mol |
| | H: | 1 g/mol |

| | |
|---------------------------------|------|
| Anteil der Eingangslast: | |
| 2 NaOH: | 53 % |
| Cl₂ | 46 % |
| H₂ | 1 % |

Bei einer Eingangsleistung von 100 kWh geht 1 kWh in die CO₂-Bilanz des produzierten Wasserstoffs ein

Abbildung 14: Ableitung der CO₂-Bilanz von abgeblasenem Beiprodukt-Wasserstoff auf Basis der Eingangsleistung nach Molekulargewicht

Für die Verwendung von industriellem Beiprodukt-Wasserstoff (wird im Modell nicht berücksichtigt) wird in der Methodik ein Wert angenommen, der sich zu 20 Prozent aus den Emissionen nach Molekulargewicht (Annahme: Abblasen bzw. keine Weiterverwendung) und zu 80 Prozent aus Erdgassubstitution (Annahme: H₂ zur Wärmeerzeugung) zusammensetzt. Damit ergibt sich ein Emissionswert von 161,6 g CO₂/kWh. Durch Multiplikation mit dem unteren Heizwert von Wasserstoff i. H. v. 33,33 kWh/kg H₂ ergibt sich ein Wert von 5,36 kg CO₂/kg H₂. Soll in die Modellierung zukünftig der Beiprodukt-Wasserstoff einfließen, müsste die regionsspezifische, prozentuale Aufteilung von Weiterverwendung und einfachem Abblasen genauer untersucht werden.

Definition der CO₂-Intensität des elektrolytisch hergestellten Wasserstoffs

Wird Wasserstoff in einem PEM-Elektrolyseur hergestellt, werden die Eingangsleistung und damit alle anfallenden Emissionen zunächst zu 100 Prozent dem produzierten Wasserstoff angerechnet*. Werden die übrigen Produkte, insbesondere Wärme und Sauerstoff, im Sinne der Sektorenkopplung weiterverwendet (z. B. in Nahwärmenetzen oder Kläranlagen), sollen Gutschriften für die Substitutionsgüter ausgegeben werden. Diese werden nach Absprache mit MWIDE für Wärme mit 40 g CO₂/kWh und für Sauerstoff mit 113 g CO₂/kWh angesetzt.

* Bei der Definition der CO₂-Intensität von elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff ist zu beachten, dass der hinterlassene CO₂-Fußabdruck von der weiteren Verwendung der bei der H₂-Herstellung entstehenden Beiprodukte abhängt. Können weitere Produkte des Elektrolyseurs, wie Wärme, Sauerstoff und weitere Gase, weiterverwendet werden, so kann dies bei der Darstellung des CO₂-Fußabdrucks entsprechend berücksichtigt werden.

Berechnung der CO₂-Emissionen entlang der Wertschöpfungskette des elektrolytisch hergestellten Wasserstoffs

Für die Berechnung der CO₂-Emissionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette wird den Elektrolyseuren, bei einem Wirkungsgrad von 63 Prozent, ein Erzeugungsaufwand von 52,90 kWh/kg zugeordnet. Für die Trocknung werden weitere 1,2 kWh/kg angesetzt. Neben Erzeugung und Aufbereitung wird auch die H₂-Verteilung inklusive einem Kompressionsaufwand auf 700 bar für alle PKW und 500 bar für alle übrigen schwereren Fahrzeugklassen berücksichtigt. Es wird festgelegt, dass alle Kompressionsarbeiten der Distribution zugerechnet werden.

Daher ist ein Kompressionsaufwand i. H. v. 2,41 kWh/kg zu berücksichtigen, der sich auf Basis der Nachfrage aus einem anteiligen Einbezug des Kompressionsaufwands für die Verdichtung auf 700 bar (Nachfrage durch PKW) i. H. v. 2,90 kWh/kg und für die Verdichtung auf 500 bar (restliche Nachfrage) i. H. v. 2,39 kWh/kg³¹ zusammensetzt. Für den H₂-Containertransport mittels Diesel-LKW fällt ein Kompressionsaufwand i. H. v. 0,35 Litern pro Kilometer und Tonne Wasserstoff an. In Abbildung 15 ist das Vorgehen an einer beispielhaften Berechnung für die Herstellung von 10 Kilogramm Wasserstoff demonstriert. Bei einem Emissionsfaktor von 15 g CO₂/kWh für den Strombezug für Elektrolyse und Kompression werden für die Produktion von 10 Kilogramm Wasserstoff 8,67 Kilogramm CO₂ freigesetzt. Für die Methodik wird festgelegt, dass die CO₂-Einsparungen gegenüber der Referenz für die einzelnen Cluster sowohl kumuliert über die Zeit von 2020 bis 2030 als auch jahresscharf für 2030 dargestellt werden sollen. Alle CO₂-Einsparungen sollen jeweils mit und ohne Gutschriften ausgewiesen werden

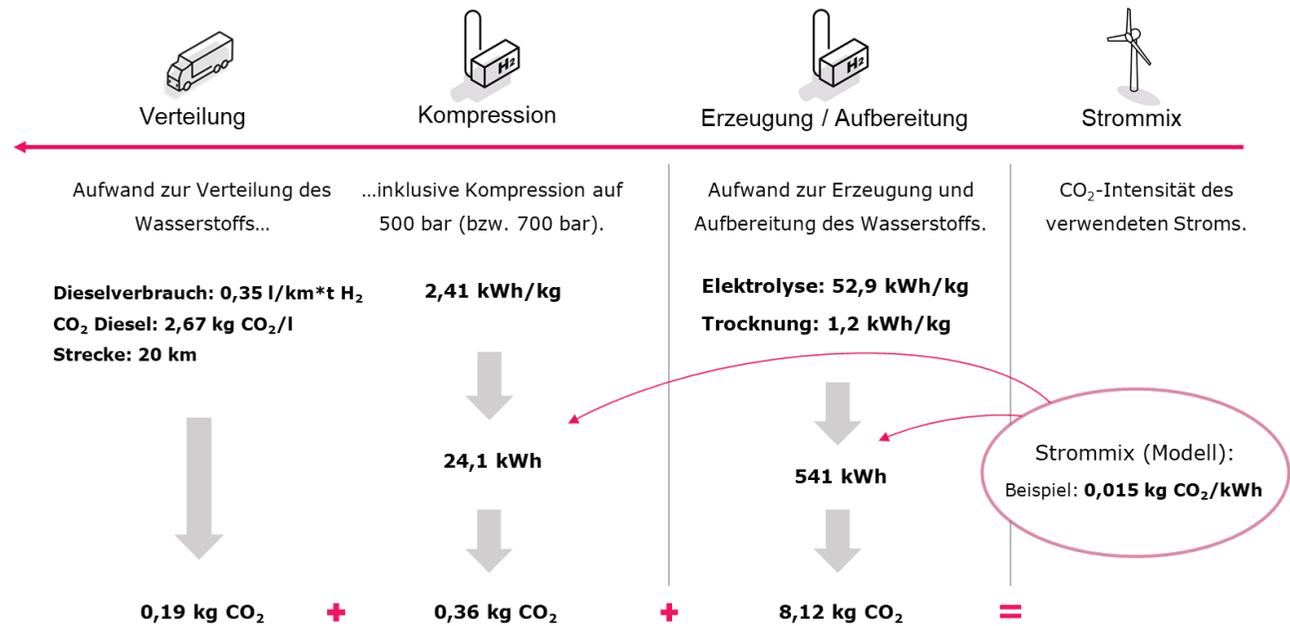


Abbildung 15: Grundsätzliches Vorgehen der CO₂-Bilanzierung – Beispielrechnung 10 kg H₂

³¹ Der Wert wird durch Interpolation der mit dem MWIDE abgestimmten Kompressionsaufwände auf 350 bar und 700 bar ermittelt.

METHODIK: POTENZIALERMITTLUNG

Die Potenzialermittlung beschreibt die Ermittlung potenzieller Wasserstoffbedarfe. In der Kompetenzregion wird der gesamte Wasserstoffbedarf durch Nachfragen aus dem Sektor Verkehr definiert. Um diesen zu ermitteln, wird wie folgt vorgegangen:

1. Bestimmung der Anzahl emissionsarmer bzw. emissionsfreier Fahrzeugzulassungen zur Erreichung der EU-Vorgaben
2. Bestimmung des Anteils von Brennstoffzellenfahrzeugen an den emissionsfreien Fahrzeugzulassungen
3. Bestimmung der Gesamtfahrleistung der Brennstoffzellenfahrzeuge
4. Bestimmung der Gesamtwasserstoffnachfrage durch Brennstoffzellenfahrzeuge

Bestimmung der Anzahl emissionsarmer bzw. emissionsfreier Fahrzeugzulassungen zur Erreichung der EU-Vorgaben

Zunächst wird ermittelt, wie viele emissionsfreie Fahrzeuge bis 2030 neuzugelassen werden müssen, um die Vorgaben der EU-Flottenverordnungen und der Clean Vehicle Directive (CVD) zu erfüllen.

Die EU-Flottenverordnungen sind Verordnungen des Europäischen Parlaments mit dem Ziel, die THG-Emissionen im europäischen Verkehrssektor zu senken. Dies soll durch vorgeschriebene Zielwerte umgesetzt werden. Zum einen gibt es Zielwerte, die einen CO₂-Emissionsdurchschnittswert (TtW) aller neuzugelassenen Fahrzeuge je nach Fahrzeugklasse in der EU-Flotte vorschreiben. Dieser Zielwert für 2020 reduziert sich in den Folgejahren um einen festgelegten Prozentwert. Zum anderen gibt es Zielwerte, die einen gewissen Anteil an Nullemissionsfahrzeugen (definiert als Fahrzeuge mit Emissionen < 50 g/km) an allen neuzugelassenen Fahrzeugen je nach Fahrzeugklasse vorschreiben. Die genauen Vorgaben sind Tabelle 10 zu entnehmen.

| | | Ab 2020 | Ab 2025 | | Ab 2030 | |
|------------|---|---------------------------|--------------------|---------------|--------------------|---------------|
| | | Zielwert (ZW) | Emissionsminderung | Flottenanteil | Emissionsminderung | Flottenanteil |
| PKW* |  | 95 g CO ₂ /km | 15 % * ZW | 15 % | 37,5 % * ZW | 35 % |
| Sprinter* |  | 147 g CO ₂ /km | 15 % * ZW | 15 % | 31 % * ZW | 30 % |
| LNF & SNF* |  | Kein Ziel definiert | 15 % * Bezugswert | | 30 % * BW | |

*Definitionen der Verordnungen wurden auf die Klassendefinitionen der Kompetenzregion übertragen.

Tabelle 10: Zielvorgaben der EU-Flottenverordnung

Durch die CVD sind Auftraggeber, die bei Vergabeverfahren das europäische Vergaberecht anwenden müssen, daran gebunden, einen gewissen Prozentsatz ihrer ausgeschriebenen Fahrzeuge durch saubere Fahrzeuge abzudecken. Darunter sind u. a. Busse, Müllsammelfahrzeuge und Fahrzeuge zur Auslieferung von Post berücksichtigt. Für die Fahrzeugklassen M1, M2, N1 (nach KWDRW-Definition: Sprinter) sind saubere Fahrzeuge solche, die max. 50 g CO₂/km bzw. 0 g CO₂ ab 2026 emittieren. Fahrzeuge der Klasse M3 (Busse), N2 (LNF) oder N3 (SNF) gelten als saubere Fahrzeuge, wenn sie mit alternativen Kraftstoffen (Elektrizität, Wasserstoff, Biokraftstoffe, synthetische Kraftstoffe, Erdgas und Flüssiggas) betrieben werden. In Abbildung 16 sind die für Deutschland geltenden vorgeschriebenen Quoten dargestellt, die bei der öffentlichen Vergabe durch saubere Fahrzeuge abgedeckt werden müssen. Bei Bussen gilt es zu berücksichtigen, dass mindestens 50 Prozent der Quote durch die Anschaffung von emissionsfreien Bussen erfüllt werden müssen. Emissionsfreie Fahrzeuge sind dabei als Fahrzeuge mit Emissionen kleiner 1 g CO₂/km definiert. Dem aktuellen Technologietrend folgend, werden emissionsfreie Busse voraussichtlich einen höheren Beitrag zur Quotenerfüllung leisten als die geforderten 50 Prozent.

| | Ab 08/2021 | 2026 - 2030 |
|---|---------------|----------------|
| Neuanschaffungsquote | | |
| Sprinter*  | 38,5 % | 38,5 % |
| LNF & SNF*  | 10 % | 15 % |
| Busse*  | 45 %** | 65 %** |

*Definitionen der Verordnung wurden auf die Klassendefinitionen der Kompetenzregion übertragen.

** Mindestens 50 % davon müssen emissionsfreie Fahrzeuge sein.

Abbildung 16: Anteil sauberer Fahrzeuge an Neuzulassungen nach Clean Vehicles Directive

Aufgrund unterschiedlicher regulatorischer Hintergründe und unterschiedlicher Datengrundlagen kann für die Fahrzeugklassen kein einheitliches Vorgehen zur Bestimmung der Anzahl der emissionsfreien Fahrzeuge angewendet werden. Nachfolgend wird das Vorgehen für die Ermittlung der Neuzulassungen der Fahrzeugklassen PKW, Sprinter, LNF sowie SNF und anschließend für Busse dargestellt. Es gilt zu beachten, dass mit diesem Vorgehen die jährlich neuzugelassenen emissionsfreien Fahrzeuge ermittelt werden. Für die Modellierung müssen diese Jahreswerte für die entsprechenden Stützjahre interpoliert werden, um den Fahrzeugbestand in den jeweiligen Jahren darzustellen.

Ermittlung jährlicher Neuzulassungen von emissionsfreien PKW, Sprintern, LNF und SNF

Die Bestimmung der jährlichen Neuzulassungen von emissionsfreien PKW, Sprintern, LNF und SNF erfolgt in vier Schritten:

- Bestimmung der Emissionszielwerte der verschiedenen Fahrzeugklassen

Im ersten Schritt werden die durchschnittlichen Emissionszielwerte, die für die verschiedenen Stützjahre der Modellierung gelten, bestimmt. Die EU-Flottenverordnungen geben für den Zeitraum von 2020 bis 2025 Emissionszielwerte vor, im Weiteren Basiszielwert genannt. Für die Zeiträume 2025 bis 2030 und ab 2030 sind prozentuale Minderungen dieses Basiszielwerts definiert. Für LNF und SNF (Definition nach KWDRW) geben die Verordnungen keinen Basiszielwert vor. Es soll ein sogenannter Bezugswert verwendet werden, der auf Basis der Überwachungsdaten, die gemäß der Verordnung (EU) 2018/956 von Juli 2019 bis Juni 2020 gemessen wurden, berechnet werden muss. Da dieser Bezugswert nicht vorliegt, wird bei LNF und SNF ein Referenzemissionswert als Basiszielwert angenommen. Zur Berechnung der Emissionszielwerte wird folgende Formel verwendet werden.

$$BZW - (BZW \times \text{prozentuale Minderung}) = EZW$$

BZW = Basiszielwert

EZW = Emissionszielwert im entsprechenden Zeitraum

- Bestimmung Anteil an emissionsarmen/-freien Fahrzeugen an Neuzulassungen

Im zweiten Schritt wird auf Basis dieser Emissionszielwerte und aktueller Referenzemissionswerte³² bestimmt, wie viel Prozent der Neuzulassungen emissionsfrei sein müssen, um den Emissionszielwert zu erreichen. Hier wird angenommen, dass alle emissionsfreien bzw. emissionsarmen Fahrzeuge, im Sinne der Verordnung, einen Emissionswert von 0 g CO₂/km besitzen. Hybridfahrzeuge werden somit nicht berücksichtigt. Des Weiteren werden die Referenzemissionswerte für die betrachteten Zeiträume als konstant angenommen.

$$1 - \frac{EZW}{REW} = \text{Anteil emissionsfreier Fahrzeuge an Neuzulassungen}$$

EZW = Emissionszielwert

REW = Referenzemissionswert

³² Genaue Werte sind unter der Überschrift „Verwendete Daten“ in diesem Kapitel zu finden.

• **Bestimmung Anzahl emissionsarmer/-freier Neuzulassungen in Deutschland**

Im dritten Schritt werden zunächst durchschnittliche jährliche Zulassungszahlen für die verschiedenen Fahrzeugklassen in Deutschland bestimmt. Der Durchschnitt wird auf einer Datenbasis von fünf Jahren (2013–2018) ermittelt. Es wird angenommen, dass zukünftige Zulassungszahlen diesem Durchschnitt entsprechen. Mit dem zuvor berechneten Anteil emissionsfreier Fahrzeuge an Neuzulassungen wird nun die Neuzulassungszahl für emissionsfreie Fahrzeuge in Deutschland bestimmt.

$$NZ_{DL} \times \left(1 - \frac{EZW}{REW}\right)$$

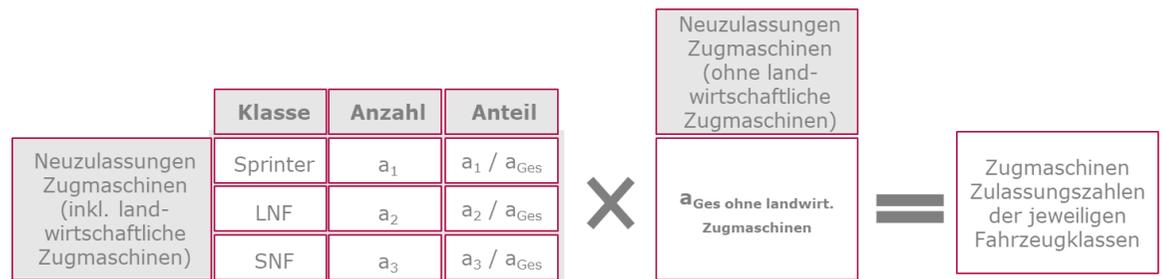
= Neuzulassungszahl emissionsfreier Fahrzeuge in Deutschland

NZ = Durchschnittliche Neuzulassungen in Deutschland
 EZW = Emissionszielwert
 REW = Referenzemissionswert

Für die Fahrzeugklassen Sprinter, LNF und SNF (nach KWDRW) gibt es beim KBA keine öffentlich zugänglichen Zulassungszahlen, die die Durchführung des oben vorgestellten Vorgehens problemlos ermöglichen. Wie dennoch valide Zahlen ermittelt werden können, wird im nachfolgenden Einschub beschrieben.

Einschub: Ermittlung Zulassungszahlen der Fahrzeugklassen Sprinter, LNF, SNF
 Die Zulassungszahlen für die Fahrzeugklassen Sprinter, LNF und SNF tauchen in zwei Oberkategorien (LKW und Zugmaschine) des KBA auf.

Für diese Oberkategorien stehen detaillierte Zulassungszahlen in Abhängigkeit des Gesamtgewichts zur Verfügung. Hieraus können Zulassungszahlen zu den getroffenen Klassendefinitionen der Kompetenzregion abgeleitet werden. Für die Oberkategorie LKW ist dies problemlos möglich. Die Zulassungszahlen der Zugmaschinen lassen sich nicht ohne weiteres verwenden, da hier auch landwirtschaftliche Maschinen einbezogen sind. Diese werden bei der Potenzialermittlung nicht mitberücksichtigt, da eine Verdrängung konventioneller landwirtschaftlicher Maschinen im Betrachtungshorizont nicht erwartet wird. Darüber hinaus liegen für die Oberkategorien LKW und Zugmaschine jeweils Gesamtzulassungszahlen vor. Diese Gesamtzulassungszahlen haben den Vorteil, dass landwirtschaftliche Maschinen nicht berücksichtigt werden, allerdings ist eine Clusterung in die definierten Fahrzeugklassen (Sprinter, LNF, SNF) nicht gegeben. Um valide Werte zu erhalten, werden beide Datenquellen kombiniert. Aus den detaillierten Zulassungszahlen der Zugmaschinen werden Zulassungszahlen der jeweiligen Fahrzeugklassen ermittelt. Mit diesen Werten werden Quoten errechnet, die beschreiben, wie groß der Anteil einer jeweiligen Klasse an den Gesamtzulassungen der Zugmaschinen ist. Diese Quoten beschreiben somit einen Trend³³, der sich sowohl auf Bestandsdaten als auch auf die Gesamtzulassungszahlen übertragen lässt. Die Quoten werden mit den Gesamtzulassungszahlen der Zugmaschinen (ohne landwirtschaftliche Zugmaschinen) multipliziert, um Zulassungszahlen zu den verschiedenen Fahrzeugklassen zu erhalten. In der Berechnung der Quoten sind zwar weiterhin landwirtschaftliche Maschinen berücksichtigt, dieser Fehler ist jedoch vernachlässigbar klein. Die Zulassungszahlen zu den verschiedenen Fahrzeugklassen aus der Oberkategorie LKW können direkt abgelesen werden. Im letzten Schritt werden die Zulassungszahlen der jeweiligen Fahrzeugklasse aus den beiden Oberkategorien addiert.



³³ Die Quoten werden aus Zulassungszahlen des KBA von 2013 bis 2017 ermittelt.

Bestimmung Anzahl emissionsarmer/-freier Neuzulassungen in der Kompetenzregion

Im letzten Schritt wird als Erstes ermittelt, wie groß der Anteil des Fahrzeugbestands in der Region am Gesamtfahrzeugbestand in Deutschland ist. Multipliziert man diesen Anteil mit der erwarteten Neuzulassungszahl emissionsfreier Fahrzeuge in Deutschland, erhält man die Neuzulassungszahl emissionsfreier Fahrzeuge in der Kompetenzregion.

$$\frac{\text{Fahrzeugbestand}_{KWRW}}{\text{Fahrzeugbestand}_{\text{Deutschland}}} \times \text{Neuzulassungszahl emissionsfreier Fahrzeuge}_{\text{Deutschland}} = \text{Neuzulassungszahl emissionsfreier Fahrzeuge}_{KWRW}$$

Für Sprinter, LNF und SNF nach Definition der Kompetenzregion gibt es keine genauen Bestandsdaten. Allerdings gibt es Bestandsdaten zu den Oberkategorien LKW und Zugmaschine. Im vorherigen Schritt wird beschrieben, dass die Zulassungsanteile der Fahrzeugklassen an den Oberkategorien bekannt sind. Diese prozentualen Quoten werden nun dazu verwendet, um Bestandsdaten für alle Fahrzeugklassen zu erhalten. Dafür werden die Bestandsdaten der Oberkategorie mit den jeweiligen Zulassungsanteilen multipliziert.

Zudem werden die in der EU-Flottenverordnung beschriebenen Begünstigungen berücksichtigt. Für PKW und Sprinter gilt, dass Fahrzeuge, die zwischen 2020 und 2023 zugelassen werden, mehrfach zur Erreichung des Emissionszielwerts angerechnet werden dürfen. Zulassungen im Jahr 2020 werden doppelt angerechnet, Zulassungen im Jahr 2021 werden mit dem Faktor 1,67 und Zulassungen im Jahr 2022 mit dem Faktor 1,33 angerechnet.

Verwendete Daten

Berücksichtigte Kreise/Städte

- Düsseldorf
- Mettmann
- Duisburg
- Oberhausen
- Mülheim a. d. Ruhr
- Wuppertal
- Remscheid
- Solingen

- Rhein-Kreis Neuss
- Verwendete Bestandsdaten
- KBA-Bestandsdaten 2015–2019
- Verwendete Zulassungsdaten
- KBA-Zulassungsdaten 2013–2018
- Verwendete Referenzemissionswerte (TtW):
- Emissionsfreie Fahrzeuge: 0,0 g CO₂/km
 - Konventionelle PKW: 164,5 g CO₂/km
 - Konventionelle Sprinter: 242,6 g CO₂/km
 - Konventionelle LNF: 420,3 g CO₂/km
 - Konventionelle SNF: 802,5 g CO₂/km
 - Busse: 1052,5 g CO₂/km

Ermittlung jährlicher Neuzulassungen von emissionsfreien Bussen

Die CVD schreibt für Busse eine zusätzliche Quote von emissionsfreien Fahrzeugen von 50 Prozent vor (s. oben). Es wird davon ausgegangen, dass alle ÖPNV-Busse ausgeschrieben werden. Da es keine deutschlandweiten Zulassungszahlen zu ÖPNV-Bussen gibt, unterscheidet sich die Ermittlung der emissionsfreien Busse vom oben beschriebenen Vorgehen. Im ersten Schritt wird der Busbestand relevanter Verkehrsbetriebe aus der Kompetenzregion ermittelt. Dafür werden Daten des Verbands Deutscher Verkehrsunternehmen e. V. (VDV) von 2018 verwendet. Dieser Busbestand wird mit einer jährlichen Neuanschaffungsquote multipliziert. So erhält man die Anzahl der jährlich neuzugelassenen Busse. Die Neuanschaffungsquote wird durch Erfahrungen des Steuerkreises auf 7,5 Prozent festgelegt. Die Multiplikation der Anzahl jährlich neuzugelassener Busse mit der CVD-Quote führt zu der Anzahl der jährlich neuzugelassenen emissionsfreien Busse. Zudem wird, dem aktuellen Technologietrend folgend, erwartet, dass der Anteil emissionsfreier Busse an der Erfüllung der Quote größer als die erforderlichen 50 Prozent sein wird. Es wird davon ausgegangen, dass 75 Prozent der angeschafften Busse im Sinne der CVD emissionsfreie Busse sein werden.

$$\text{Busbestand}_{KWRW} \times \text{jährliche Neuanschaffungsquote} \times \text{CVD Quote}_{\text{emissionsfrei}} = \text{jährliche Neuzulassungszahl emissionsfreie Busse}_{KWRW}$$

Folgende Verkehrsunternehmen wurden bei der Ermittlung des Busbestands berücksichtigt:

- Duisburger Verkehrsgesellschaft
- Rheinbahn

- Ruhrbahn GmbH
- Stadtwerke Neuss
- Stadtwerke Oberhausen AG
- Stadtwerke Remscheid
- Stadtwerke Solingen
- Wuppertaler Stadtwerke

Bestimmung des Anteils von Brennstoffzellenfahrzeugen an den emissionsfreien Neuzulassungen

Um nun die Anzahl der Brennstoffzellenfahrzeuge zu ermitteln, müssen Quoten bestimmt werden, die beschreiben, wie groß der Anteil von Brennstoffzellenfahrzeugen an den Neuzulassungen von emissionsfreien Fahrzeugen ist. Die verwendeten Quoten sind in Abbildung 17 dargestellt.

| | | Basis-Szenario | | Nachfrage-Szenario | |
|----------|---|----------------|----------|--------------------|----------|
| | | Bis 2025 | Bis 2030 | Bis 2025 | Bis 2030 |
| PKW |  | 0,5 % | 1,0 % | 0,5 % | 5 % |
| Sprinter |  | 3 % | 4 % | 3 % | 7,5 % |
| LNF |  | 50 % | 50 % | 50 % | 60 % |
| SNF |  | 50 % | 50 % | 50 % | 70 % |
| Busse |  | 50 % | 50 % | 50 % | 70 % |

Abbildung 17: Anteil Brennstoffzellenfahrzeuge an neu zugelassenen emissionsfreien Fahrzeugen³⁴

Bestimmung der Gesamtfahrleistung der Brennstoffzellenfahrzeuge

Nach Berechnung der zukünftigen Brennstoffzellen-Fahrzeugbestände müssen jährliche Gesamtfahrleistungen der verschiedenen Fahrzeugklassen bestimmt werden. Hierfür werden jährliche Fahrleistungen konventioneller Fahrzeuge

herangezogen und mit dem Fahrzeugbestand in den Stützjahren multipliziert. Die herangezogenen Fahrleistungen wurden auf Basis von Fahrleistungen der Kreise Düsseldorf, Duisburg, Wuppertal, Mettmann und Rhein-Kreis Neuss aus dem Jahr 2018 berechnet. Die Daten wurden vom Kraftfahrtbundesamt zur Verfügung gestellt. Für Busse wird die Fahrleistung auf Basis des Statistikberichts des VDV ermittelt. Folgende Fahrleistungen werden verwendet:

- PKW: 9.301 km/a
- Sprinter: 16.644 km/a
- LNF: 30.000 km/a
- SNF: 111.050 km/a
- Busse: 54.900 km/a

Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass die verwendeten Fahrleistungen des KBA nach Gewichtsklassen dargestellt wurden, die nicht allen Klassendefinitionen der Kompetenzregion entsprechen. Für PKW und Sprinter liegt keine Problematik vor. Die hier dargestellte Fahrleistung für LNF gilt für Fahrzeugklassen mit einem Gesamtgewicht von 3,5–12 t. Die Klassendefinition der KWDRW für LNF stellt Fahrzeuge mit einem Gesamtgewicht von 3,5–14 t dar. Bei den SNF setzt sich dieser Fehler fort. Die dort dargestellte Fahrleistung gilt für Fahrzeuge mit einem Gesamtgewicht größer 12 t. In der Kompetenzregion sind SNF als Fahrzeuge mit einem Gesamtgewicht > 14 t definiert. Diese leichten Abweichungen werden als vernachlässigbar toleriert.

Bestimmung der Gesamtwasserstoffnachfrage durch Brennstoffzellenfahrzeuge

Im letzten Schritt werden zur Bestimmung der Wasserstoffnachfrage die jährlichen Gesamtfahrleistungen mit Verbrauchswerten der verschiedenen Fahrzeugklassen multipliziert. Folgende Verbräuche wurden verwendet:

- PKW: 0,8 kg/100 km
- Sprinter: 1,2 kg/100 km
- LNF: 1,8 kg/100 km
- SNF: 8 kg/ 100 km
- Busse: 10 kg/100 km

³⁴ Die dargestellten Werte wurden in einem internem Experten-Workshop ermittelt.

METHODIK: KOSTEN-NUTZEN-EFFEKT

Treibhausgasminderungskosten

Die Erzielung von Treibhausgasminderungen durch die Nutzung einer neuen Technologie geht normalerweise mit einem erhöhten finanziellen Aufwand gegenüber der Nutzung der Referenztechnologie einher. In diesem Fall sind dies die Mehrkosten der Nutzung von Brennstoffzellenfahrzeugen gegenüber der Nutzung von konventionellen ICE-Fahrzeugen³⁵.

Die Mehrkosten setzen sich aus den folgenden Kostenanteilen zusammen: Die **Kraftstoffmehrkosten** entsprechen den Wasserstoffgestehungskosten abzüglich der Kosten für den alternativen konventionellen Kraftstoff (Diesel bzw. Benzin). Die **Investitionsmehrkosten** beziehen sich auf die höheren Anschaffungskosten für Brennstoffzellenfahrzeuge gegenüber ICE-Fahrzeugen. Die **Infrastrukturkosten** stellen die nötigen Aufwände für den Aufbau der H₂-Verteilungsinfrastruktur inkl. der Tankstellen dar. Für die Referenz-

technologie fallen ebenfalls Kosten für den Betrieb und den Erhalt der Infrastruktur an, wenn auch nicht im gleichen Umfang.

Werden die durch obiges Vorgehen ermittelten Mehrkosten in Relation zu den erzielten Treibhausgasminderungen gesetzt, ergeben sich die Treibhausgasminderungskosten (angegeben in CO₂-eq).

$$\text{Kraftstoffkosten (H}_2\text{ - Referenz)} + \text{Investitionskosten (H}_2\text{ - Referenz)} + \text{Infrastrukturkosten} = \text{CO}_2\text{-Reduktionskosten}$$

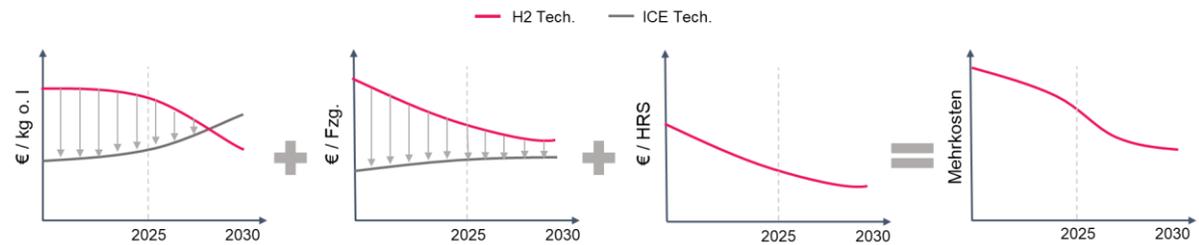


Abbildung 18: Zusammensetzung der CO₂-Reduktionskosten

³⁵ ICE: Internal combustion engine = Verbrennungsmotor.

LITERATURVERZEICHNIS

Deutsche Windguard (2017), „PERSPEKTIVEN FÜR DEN WEITERBETRIEB VON WINDENERGIEANLAGEN NACH 2020“ abgerufen unter https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2018/Perspektiven%20f%C3%BCr%20den%20Weiterbetrieb%20von%20WEA%20nach%202020.pdf

EPA (2017), EPA Urban Dynamometer Driving Schedule (UDDS). URL: <https://www.epa.gov/emission-standards-reference-guide/epa-urban-dynamometer-driving-schedule-udds>, letzte Aktualisierung Februar 2017.

e-mobil BW GmbH et al. (2013), Wasserstoff-Infrastruktur für eine nachhaltige Mobilität – Entwicklungsstand und Forschungsbedarf. Stuttgart, 2013, URL: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Datenteilen/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publicationen/Wirtschaft/Wasserstoff-Infrastruktur_nachhaltige_Mobilitaet.pdf, 03.02.2020.

Grüger, Fabian et al. (2018), Carsharing with fuel cell vehicles: Sizing hydrogen refueling stations based on refueling behaviour, 2018.

H2live (2020), „Der aktuelle Stand für Deutschland“, abgerufen am 28.07.2020 unter <https://h2.live/>

D. Heinz (2018), Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Karlsruhe, 2018, URL: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000086372>, 13.02.2020.

S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, and G. Plessmann (2018), The Open Energy Modelling Framework (oemof) – A new approach to facilitate open science in energy system modelling“, Energy Strategy Reviews, vol. 22, pp. 16-25, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.07.001.

S. G. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, G. Plessmann, F. Wiese, C. Wingenbach (2017), „Addressing Energy System Modelling Challenges: The Contribution of the Open Energy Modelling Framework (oemof).“ Preprints, 2017, doi: 10.20944/preprints201702.0055.v1.

R. S. Adhikari, N. Aste, and M. Manfren (2012), „Multi-commodity network flow models for dynamic energy management – Smart Grid applications“, Energy Procedia, vol. 14, pp. 1374-1379, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2011.12.1104.

oemof developer group (2019), oemof - open energy modelling framework (Version v0.3.2). Zenodo. <http://doi.org/10.5281/zenodo.3558344>

U. Krien, C. Kaldemeyer, B. Schachler (2017) „Open Source Energy Modelling Framework - A modular open source framework to model energy supply system“, in oemof developer meeting 2017.

U. Krien, G. Plessmann, S. Günther, B. Schachler, S. Bosch, C. Kaldemeyer. (2019), feedinlib (oemof) – creating feed-in time series – v0.0.12 (Version v0.0.12). Zenodo. <http://doi.org/10.5281/zenodo.2554102>

LBST (2020), Wasserstoff Daten, URL: <http://www.h2data.de/>, 02.05.2020.

K. Löffler, K. Hainsch, T. Burandt, P.-Y. Oei, C. Kemfert, and C. von Hirschhausen (2017), „Designing a Model for the Global Energy System—GENeSYS-MOD: An Application of the Open-Source Energy Modeling System (OSeMOSYS)“, Energies, vol. 10, no. 10, 2017, doi: 10.3390/en10101468.

Lohse-Busch, Henning et al. (2020), Automotive fuel cell stack and system efficiency and fuel consumption based on vehicle testing on a chassis dynamometer at minus 18 °C to positive 35 °C temperatures, in: International Journal of Hydrogen Energy, Heft 1 (45), 01.2020, S. 861–872.

D. Möst, W. Fichtner (2009), Einführung zur Energiesystemanalyse, 2009, URL: https://www.researchgate.net/publication/285746455_Einfuehrung_zur_Energie-systemanalyse, 30.01.2020.

N. Pekula et al. (2003), The Effect of Ambient Temperature, Humidity, and Engine Speed on Idling Emissions from Heavy-Duty Diesel Trucks, in: SAE Transaction, Heft Section 4: Journal of fuels and lubricants (Vol. 112), 2003, S. 148–158.

W.-P. Schill and A. Zerrahn (2018), „Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 83, pp. 156-171, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.205.

C. Wingenbach, Hilpert, S., Günther, S., „Entwicklung eines Open Source Energie-Modells für Schleswig-Holstein (2017)“, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES), Flensburg 2196-7164, 2017. [Online]. Available: <https://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/abteilungen/industrial/dokumente/downloads/veroeffentlichungen/forschungsergebnisse/openmodsh-endbericht-1.pdf>

Wu, Tian et al. (2020), Impact factors of the real-world fuel consumption rate of light duty vehicles in China, in: Energy (190), 01.2020, S. 116-388.

A. Zerrahn, W.-P. Schill (2017) „Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model“, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 79, pp. 1518-1534, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.098.



KOMPETENZREGION
WASSERSTOFF
Düssel.Rhein.Wupper

Schauen Sie auch unseren Film unter:
www.hier-heute-h2.de

