

Potentiale und Bedeutung von grünem Wasserstoff aus Biogas

Ableich von Bedarf und Produktion am Beispiel Südbaden

Dr.-Ing. Hans-Peter Schmid, WS Reformer GmbH,

Dr.-Ing. Joachim G. Wüning, WS Wärmeprozestechnik GmbH,

Dr.-Ing. Roland Berger, e-flox GmbH

Dornierstraße 14, D-71272 Renningen, 21.04.2026

Zusammenfassung

- Neue Geschäftsmodelle für Biogasanlagen in der Post-EEG Ära.
- Wasserstoff aus Biogas - 5000 bestehende Wasserstoffquellen verteilt im ganzen Land – auch in Ihrer Region.
- Fraunhofer ISE Studie zeigt beispielhaft für Südbaden das Potential der lokalen Abdeckung.
- Zertifizierter Wasserstoff aus biogenen Reststoffen.
- Industrieller Standard in schlüsselfertigen Anlagen von e-flox.

Der Artikel zeigt auf, dass die Erzeugung von Wasserstoff aus Biogas kurz- bis mittelfristig einen signifikanten Beitrag zur Initiierung von dezentralen, lokalen Wasserstoff-Hubs leisten kann. Die Autoren sehen dies ergänzend zum Aufbau eines Wasserstoff-Gasnetzes („Kernnetz“) sowie der lokalen Erzeugung mit Elektrolyse [8] und unterstützen die Ansicht zahlreicher Autoren, dass die heimische Erzeugung von Wasserstoff neben der Importstrategie sowohl industrie- als auch energiepolitisch notwendig ist.

Die GIS-basierte Methode verbindet H₂-Bedarfsstudien mit den biogenen, vorhandenen Wasserstoffquellen und kann auf Landkreisbasis in ganz Deutschland ausgeweitet werden.

Die Autoren gehen davon aus, dass Biowasserstoff aus Biogas gegenüber Elektrolysewasserstoff im dezentralen Maßstab wettbewerbsfähig ist. Das rührt im Wesentlichen daher, dass der Einsatzstoff Biogas zu Kosten < 10 ct/kWh zur Verfügung steht und ein 24/7 Betrieb über 8500h im Jahr möglich ist.

Biogas, in Verbindung mit dem Elektrolyseatlas [8] und dem H₂Hub-Konzept [7], ermöglicht mittelfristig eine flächendeckende, regionale H₂-Basisversorgung, besonders in Regionen, die erst langfristig mit einem Anschluss an eine Wasserstoffpipeline rechnen können.

Wasserstoff aus Biogas – Mehr als 5000 potentielle Standorte in Deutschland

In Deutschland gibt es mehr als 9000 Biogasanlagen. Mehr als 95% erzeugen Strom, nur 2,8% der Anlagen werden mit CO₂-Abtrennungsanlagen zur Einspeisung von 10,5 Milliarden kWh in Form von Biomethan ins Erdgasnetz betrieben. Bild 1 illustriert eindrücklich, dass man fast überall eine Biogasanlage in der Nachbarschaft, der Region bzw. dem Landkreis findet.

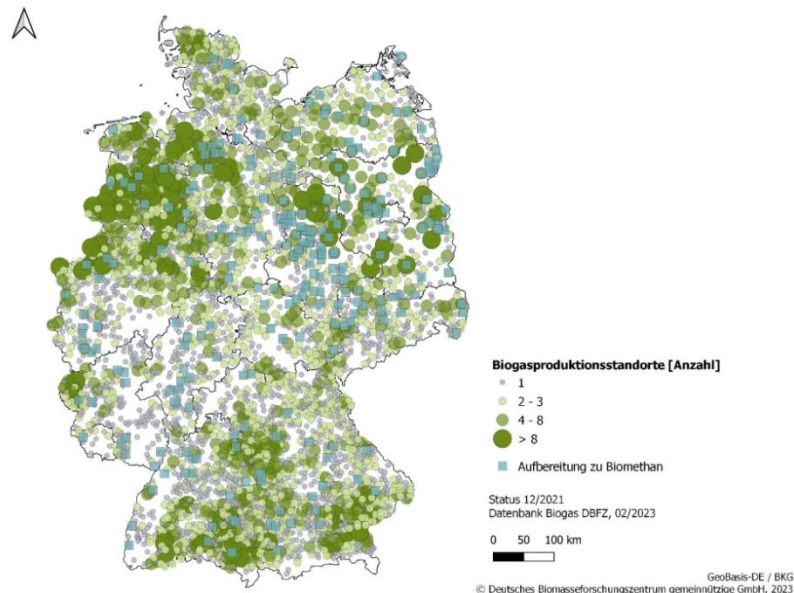


Bild 1: Standort von Biogasanlagen in Deutschland, Größe und Farben der Datenpunkte kennzeichnen die Anzahl der Anlagen pro Datenpunkt.

Der massive Ausbau in den Jahren 2000-2015 (Bild 2) ist auf die EEG-Einspeisevergütung mit einer Laufzeit von 20 Jahren für grünen Strom zurückzuführen. Biomethan-Einspeiseanlagen wurden hauptsächlich in den Jahren 2010-2015 in Betrieb genommen. Den überwiegenden Anteil stellen Gülleanlagen, wenn auch tendenziell mit kleinerer Leistung. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad der Stromgeneratoren von ca. 40% und Biogasgestehungskosten zwischen 6-8 ct/kWh wird sofort klar, dass die Grenzkosten der Stromproduktion über 15 ct/kWh liegen und damit gegenüber PV und Wind nicht mehr konkurrenzfähig sind.

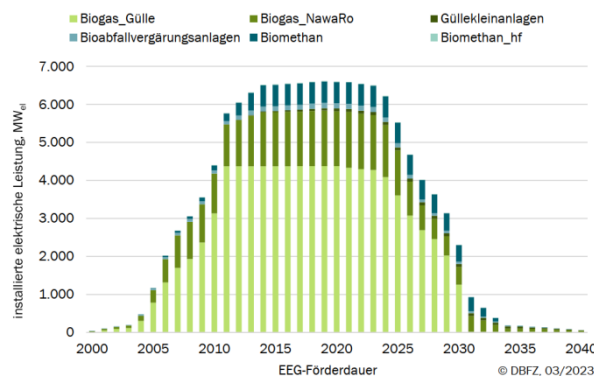


Bild 2: Aufbau von Biogasanlagen sowie erwarteter Abbau mit Auslaufen der EEG-Einspeisevergütung bis 2035

Der Absatz von Wärme ist für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig, in vielen Fällen aber nur bedingt möglich (keine Wärmenetze, keine Abnahme im Sommer). Neue Geschäftsmodelle sind daher innerhalb dieses Jahrzehnts dringend notwendig. Das DBFZ adressiert dieses Thema in den Statusreports [1] regelmäßig und verstärkt. Im letzten Jahr wurde sogar der Einsatz des gesamten Anlagenparks als „Reservekraftwerk-cluster“ für Dunkelflauten [2] diskutiert.

Die Produktion von Bio-Wasserstoff in den bestehenden Anlagen ist eine weitere, und nach Ansicht der Autoren bislang zu wenig betrachtete Option.

Die Nutzung des in Biogasanlagen erzeugten Stroms ist wegen des Wirkungsgrads von 40% keine sinnvolle Option, auch wenn auf diesem Weg eine Elektrolyse 24/7 betrieben werden kann.

Technologie der Wahl ist die etablierte Dampfreformierung von Methan.

Eine Kurzstudie für Baden-Württemberg vom ZSW [3] attestiert den hohen Technologielevel und die Machbarkeit, betrachtet das oben beschriebene Marktumfeld des Bestandes jedoch nicht. Es wird nur das neu mobilisierbare Potential an Rest- und Abfallstoffen betrachtet. Bei Hebung von 10% des neu zu mobilisierenden Potentials wird dann nur ein sehr geringer Beitrag von 6% zum erwarteten Wasserstoffbedarf in 2030 prognostiziert.

Das Potential unter Berücksichtigung des Anlagenbestandes ist offensichtlich erheblich größer. Aus Sicht der Autoren ist in der aktuellen Situation die schnelle Umsetzbarkeit und Initiierung vieler lokaler Wasserstoff-Hubs der entscheidende Vorteil. Daneben sind langfristige Optionen, wie biogenes „carbon-capture“ [12] zu berücksichtigen.

Wir skizzieren im Folgenden ein Geschäftsmodell für Biogasanlagen in der post-EEG Ära im Umfeld des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur.

Die Anwendung als Kraftstoff nimmt dabei eine Schlüsselrolle ein. In der politischen Diskussion („Wasserstoff macht nur in der Stahlindustrie Sinn“) spielte diese, seit vielen Jahren bekannte Tatsache [5], kaum eine Rolle – trotz angeblicher Technologieoffenheit.

Dampfreformierung – Kommerziell verfügbares Modul für 400 kg H₂/Tag

Die Dampfreformierung ist eine erprobte Technik und auch in kleinen Maßstab seit 10 Jahren in der Stahl- und Solarmodulproduktion im industriellen Alltagseinsatz.

Demonstrationsanlage

Im Rahmen des Projektes „BioH₂Ref“ wurde die Technologie auf die direkte Erzeugung von Biogas adaptiert (Bild 3). Durch smarte Auswahl an Katalysatoren wurde sowohl dem Aspekt des „Dry Reformings“ Rechnung getragen wie auch das Wärmemanagement für typische Biogaszusammensetzungen optimiert. Anlagenseitig sind die besonderen Herausforderungen an den Betrieb in einem landwirtschaftlichen Betrieb adressiert. Die Demoanlage mit einer Leistung von 100 kg/Tag geht, finanziert mit Eigenmitteln, nach Abschluss des Projektes 2026 in den Produktionsbetrieb.

Umfangreiche experimentelle Versuche, begleitend und basierend auf den theoretischen Vorhersagen einer dynamischen Prozesssimulation [9], wurden durchgeführt und haben zum tiefen Verständnis des Prozesses beigetragen.



Bild 3: Demonstrationsanlage zur Erzeugung von 100 kg/Tag Bio-Wasserstoff.

Die Qualität des erzeugten Wasserstoffes konnte nachgewiesen und eine Methode zur kontinuierlichen Überwachung erarbeitet werden. Sowohl Qualität 5.0 wie auch die Brennstoffzellennorm (EN 17124-2022, siehe Bild 4) sind erreicht. Schließlich konnte eine Zertifizierung gemäß REDcert-EU methodisch erarbeitet und erwirkt werden.

Bestandteile	Messmethode	Grenzwert EN 17124-2022 (in %/ppm)	Messwert ± Messunsicherheit* (in %/ppm)
H ₂ O	Taupunktspiegel	5	2,0 ± 0,2
Gesamt-Kohlenwasserstoffe	FID	nicht definiert	< 0,2
Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe	berechnet	2	< 0,2
CH ₄	GC-PD/HID	100	< 10
O ₂	GC-PD/HID	5	< 0,5
He	GC-TCD	300	< 30
Ar	GC-PD/HID	300	< 30
N ₂	GC-PD/HID	300	< 30
CO ₂	GC-PD/HID	2	1,81 ± 0,07
CO	OFCEAS	0,2	< 0,02
Gesamt-Schwefelverbindungen	TD-GC-FPD	0,004	< 0,001
HCHO	OFCEAS	0,2	< 0,01
HCOOH	OFCEAS	0,2	< 0,01
NH ₃	OFCEAS	0,1	< 0,02
Gesamt-Halogenvverbindungen	GC-ECD	0,05	< 0,02
Summe CO+HCHO+HCOOH	berechnet	0,2	< 0,04
Summe der Verunreinigungen	1 (quantifiziert)	300	< 104
Wasserstoff-Index	100 - Σ (quantifiziert)	99,970%	> 99,989%

* Unsicherheiten von Prüfgeräten, Messgerät und Messreihe sind mit einem Erweiterungsfaktor von k=2 berücksichtigt.
Alle Ergebnisse liegen innerhalb der Spezifikation.




Certificate

EU-REDcert-548-271089923

By means of an audit on 18.03.2024, documented in a report

Normec Zertifizierung Umweltgutachter GmbH
Kapellenweg 8, 48683 Ahaus, Germany

confirms to

BTX energy GmbH
REDcert-ID: 4570
Am Lefkeshof 22, 47839 Krefeld
Latitude 51.3874162; longitude 6.5003028

the compliance with the requirements of the certification scheme

REDcert-EU

a scheme for demonstrating compliance with the sustainability criteria under the Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council

This certificate serves as proof of compliance with the requirements of Directive (EU) 2018/2001 for the following scope(s):
(420) Plant for the production of biogenic hydrogen / (502) supplier (dealer/warehouse/logistic center - after the last interface)

Date of certification decision: 28/03/2024
This certificate is valid from 28/03/2024 to 27/03/2025

Ahaus, 28.03.2024
Place, Date

Normec Zertifizierung
Umweltgutachter GmbH
Kapellenweg 8 - 48683 Ahaus
Tel: +49 2564 4915 600
Stamp, Signature



The Certification Body is responsible for the accuracy of the certificate. Requests for the validity of the certificate & documents the information given on the website of REDcert-EU. Separation can result in requests from the withdrawal or suspension of an issued certificate. Since this certificate is property of the certification body, it might cases it must be returned on request.

Bild 4: Qualitätszertifikat und beispielhafte Zertifizierung gemäß REDII von Bio-Wasserstoff

Kommerzielle Anlage

Die Ergebnisse des Forschungsprojektes flossen in die Entwicklung einer kommerziellen Anlage ein. Geleitet ist die Produktentwicklung vom Gedanken eines modularen Standardmoduls in Containerbauweise. Dabei musste zunächst die Frage beantwortet werden, welche Leistungsklasse ein möglichst breites Marktsegment abdeckt. Die kontinuierlichen Studien vom DBFZ und DVGW-EBI geben die Antwort. In Bild 5 sieht man, dass die meisten Anlagen in der Leistungsklasse bis 500 kW liegen, eine genauere Analyse zeigt, dass es um 4000 Anlagen in der Leistungsklasse 350-500kW_el gibt, die meisten davon sind landwirtschaftliche Anlagen mit beschränktem oder keinem Zugang zum Erdgasnetz oder einem Wärmenetz.

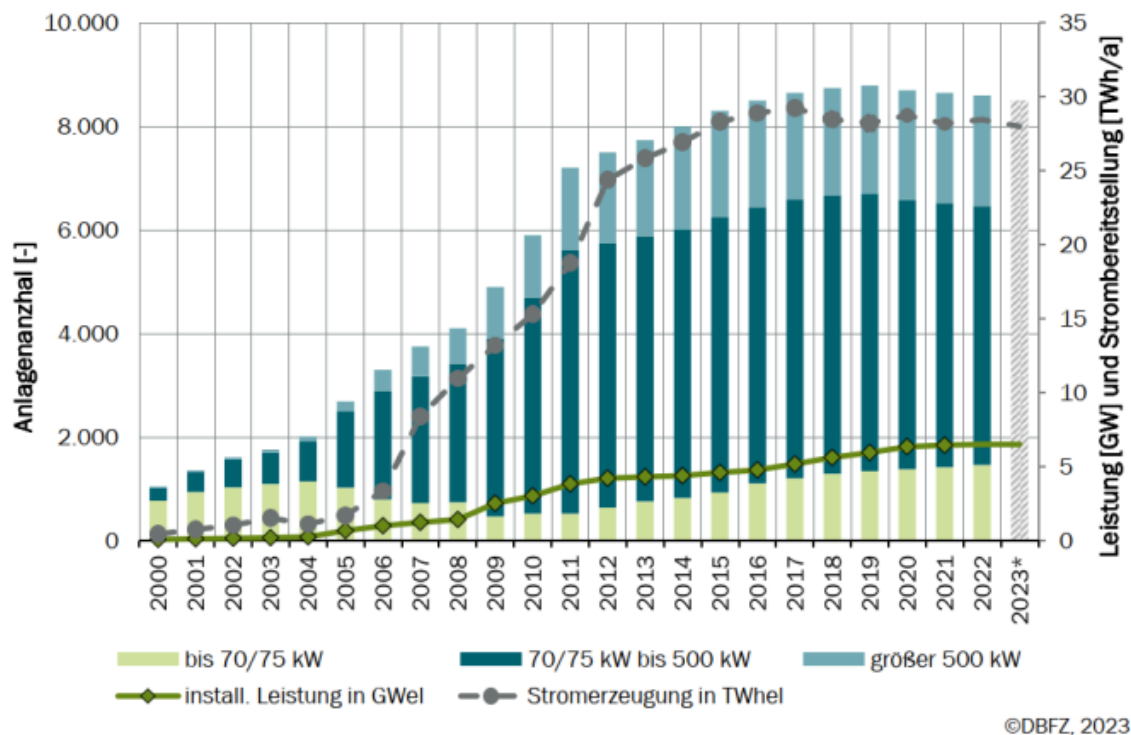


Bild 5: Biogasanlagenbestand, sortiert nach elektrischer Leistung.

Die Analyse des Dampfreformerprozesses zeigt, dass zur Erzeugung von 1 kg reinem Wasserstoff ca. 10 Nm³ Rohbiogas erforderlich sind. Eine 400kW-Biogasanlage benötigt ca. 200 Nm³/h Rohbiogas (1MW thermische Leistung). Das bedeutet, die typische Standard-Biogasanlage mit 400 kW Leistung liefert Biogas für die Erzeugung von 400 kg Wasserstoff am Tag.

Wasserstoff aus Biogas : Kommerzielle Anlage BTH400

Bild 6 zeigt die auf diesen Markt zugeschnittene Standardanlage. Die Entwickler gehen davon aus, dass eine Standardisierung notwendig ist, um die Kostenziele zu erreichen und die Produktionskapazität zur Bedienung des offensichtlich erheblichen Marktpotentials zu gewährleisten.

Die Anlage besteht aus 3 Containern, wird im Werk weitgehend vorgefertigt und ist straßentransporttauglich. Arbeiten vor Ort sind auf das Minimum beschränkt. Bei der vollen Erzeugungskapazität von 400 kg Wasserstoff pro Tag werden 200 Nm³/h Biogas, 40 kW Strom (hauptsächlich für den Biogaskompressor) sowie 3200l Wasser pro Tag benötigt.

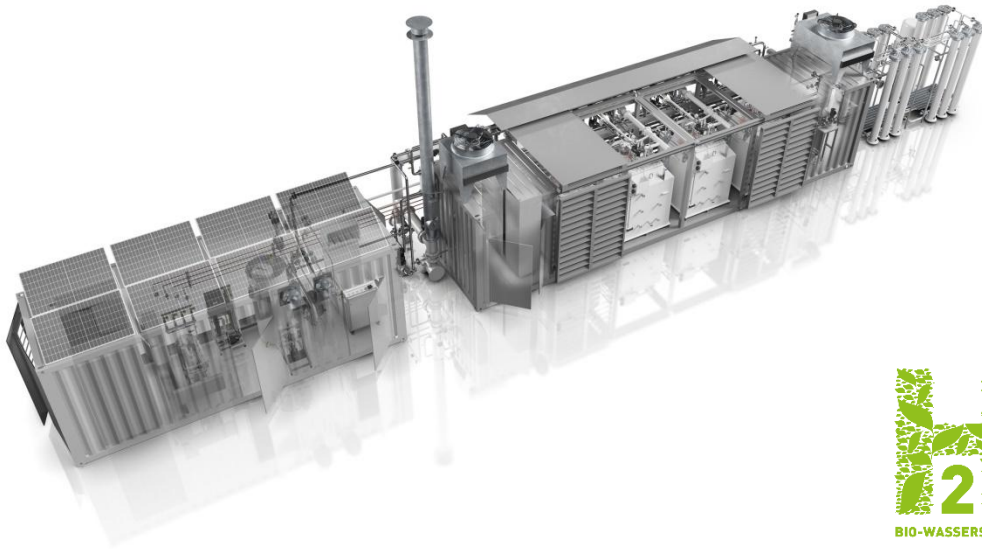


Bild 6 BTH400: Medienversorgung (Container links), Reformer (Container mitte), PSA-Skid (rechts)

Biogas steht 24/7 bereit und wird bei entsprechender Qualifizierung und Dokumentation der Einsatzstoffe nach REDII als „**ABF -fortschrittlicher Biokraftstoff**“ zertifiziert. Die Methodik ist etabliert, der Zusatzertrag durch THG-Quotenhandel liegt bei CO₂-Preisen zwischen 100 und 400 €/to CO₂ im Bereich 2-10 €/kg H₂. Ähnliche Werte ergeben sich für Elektrolysewasserstoff, der als „RFNBO“ zertifiziert und gehandelt wird, solange die Mehrfachanrechnung gleich ist.

Vergleich mit Elektrolyse

Betrachtet man die Verbrauchswerte der Dampfreformeranlage im Detail und vergleicht mit Elektrolyse, dann wird deutlich:

1. Der Energieinput pro kg erzeugtem Wasserstoff ist gleich, 50 kWh Biogas oder 50 kWh erneuerbarer Strom.
2. Der Wasserverbrauch ist bei der Dampfreformierung halb so hoch: 50% des Wasserstoffes entstehen thermochemisch aus Wasser und 50% aus dem Methan.

Lokale Wasserstoff-Hubs: Passen Bedarf und Erzeugung örtlich ?

Bei über 9000 Biogasanlagen in Deutschland gibt es intuitiv zwei gegensätzliche Antworten auf diese Frage. Die erste: Biogasanlagen sind auf dem Land und da ist kein Bedarf. Die zweite und gegensätzliche: Man findet immer eine Biogasanlage in der Nähe von Abnehmern.

Um die Fragestellung fundierter zu beantworten, haben die Autoren eine Studie beim Fraunhofer, ISE in Auftrag gegeben. Es sollte eine Region in Deutschland beispielhaft behandelt und die Vorgehensweise methodisch entwickelt werden. Dafür bot sich der Raum Südbaden an, da die Bedarfsabfrage über lokale Wasserstoffnetzwerke bereits erfolgte und weitgehend transparent ist:

- Wie stellt sich der Biogasanlagenbestand im Raum Südbaden dar?
- Wie ist die örtliche Verteilung in Bezug auf den potentiellen Wasserstoffbedarf?
- Könnte der Bedarf lokal gedeckt werden und welche Verteillogistik ist erforderlich?
- Wann kommen die Biogasanlagen in Entscheidungsdruck, neue Geschäftsmodelle nach Auslaufen der 20-jährigen EEG-Einspeisevergütung zu entwickeln?

Mit den Ergebnissen sollen sowohl den Biogasanlagenbetreibern als auch regionalen Abnehmern potentielle Geschäftsmodelle aufgezeigt werden. Eine Filterung über die Preisziele am Markt und spezifischen Gesteungskosten erfolgt noch nicht.

Die Vorgehensweise war stringent und basierte auf frei zugänglichen Daten. Die Grundlage stellen kartierte Erhebungsdaten des Wasserstoffbedarf lokal und nach Anwendung [7]. Im nächsten Schritt wurden in der Karte bestehenden Biogasanlagen, segmentiert nach Anlagengröße (betrachtet werden nur Anlagen größer 350kW_el) aus dem Marktstammdatenregister eingefügt. Das Logistikkonzept, das im Projekt BioH2Log [10] entwickelt wurde, zeigt, dass eine regionale Verteilung wirtschaftlich sein kann. In der Studie haben wir uns für einen Verteilradius von 10km um den Biogasstandort als worst-case entschieden und geplante größere Elektrolyseanlagen (>10MW) berücksichtigt. Schließlich wurde eine zeitliche Klassifizierung der Anlagen nach Auslaufen der EEG-Einspeisevergütung für die Zeiträume 2027-2030 / 2030-2035 / 2030-2024 vorgenommen. Bei Investmententscheidungen ist zu berücksichtigen, dass diese einige Jahre vorher getroffen werden müssen, um entsprechende Rücklagen im Betrieb zu bilden.

Ergebnisse:

Das Gesamtbild für die nächsten 15 Jahre (alle bestehenden Biogasanlagen sind aus der EEG-Förderung) zeigt Bild 7.

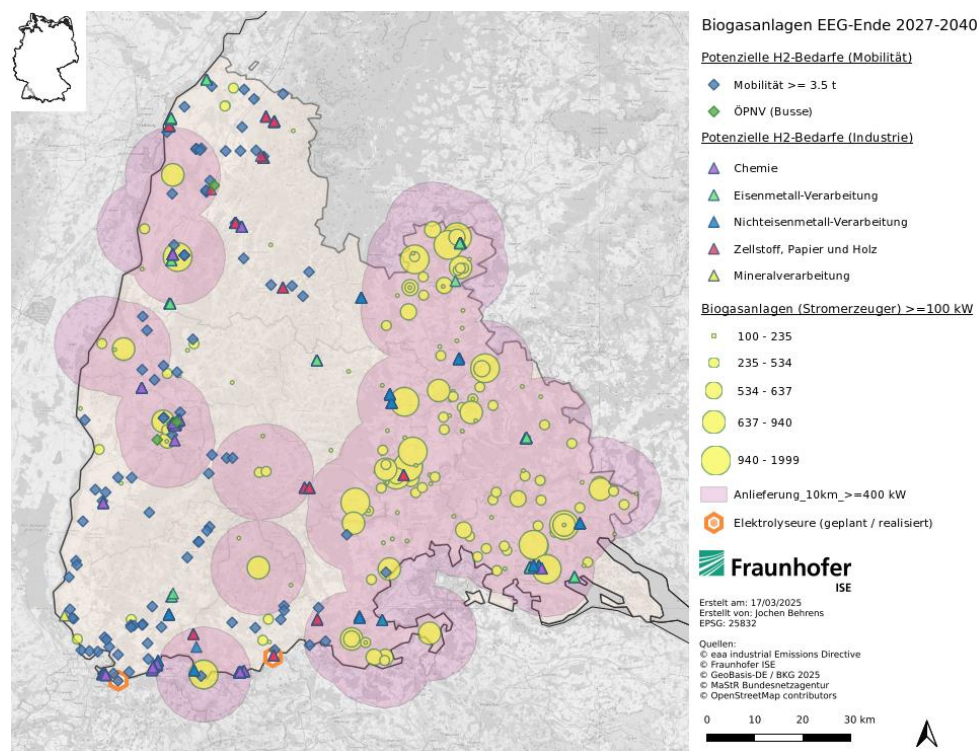


Bild 7: Bestands-Biogasanlagen nach Größe mit Verteilradius 10km und örtliche Verteilung des prognostizierten Wasserstoffbedarf.

Das Ergebnis kann folgendermaßen zusammengefasst werden:

- 1) Das Chemieindustriecenter im Basler Raum bietet keinen Ansatzpunkt, vermutlich liegt der Bedarf auch weit über der relativ geringen typischen Erzeugungskapazität (150 to/Jahr) einer Anlage.
- 2) Für die mittelständische Industrie mit Bedarf für Kleinmengen über 50kg wird ein wirtschaftlicher Verteilradius erreicht
- 3) Am Oberrhein ist die Biogasanlagendichte eher zu gering. Bei der Deckung des Bedarfs sollte die Erweiterung des Wasserstoffkernnetzes und die Verbindung zur französischen Pipeline im Süden im Vordergrund stehen.
- 4) Hot Spots sind der Raum Freiburg bezüglich Bedarf und der Ostschwarzwald, hier gibt es genügend Biogasanlagen und viele mittelständische Unternehmen
- 5) Ein H₂-Korridor entlang der A81 könnte vermutlich weitgehend durch Bio-Wasserstoff abgedeckt werden.

Für eine kurzfristige Betrachtung als Basis für die Initiierung lokaler Wasserstoff-Hubs wurden analoge Karten erstellt. Für Landkreise, Kommunen, Biogasanlagenbetreiber aber auch den Technologieanbietern liegt damit eine Datenbasis vor, auf der projektbasiert und strategisch orientiert entschieden werden kann.

BioH2Log – Vernetzung lokaler Hubs durch intelligentes Verteilsystem zu attraktiven Kosten

Das Ziel des Förderprojekts BioH2Log [10] ist die Entwicklung und Erprobung einer innovativen, KI-unterstützten Prozesssteuerung für die bedarfsgerechte und kostengünstige Erzeugung und Verteilung von Wasserstoff aus Biogas an regionale Abnehmer. Es wird unter Leitung der Fa. TakeOff Engineering GmbH in enger Zusammenarbeit mit BioH2Ref durchgeführt. Dabei liegt der Anwendungsfokus auf den deutschen sowie auf den relevanten internationalen Märkten, die einen großen Bestand an Biogasanlagen bzw. ein hohes Potential für die Installation von Biogasanlagen haben. Das innovative Konzept von BioH2Log beruht darauf, dass viele regionale Abnehmer mit vielen dezentralen Erzeugungsanlagen von biogenem Wasserstoff über ein flexibles Speicher- und Transportsystem mit attraktiven Preisen bedient werden (Bild 8). Das Zielbild der BioH2Log-Logistik mit Prozesskette und Simulation ist in Bild 9 dargestellt. Damit betreten die Verbundpartner Neuland auf dem Gebiet der industriellen Gaserzeugung und Gasverteilung, welche bisher auf vergleichsweise wenige und größere Produktionsanlagen mit entsprechender Logistik basiert.

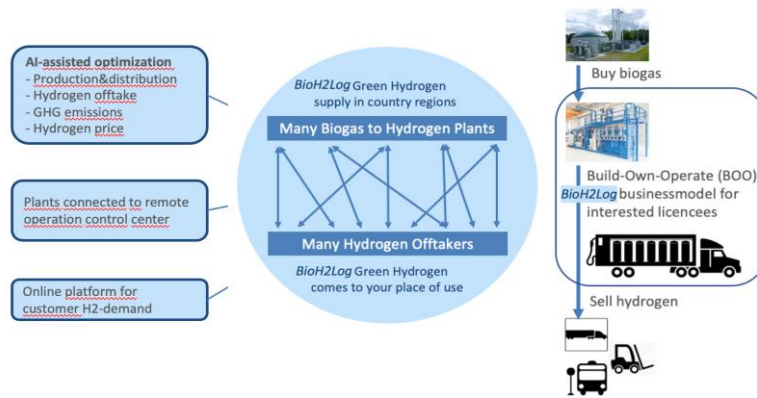


Bild 8: BioH2Log-Konzept zur optimalen Steuerung von biogener Wasserstoffproduktion und -logistik

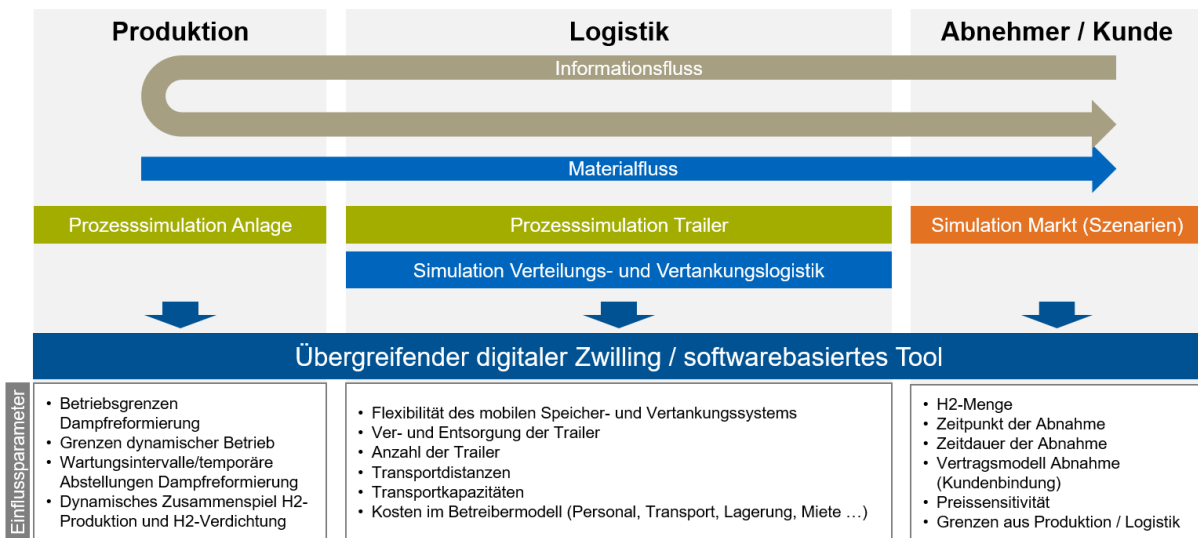


Bild 9: BioH2Log-Logistik Zielbild mit Prozesskette und Simulation

Das Projekt BioH2Log befindet sich in einem fortgeschrittenen Stadium, wobei die Wasserstoff-Versorgungsszenarien in die Kategorien „Einzelversorgung und Clusterversorgung“ eingeteilt und mit KI-Methoden optimiert werden. Während die Analyse und Berechnung der Versorgungsszenarien in Deutschland abgeschlossen ist, liegt der Fokus jetzt auf den relevanten europäischen Wasserstoff-Märkten. International werden die nordamerikanischen und Teile der südamerikanischen Märkte sowie der chinesische und der indische Markt untersucht. Ein besonderer Fokus liegt auf dem südkoreanischen Markt, der u.a. etwa 1000 H₂-Busse aufweist. 2026 sind weitere 600 Busse geplant, wobei bis 2030 die Anzahl der H₂-Busse auf 21.000 ansteigen soll.

Literatur

- [1] Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J. (2023). Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland: Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan. (DBFZ-Report, 50). Leipzig: DBFZ. VII, 9-122 S. ISBN: 978-3-949807-02-2. DOI: 10.48480/zptb-yy32
- [2] Elhaus, N.; Treiber, P.; Karl, J. (2024). Biogas im künftigen Energiesystem - Potential und Wirtschaftlichkeit der Besicherung von Wind und Photovoltaik durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen, Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Kurzstudie im Auftrag Fachverband Biogas
- [3] Wolf, P.; Klingler, M.; Schmidt, M.; Hauschild, S.; Müller-Langer, F. (2022) Wasserstoffbereitstellung aus Biomasse in Baden-Württemberg: Kurzanalyse der Technologieoptionen und Potenziale, ZSW, DBFZ.
- [4] Beyer, C.; Renkert, M.; Henriques, S.; Layer, H.B.; Galeeva, A.; Umpfenbach, K.; Salomo, H. (2024). Versorgung der H₂-Tankstelleninfrastruktur in Deutschland über ein H₂-Pipeline-Netz, NOW GmbH in www.now-gmbh.de
- [5] Wurster LBST, https://lbst.de/wp-content/uploads/2021/11/LBST_Wurster_Die-Energie-und-Klimawende-in-Deutschland-benoetigt-Wasserstoff_DKV_2021-11-26.pdf, R. LDKV-Jahreskonferenz 18.11.2021, Dresden
- [6] <https://www.ipa.fraunhofer.de/de/Publikationen/studien/I-H2-Hub-BW.html>
- [7] Holst, M.; Ranzmeyer, O.; Eißler, T.; Thelen, C.; Ruckteschler, T.; Edenhofer, L.; Fluri, V.; Kost, C.: „Analyse verschiedener Versorgungsoptionen Baden-Württembergs mit Wasserstoff und Wasserstoffderivaten“, 2025, Fraunhofer ISE.
- [8] PowerD - Digitaler Atlas für geeignete Elektrolyseur-Standorte in Deutschland, www.h2-powerd.de, (2025) Fraunhofer ISE.
- [9] Hirtenreiter, et.al.; Hydrogen from Biogas: Dynamic Modeling and Validation of a Biogas Steam Reforming Plant, , Ind.Eng.Chem.Res. 2026, 65, 14, 7684-7698 (<https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.iecr.6c00318>)
- [10] BioH2Log - <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=.&m=2&v=10&p=2758&id=12052073>
- [11] Statusseminar https://btxenergy-my.sharepoint.com/:f/g/personal/andy_gradel_btx-energy_de/Em4ZLnW3DVpCm3PUjePMaUBgAygB_jZayBKAYAQSoEP1Q?e=5ddGiR
- [12] BioFLECCS – <https://cdterra.de/consortia/biofleccs>