

# Zukunftsbild Biomethan 2025-2045

Status

Hemmnisse

Maßnahmen

**Hochlauf**

# Zukunftsbild Biomethan 2025-2045

## Vorwort

Seit Dezember 2023 haben sich in regelmäßigem Turnus Vertreter aus verschiedensten Bereichen des Biomethansektors ausgetauscht. Vor dem Hintergrund des bis zuletzt stagnierenden Hochlaufs der Biomethanerzeugung wurde diskutiert, wie dessen Beschleunigung im Sinne von Energie- und Wärmewende erreicht werden kann.

Wir danken allen Mitgliedern der DVGW-Taskforce Biomethan für die aufrichtigen und ehrlichen Diskussionen. Nur mit dem gemeinschaftlich erzeugten Bild aus der Sicht von Verbänden, Betreibern von Biogasanlagen, Betreibern von Gasnetzen und Anlagenbauern ist eine vollständige Beschreibung der Marktsituation gelungen, so dass entsprechende Maßnahmen für einen Biomethanhochlauf abgeleitet werden können.

## Executive Summary

Um bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen, spielen klimaneutrale Energieträger wie Wasserstoff, Biomethan und synthetisches Methan eine zentrale Rolle in der Energiewende. Das „**Zukunftsbild Biomethan**“ unterstützt eine kohärente Entwicklung dieser Energieträger.

Die Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz ist derzeit mit **Herausforderungen** wie der komplexen Planung oder zeitverzögernden Genehmigungsverfahren verbunden. Die DVGW-Taskforce Biomethan hat wesentliche Hindernisse identifiziert und **Lösungsvorschläge** erarbeitet, um diese abzubauen. Wichtige Stellschrauben zur schnelleren Integration von Biomethan ins Gasnetz bilden beispielsweise die personelle Aufstockung und Weiterbildung der Behörden, die Anerkennung erneuerbarer Gase als von überragendem öffentlichem Interesse sowie die Einführung einer digitalen Akte.

Zusätzlich wirft das Zukunftsbild Biomethan einen Blick über die deutsche Grenze hinaus auf den europäischen Markt. Der REPowerEU-Plan der Europäischen Kommission strebt an, die Biomethanproduktion der EU bis 2030 auf 35 Milliarden Kubikmeter pro Jahr zu steigern. Viele EU-Mitgliedstaaten haben deshalb ihre Biogas- und Biomethanproduktion durch unterschiedliche Förderkonzepte oder Regularien erheblich ausgeweitet. Um das heimische Potenzial effizient zu heben, können **Best-Practice Maßnahmen** aus dem EU-Ausland nach Deutschland übertragen werden: Dazu zählen die Entwicklung einer nationalen Biomethanstrategie, eine Biomethan-Importstrategie und weitere Maßnahmen, wie eine Quote für Biomethan, Wasserstoff und seine Derivate. Auf **Bundesebene** sollte zudem ein Beschleunigungsgesetz für Biomethan und andere neue Gase geschaffen und Biomethan durch Einbindung in die integrierte Netzplanung gestärkt werden. Zugleich ist wesentlich, dass auf Bundesebene klare und praktikable Regularien in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht geschaffen werden, um die Entscheidung der Netzbetreiber in ihren Planungen zu unterstützen, wo Wasserstoffregionen und wo regionale Schwerpunktregionen für Biomethan geschaffen werden. Durch die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und dessen Integration ins Gasnetz kann sich das heutige Erdgasnetz in eine Drehscheibe für klimaneutrales Methan und Wasserstoff entwickeln. Das Zusammenspiel beider Energieträger ermöglicht eine **hocheffiziente Sektorenkopplung**: Zur Versorgung von reinen Biomethanregionen kann aus Wasserstoff in Verbindung mit CO<sub>2</sub> aus Biogasanlagen durch Methanisierung weiteres Biomethan erzeugt werden. Umgekehrt kann aus Biomethan mittels Pyrolyse biogener Wasserstoff erzeugt werden, wo Netzgebiete auf Wasserstoff umgestellt werden. Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> bzw. der anfallende elementare Kohlenstoff kann eine **zusätzliche CO<sub>2</sub>-Senke** bilden.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Einleitung und Ziele.....</b>	<b>6</b>
<b>2. Ausgangslage .....</b>	<b>9</b>
Heutige und zukünftige Anwendungsbereiche von Biomethan .....	9
Potenziale und Ziele für Biomethan in Deutschland und der EU .....	10
Ausgangslage Anlagenbestand von Biogasanlagen und Einspeisung in Gasnetz .....	11
Aktuelle Entwicklung der Biomethan-Einspeisebegehren.....	11
Ausgangslage Gasnetze.....	12
<b>3. Biomethan: Chancen und Potenziale im zukünftigen Energiesystem .....</b>	<b>14</b>
Der Ersatz von Erdgas durch klimaneutrales Biomethan .....	14
Gemeinsame Anwendung von Biomethan und Wasserstoff.....	15
Klimaneutrales Methan als saisonaler Energiespeicher .....	17
Biogasanlagen mit Sammelleitungen fit für Methanisierung machen.....	17
Methan als Lieferant von Kohlenstoff für die stoffliche Nutzung .....	19
Carbon Removal: Mit Biomethan und CCS CO <sub>2</sub> aus der Atmosphäre entnehmen und Negativemissionen erzeugen.....	19
Mögliche Entwicklung der Preise .....	19
<b>4. Hemmnisse und Verzögerungen bei der Einbindung von Biomethananlagen.....</b>	<b>20</b>
Lösungsvorschläge für Hemmnisse im Genehmigungsverfahren.....	24
Fazit: Hemmnisse des Biomethanhochlaufs.....	25
<b>5. Der Blick über den Tellerrand: Lernen von anderen europäischen Ländern .....</b>	<b>26</b>
Politischer Rahmen und Biomethan-Potenziale in der EU.....	26
Ergebnis der Länderanalysen und Handlungsempfehlungen .....	28
<b>6. Handlungsempfehlungen an die Politik zur schnellen Umsetzung.....</b>	<b>32</b>
<b>7. Argumentarium.....</b>	<b>35</b>
Die Netzinfrastrukturen für grünes Methan, Wasserstoff und CO <sub>2</sub> ergänzen einander .....	35
Dezentrale Methaneinspeisung kann den Wasserstoffhochlauf unterstützen .....	36
Heimische Einspeisung von neuen Gasen senkt die Importabhängigkeit und gibt Stabilität für den Markt.....	36
Wirtschaftlicher Betrieb von Gasnetzen mit Einspeisung von klimaneutralem Methan .....	37

Handlungsmöglichkeiten der Akteure.....	38
<b>8. Anhang 1: Lessons learned- Wie machen es andere Länder? .....</b>	<b>40</b>
Dänemark .....	40
Frankreich.....	43
Irland .....	46
Österreich .....	49
Portugal .....	53
Schweden.....	56
Spanien .....	59
Schweiz .....	62
<b>9. Anhang 2: Detailübersicht über die Hemmnisse .....</b>	<b>67</b>
Genehmigungsrechtliche Hemmnisse.....	67
Technische Hemmnisse.....	76
Kaufmännische Hemmnisse .....	79

## 1. Einleitung und Ziele

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis spätestens zum Jahr 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Mit dem Bundesklimaschutzgesetz ist dieses nationale Klimaschutzziel rechtlich verankert. Die nationalen Treibhausgasemissionen sollen dazu in den Jahren 2030 und 2040 jeweils um mindestens 65 Prozent bzw. 88 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 reduziert werden. In den kommenden Jahren müssen daher neue Klimaschutztechnologien und klimaneutrale Energieträger verstärkt zum Einsatz kommen. Für den Zeitraum nach dem Jahr 2050 sieht das Bundesklimaschutzgesetz zudem negative Treibhausgasemissionen vor.

Einige Bundesländer und Städte wollen das Ziel der Klimaneutralität jedoch schon deutlich früher als 2045 erreichen. Neue Gase<sup>1</sup> wie Wasserstoff, Biomethan und synthetisches Methan können dazu beitragen, Treibhausgasemissionen in allen Sektoren zu reduzieren und Treibhausgassenken zu schaffen. Im künftigen klimaneutralen Energiesystem und auf dem Weg dorthin werden neue Gase daher einen signifikanten und unverzichtbaren Beitrag zur Energiewende leisten – sei es auf nationaler, regionaler oder kommunaler Ebene.

Neue Gase können mehr als ausreichend und auch zu vertretbaren Kosten zur Verfügung gestellt werden<sup>2</sup>, müssen jedoch auch passgenau zu den Verbrauchern gelangen. Ein sicheres, volkswirtschaftlich effizientes, nachhaltiges und für alle nutzbares Energiesystem benötigt dazu insbesondere Gasnetze, Speicher sowie Gaserzeugungs- und Gasimportinfrastrukturen. Die Einbindung neuer Gase in die vorhandene Gasinfrastruktur ermöglicht Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit des künftigen klimaneutralen Energiesystems.

Neben der Herstellung der H<sub>2</sub>-Readiness und dem Umstellen bestehender sowie dem Bau neuer Infrastrukturen für Wasserstoff bedeutet dies die Weiternutzung bestehender Infrastrukturen mit Biomethan.<sup>3</sup> Für die konkrete Umsetzung dieser Weiterentwicklung ergeben sich eine Reihe von Fragen. Diese beziehen sich z. B. auf die Umrüstung von Biogasanlagen mit Vorortverstromung auf Biomethanerzeugung und deren Anschluss an ein Gasnetz, den Umgang mit existierenden Biomethananlagen im Falle einer Netzumstellung auf einen vollständigen Betrieb mit Wasserstoff oder den zukünftigen Betrieb von Methan-Netzen innerhalb einer Wasserstoffwirtschaft. Kurzum: Es geht darum, wie die heimische Erzeugung, der

---

<sup>1</sup> Für eine umfassende Diskussion des Begriffs neue Gase siehe: BDEW, DVGW, Zukunft Gas (2023): Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem. Transformationspfad für die neuen Gase, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/transformationpfad-neue-gase.pdf>.

<sup>2</sup> Vgl. ebd. S. 36ff.

<sup>3</sup> Vgl. ebd. S. 28ff.

Import und die Nutzung von Wasserstoff sowie Biomethan und synthetisch erzeugtem Methan (SNG) technisch in den Gasinfrastrukturen und bei den Kunden in Einklang gebracht werden kann.

Biomethan steht insbesondere deshalb im Zentrum dieser Betrachtung, weil die heimische Biogaserzeugung und -nutzung derzeit vor einer grundlegenden Transformation steht: Die vor mehr als 20 Jahren begonnene Förderung Erneuerbarer Energien hat viele Biogasanlagen entstehen lassen, die bei Auslaufen der EEG-Vergütung der Förderperiode I nach einem sicheren und wirtschaftlich tragfähigen Weg in die Zukunft suchen. Viele Anlagen wollen Biogas aufbereiten und sich an die Gasnetze anschließen, um Biomethan zu vermarkten, was eine volkswirtschaftlich effiziente Maßnahme darstellt.<sup>4</sup> Die Prozesse zum Anschluss von Anlagen sind jedoch über die Jahre evolutionär gewachsen und im heutigen Ergebnis oftmals langwierig, kostenintensiv und aufwändig. Die vielschichtigen Gründe dafür wurden in der Taskforce-Arbeitsgruppe „Hemmnisse“ gesammelt, diskutiert und hinsichtlich ihres Realisierungspotenzials bewertet. Im Ergebnis stellen Genehmigungsverfahren die größte Herausforderung dar, zu deren Beschleunigung Lösungsvorschläge durch die Taskforce erarbeitet wurden (siehe Kapitel 3).

Der Weiterbetrieb von aus der Förderung laufenden Biogasanlagen und die weitere Erschließung bislang ungenutzter Potenziale ist aus Sicht des Klimaschutzes dringend geboten: In Deutschland können allein mit dem heutigen Anlagenbestand jährlich rund 2,5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre gezogen werden. Wenn alle Biogasanlagen zukünftig auch CO<sub>2</sub>-negativ wirtschaften (z. B. via CCS), kann das europäische Ziel von 35 Milliarden Kubikmeter Biomethan pro Jahr nicht nur einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung der fossilen Emissionen im europäischen Energiesektor leisten, sondern zusätzlich jährlich etwa 55 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Negativemissionen erreichen – nur durch die Erzeugungsseite von Biomethan. Jedoch kann auch eine Nutzung des biogenen CO<sub>2</sub> (CCU) eine wertvolle wirtschaftliche Verwertungsmöglichkeit sein, um Treibhausgasemissionen in bestimmten Sektoren zu reduzieren.

Für den Erhalt der bestehenden Biogasanlagen, deren anteilige Umrüstung auf die Biomethanherzeugung und den weiteren Ausbau der Biomethanwertschöpfung bedarf es jedoch dringend neuer politischer Impulse. Im Rahmen der Taskforce wurden mit einem gezielten Blick in das europäische Ausland geeignete Politikmaßnahmen identifiziert, die erfolgreich

---

<sup>4</sup> Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V., ifeu Heidelberg (2024): Biogas nach dem EEG – (wie) kann’s weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreibende, 4., vollständig überarbeitete Auflage, S. 47f., online verfügbar: <https://www.carmen-ev.de/download/biogas-nach-dem-eeq-rezab-broschuere/>.

zur Steigerung der Biomethanherzeugung, -einspeisung und -nutzung verfolgt bzw. angewendet wurden oder werden und sich auch für Deutschland als sinnvoll erweisen (siehe Kapitel 4).

Das Zukunftsbild Biomethan, die darin beschriebenen Konzepte und die politischen Handlungsempfehlungen verfolgen daher mehrere Ziele:

1. Erreichen der Klimaneutralität bis spätestens zum Jahr 2045
2. Beschleunigung der Einspeisung von Biomethan dort, wo es technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist
3. Erhalt einer nachhaltigen, heimischen Biomethan-Wertschöpfung mit bioökonomischem Ansatz:
  - a. Förderung ländlicher Regionen und regionaler Energieerzeugung im Sinne der Resilienz des Energiesystems
  - b. Sicherung und Ausbau von Arbeitsplätzen
  - c. Steigerung der Akzeptanz der Energiewende
4. Realisierung der notwendigen Negativemissionen durch die Ausweitung güllebasierter Biogaserzeugung mit Methanisierung und dadurch aktive CO<sub>2</sub>-Entfernung aus der Atmosphäre
5. Bildung einer Kohlenstoffquelle für die Bereitstellung von Sustainable Aviation Fuels (SAF) gemäß ReFuelEU Aviation
6. Erreichen einer verbesserten Handelbarkeit neuer Gase über europäische Gasinfrastruktur und harmonisierte Zertifizierungs- und Nachweissysteme
7. Ermöglichung einer schnelleren Defossilisierung des Erdgasnetzes sowie erdgasbetriebener Industrien und Anwendungen
8. Sinnvolle Nutzung und nachhaltige Transformation der bestehenden Gasinfrastruktur
9. Beschleunigung der Diversifizierung und Förderung der Resilienz des Energiesystems

Im Ergebnis werden die vorteilhaften Eigenschaften von Biomethan – auch im Zusammenwirken mit Wasserstoff – zum Beispiel dadurch deutlich, dass dessen heimische und europäische Produktion in großen Mengen (allein in Deutschland mehr als 100 TWh) verfügbar und noch ausbaufähig ist. Des Weiteren sind bestehende Gasinfrastrukturen wie Netze, Speicher und Verbrauchsgeräte mit Biomethan weiterhin, aber klimaneutral nutzbar. Bei guter Planung sind durch die dezentrale Einspeisung von Biomethan zusätzliche Synergieeffekte und Entlastungen für den Import von Energieträgern und die Transportnetzebene zu erreichen. Abschließend sei für das Zukunftsbild angemerkt, dass Diversifizierung und Resilienz durch die Nutzung heimischer/europäischer Gase steigen, dass die Importabhängigkeit sinkt und dass regionale Versorgungskonzepte die Akzeptanz von Energiewende und Wärmewende stärken.

## 2. Ausgangslage

### Heutige und zukünftige Anwendungsbereiche von Biomethan

Biomethan ist vielfach einsatzfähig und auch in vielen anderen Anwendungen eine Alternative zu fossilen Gasen, aber auch zu anderen Kohlenwasserstoffen. Derzeit wird es vor allem in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Erzeugung von Strom und Wärme sowie als Bio-CNG und Bio-LNG im Straßenverkehr eingesetzt. Im Vergleich zu Fahrzeugen, die mit fossilen Kraftstoffen betankt werden, sind Fahrzeuge, die Bio-CNG einsetzen, damit klimaneutral unterwegs. Aufgrund der durch Güllevergärung zusätzlich eingesparten Emissionen sind Bio-CNG-Fahrzeuge teilweise sogar heute schon „klimapositiv“<sup>5</sup>. Weitere Anwendungsbereiche von Biomethan sind der Warenverkehr (Schwerlastverkehr, Schifffahrt), Industrieprozesse (stoffliche Nutzung, Hochtemperaturprozesse) sowie Prozesse zur Herstellung von Derivaten (z. B. als Kohlenstoffquelle für SAF).<sup>6</sup>

Des Weiteren ist an ersten Biomethananlagen eine Carbon-Dioxide-Removal-(CDR)-Lösung angeschlossen: Dort wird das biogene CO<sub>2</sub> verflüssigt und in die Nutzung oder die langfristige Speicherung weitergegeben. So kann Biomethan negative Treibhausgasemissionen im Sinne des Bundesklimaschutzgesetzes zu erzeugen.

Untersuchungen zur Energiewende, wie die Dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität<sup>7</sup> und die BMWK-Langfristszenarien<sup>8</sup> sehen einen langfristigen, signifikanten Bedarf an klimaneutralen Gasen, einschließlich Biomethan. Der kurzfristige (gesicherte) Bedarf, der durch das Gebäudeenergiegesetz bei Bestandsgebäuden entsteht, lässt sich abschätzen: 2029 erhöht sich der Biomethanbedarf auf 2,2 bis 7,8 TWh. 2035 auf 8,1 bis 27,0 TWh. 2040 erhöht sich der Biomethanbedarf auf bis zu 44,6 TWh.<sup>9</sup>

---

<sup>5</sup> Fraunhofer ISI, TUHH, IRESS (2019): Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw, Endbericht, Seite 14, online verfügbar: <https://www.isi.fraunhofer.de/de/presse/2019/presseinfo-23-2019-klimabilanz-kosten-potenziale-antriebe-pkw-lkw.html>.

<sup>6</sup> Dena (2023): Marktmonitoring Bioenergie 2023, S. 79, [https://www.biogaspartner.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE\\_Marktmonitoring\\_Bioenergie\\_2023.pdf](https://www.biogaspartner.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Marktmonitoring_Bioenergie_2023.pdf).

<sup>7</sup> Dena (2021): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, S. 300, [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht\\_dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf).

<sup>8</sup> Für das Aufkommen und die Nutzung von Wasserstoff in den BMWK-Langfristszenarien 2 siehe: <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/51120/9ba798949fed4739c34212bd3190b14a-> Für das Aufkommen und die Nutzung von Kohlenwasserstoffen in den BMWK-Langfristszenarien 2 siehe: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gesamtbilanzen.php>.

<sup>9</sup> Dena (2024): Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? Regulatorische Anforderungen und potenzielle Entwicklung des Biomethanbedarfs bis 2040, online verfügbar:

Das Szenario der BMWK-Langfristszenarien, das auf eine möglichst starke, direkte Elektrifizierung von Gebäudewärme, Fernwärme und Verkehr setzt, enthält für Deutschland im Jahr 2045 einen Bedarf klimaneutraler Gase von rund 360 TWh (zzgl. Biogas-Vorort-Verstromung). In Szenarien mit weniger direkter Elektrifizierung steigt dieser Bedarf. Methan wird daher auch langfristig eine bedeutende Rolle in der deutschen Gasversorgung spielen, sei es in Form von heimisch erzeugtem, klimaneutralem und klimapositivem Biomethan und synthetischem Methan oder in Form von Importen.

Die Dena Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität blickt hingegen in das Zieljahr 2030 und sieht dort zusätzlich zum Einsatz in der Stromerzeugung Nutzungsmengen von 20 TWh im Verkehrssektor sowie rund 8 TWh in der Gebäudewärme, so dass langfristig von einem relevanten Bedarf neuer Gase in den verschiedenen Sektoren des Energiesystems ausgegangen werden kann.

## Potenziale und Ziele für Biomethan in Deutschland und der EU

Die Europäische Kommission hat im Jahr 2022 den REPowerEU-Plan vorgelegt, mit dem Resilienz, Sicherheit und Nachhaltigkeit des europäischen Energiesystems gestärkt werden sollen.<sup>10</sup> Das Europäische Parlament und die EU-Mitgliedstaaten haben den Plan im Jahr 2023 angenommen.<sup>11</sup> Der REPowerEU-Plan enthält das Ziel, die europäische Biomethanproduktion bis zum Jahr 2030 auf 35 Milliarden Kubikmeter pro Jahr zu steigern.<sup>12</sup> Damit würde sich die Biomethanproduktion in der gesamten EU bis 2030 verzehnfachen.

Deutschland hat bislang keine den EU-Vorgaben folgenden Ziele formuliert. Aber das wirtschaftliche und klimaresiliente Biomethanpotenzial für die Einspeisung ins Gasnetz wird für 2045 in Deutschland laut verschiedenen Quellen auf 100 bis 200 TWh/a prognostiziert.<sup>13 14</sup> Das entspricht mindestens einer Verzehnfachung der heute eingespeisten Menge. Zusätzlich

---

<sup>10</sup> Europäische Kommission (2022): REPowerEU-Plan, COM(2022) 230 final, [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF); Europäische Kommission (2022) Commission staff working document. implementing the repower eu action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets. SWD(2022) 230 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230>.

<sup>11</sup> Rat der Europäischen Union (2023): EU-Aufbauplan: Rat nimmt Verordnung über REPowerEU-Kapitel an, <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/02/21/eu-recovery-plan-council-adopts-repowereu/>

<sup>12</sup> Ebd. S. 11.

<sup>13</sup> DVGW-Projekt ENEVEG: „Erweiterte Nutzung von erneuerbaren Gasen (G 202114)“: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-eneveg>

<sup>14</sup> Guidehouse (2022): Biomethane production potentials in the EU: [https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/07/GfC\\_national-biomethane-potentials\\_070722.pdf](https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2022/07/GfC_national-biomethane-potentials_070722.pdf)

bestehen große Importpotenziale aus EU-Mitgliedstaaten und Drittstaaten. Eine vertiefte Betrachtung dieser Potenziale und geeigneter Politikmaßnahmen zu deren Realisierung erfolgt in Kapitel 5.

## Der Anlagenbestand von Biogas- und Biomethananlagen

In Deutschland hat sich in den vergangenen Jahrzehnten ein Markt für Biogas und Biomethan etabliert. Im Jahr 2023 wurden knapp 10.000 Biogasanlagen, die Rohbiogas mit einem Energiegehalt von 95 TWh produzierten, betrieben<sup>15</sup>. Das erzeugte Biogas wird aktuell noch hauptsächlich für die direkte Verstromung vor Ort verwendet. Dennoch speisen bereits heute (2024) rund 250 Anlagen pro Jahr ca. 11 TWh aufbereitetes Biogas als Biomethan in das Gasnetz ein<sup>16</sup>. Auf diese Weise steht es allen an das Gasnetz angeschlossenen Nutzern und Anwendungen zur Verfügung.

Die 250 Biogasaufbereitungsanlagen konzentrieren sich insbesondere auf den Norden und den Nordwesten Deutschlands sowie auf Bayern und Baden-Württemberg.

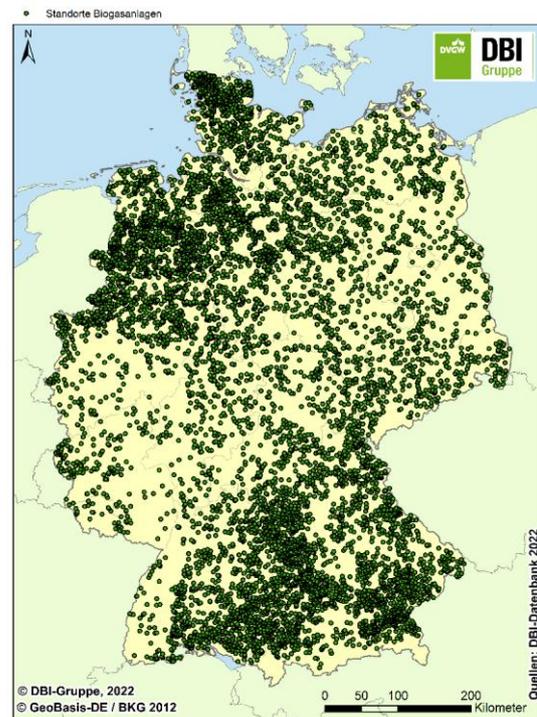


Abbildung 1: Die Standorte der Biogasanlagen in Deutschland. Quelle: DBI, 2023

## Aktuelle Entwicklung der Biomethan-Einspeisebegehren

Die dezentrale Erzeugung und Einspeisung von klimaneutralem Methan und Wasserstoff wird zukünftig stärker an Bedeutung gewinnen:

Bereits seit dem Jahr 2021 steigt die Anzahl der Einspeisebegehren stark an, wie u.a. der jährliche Ergebnisbericht der am Projekt H2vorOrt beteiligten Gasverteilnetzbetreiber zeigt:<sup>17</sup> Die Summe der für das Jahr 2023 erfassten Einspeisebegehren liegt über der Anzahl der

<sup>15</sup> Fachverband Biogas e. V. (2024): Branchenzahlen für das Jahr 2023, [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE\\_Branchenzahlen](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen).

<sup>16</sup> Dena (2023): Branchenbarometer Biomethan 2023, S. 3, [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE\\_Branchenbarometer\\_Biomethan\\_2023.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2023.pdf).

<sup>17</sup> H2vorOrt (2024): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht, S. 18, online verfügbar: <https://www.h2vorort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2024-des-GTP.pdf>.

Bestandsanlagen. In ihren ca. 80 % des deutschen Gasverteilnetzes umfassenden Versorgungsgebieten werden 183 der oben genannten 250 Einspeiseanlagen betrieben. In diesem Netzgebiet lagen 2023 281 Einspeisebegehren für Biomethan vor. Hinzu kamen 14 Einspeisebegehren für Wasserstoff in unterschiedlichen Leistungsklassen. Diese Anfragen zur Einspeisung von klimaneutralen Gasen betreffen insgesamt 43 Netzbetreiber. Die insgesamt 295 Einspeisebegehren zeigen auf, dass zusätzlich zu den heutigen Bestandsanlagen und gesicherten Einspeisemengen für Biomethan und Wasserstoff in den nächsten Jahren weitere dezentrale Einspeiseanlagen an das Gasverteilnetz angeschlossen werden<sup>18</sup>.

Im Wesentlichen sind zwei Treiber für diese Entwicklung auszumachen:

- Das Auslaufen der EEG-Förderung für Bestandsanlagen (Förderperiode I),
- Eine seit einigen Jahren ansteigende Nachfrage nach Biomethan (insb. Treibhausgas-(THG)-Quoten im Verkehr, aber auch in den Sektoren Gebäude und Industrie).

Die Umstellung auf Biomethanproduktion gibt Bestands-Biogasanlagen eine Perspektive für den Weiterbetrieb. Die im Bundes-Immissionsschutzgesetz (§ 37a BImSchG) definierte THG-Minderungsquote im Verkehr ist bis 2030 festgeschrieben und bietet eine überwiegend klare, jedoch auch eine vergleichsweise sehr kurze Perspektive. Wie zu Beginn dieses Kapitels beschrieben, bestehen grundsätzlich die Potenziale für eine weiter hoch bleibende Zahl an Einspeisebegehren. Allerdings bedarf es weiterer Voraussetzungen für einen schnellen Anschluss und einen wirtschaftlichen Betrieb.

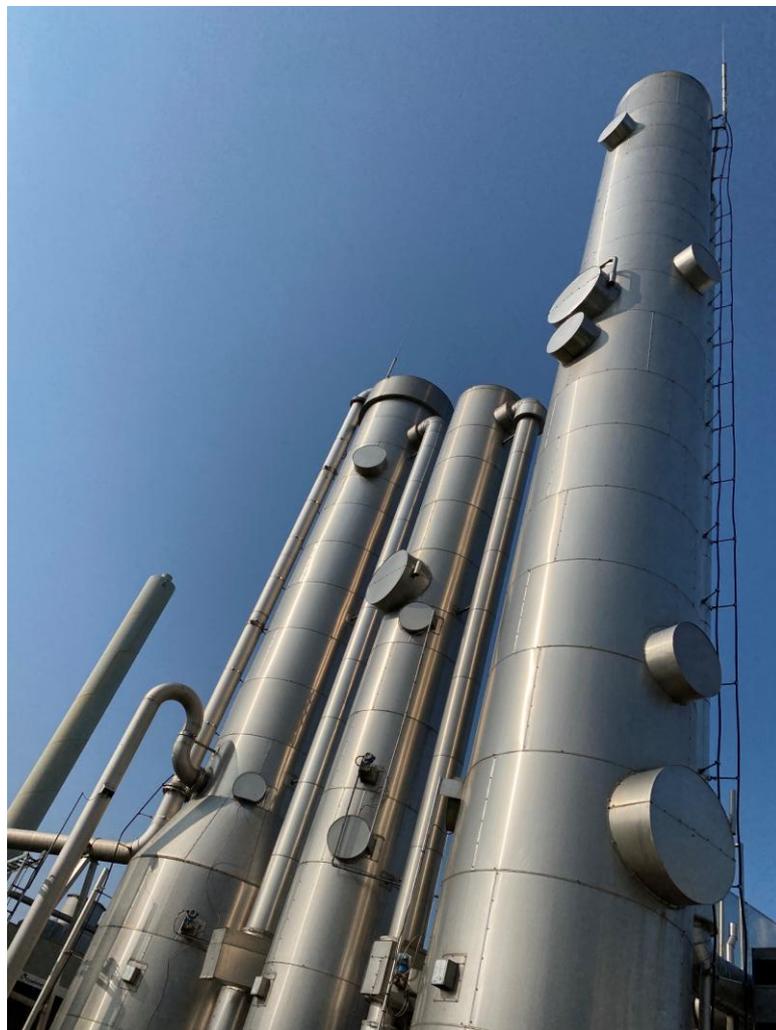
## **Ausgangslage Gasnetze**

Das deutsche Gasnetz ist flächendeckend ausgebaut und besteht aus rund 50.000 km Hochdruckleitungsnetzen und rund 500.000 km Verteilungsnetzen. Die Rohrleitungssysteme ermöglichen die Verteilung, den Transport und die sichere Lieferung der benötigten Gasmenngen über weite Entfernungen für Gebäude und Haushalte, Industrie und Gewerbe sowie den Mobilitätssektor in ganz Deutschland. Darüber hinaus werden große Mengen an Gasen über deutsches Territorium in andere EU-Staaten geleitet. Damit trägt die Gasinfrastruktur erheblich zur transeuropäischen Vernetzung und zur Gewährleistung der Systemstabilität in der EU bei.

---

<sup>18</sup> Ebd.

Die Einspeisung von Biomethan erfolgt größtenteils auf der Ebene der Verteilnetze. In der öffentlichen Debatte zur klimaneutralen Transformation der Gasnetze wird vielfach ausschließlich über Wasserstoff gesprochen, zum einen über eine Beimischung von bis zu 20 Vol.-% zu Erdgas oder über eine Umstellung von Erdgas auf 100 % Wasserstoff. Dadurch wird das Einspeisen von Biomethan teilweise in Frage gestellt. Derzeit werden in der Initiative H2vorOrt detaillierte Transformationspläne erarbeitet. Diese Pläne werden zeigen, welche lokalen Gegebenheiten weiter die Nutzung von Methan erfordern und welche durch Biomethaneinsatz klimaneutral versorgt werden können. Im Ergebnis wird so – im Zusammenwirken mit der geplanten klimaneutralen Transformation der Gasnetze auf Wasserstoff – eine grüne Methanversorgungsstruktur auf Basis der Bestandsinfrastrukturen geplant und organisiert.



*Abbildung 2: Biogasaufbereitungsanlage der Energieversorgung Mittelrhein (evm) an der Biogasanlage Boppard. Bild: ASUE/Thomas Wencker*

### 3. Biomethan: Chancen und Potenziale im zukünftigen Energiesystem

**Die Potenziale sind hoch: Grünes Methan kann einen signifikanten Beitrag zur Deckung des Bedarfs klimaneutraler Energieträger leisten. Biomethan ermöglicht den sofortigen Einstieg in eine nicht nur klimaneutrale, sondern auch klimapositive Gasversorgung.**

Es bestehen erhebliche Grüngaspotenziale, die zügig aktiviert werden können. Durch die Umrüstung der Biogasanlagen in Gasnetznähe oder durch den Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen zu einem Cluster mit einem zentralen Aufbereitungspunkt am Gasnetz können zügig große Mengen Biomethan bereitgestellt werden. In Kombination mit Elektrolyse kann zusätzliches synthetisches, grünes Methan erzeugt werden. Aber auch der Neubau von Biogas- und Biomethanprojekten, wo es technisch möglich, wirtschaftlich sinnvoll und nachhaltig ist, birgt neues Potenzial. Als Anlagenstandort eignen sich besonders die Gebiete, in denen bereits heute Bestandsanlagen arbeiten.

#### Der Ersatz von Erdgas durch klimaneutrales Biomethan

In vielen Regionen Deutschlands ließe sich der heutige Erdgasverbrauch der Haushalte zukünftig durch regionales Biomethan und klimaneutrales Methan decken. Es bedarf daher einer abgestimmten Transformationsplanung für Moleküle und der Ableitung der sowohl volkswirtschaftlich als auch regional optimalen Netzentwicklung für Methan und Wasserstoff. Dazu gehört auch die Ermittlung von Strom-/Wärmenetzausbaubedarfen, je nach regionalen Voraussetzungen, Potentialen und Kundenanforderungen/-akzeptanz.

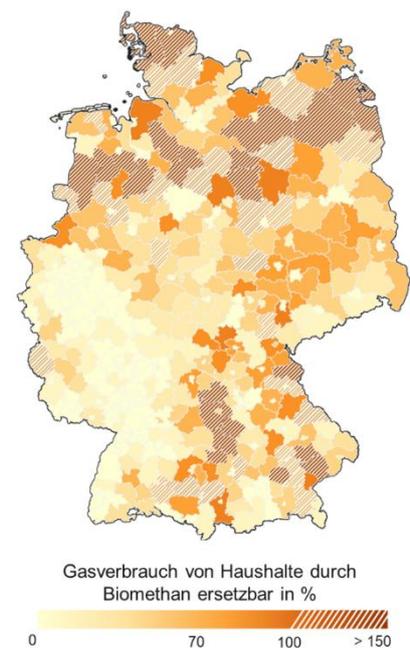


Abbildung 3: Der mögliche Austausch von Erdgas durch Biomethan in deutschen Haushalten. Grafik: EBI, 2023)

Eine groß angelegte Studie eines DVGW-Forschungsverbundes aus GWI, EBI und DBI<sup>19</sup> zeigt auf, dass bereits heute Regionen in Deutschland über ausreichend Biogasbestandspotentiale zur Versorgung mit Biomethan verfügen. In vielen Regionen Nord-, Ost- und Südostdeutschlands sind die Erdgasbedarfe der Haushalte potenziell durch regional erzeugtes Biomethan ersetzbar (siehe Abbildung 3).

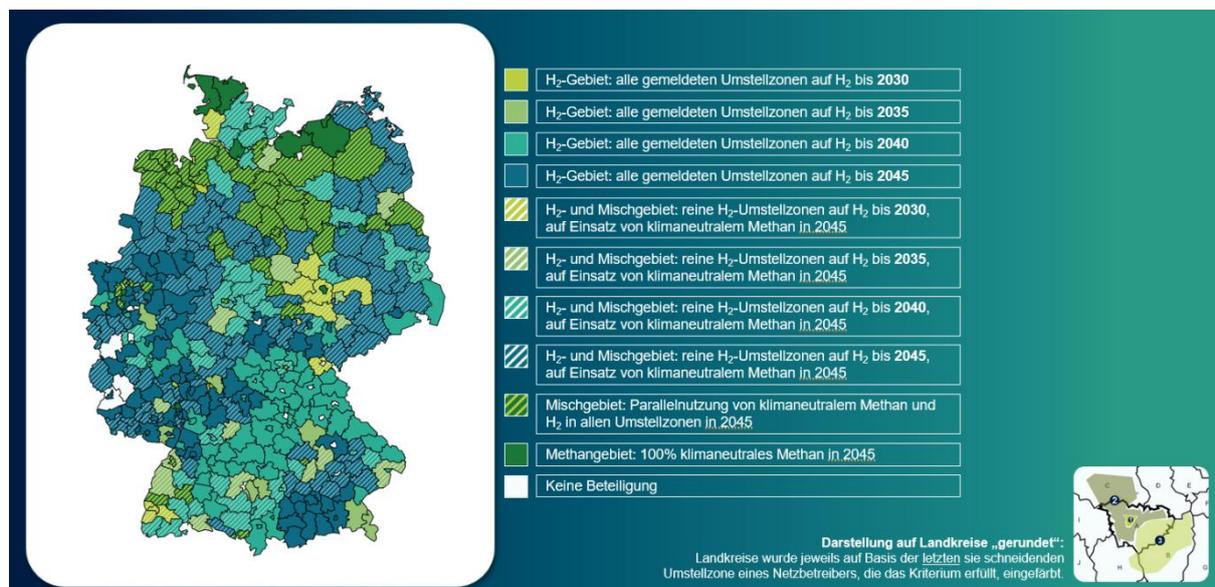


Abbildung 4: Landkreisscharfe Umstellung der Gasnetze von Erdgas auf Biomethan und/oder Wasserstoff - Stand 2023. Quelle: H<sub>2</sub>vorOrt, 2023

Dabei stehen die nachhaltige Weiternutzung bestehender Gasinfrastrukturen (lokale/regionale Verteilnetze, Verdichterstationen, Ferngasleitungsnetze, (Poren-)Untergrundspeicher) und die Biogasproduktion für Biomethan sowie zusätzlicher erneuerbarer CH<sub>4</sub>-Potentiale zur Beschleunigung der Energiewende im Vordergrund.

Zusätzlich besteht durch die europäische Einbindung des deutschen Gasnetzes grundsätzlich das Erfordernis einer langfristig verfügbaren Methaninfrastruktur in Deutschland. Denn die internationalen, europäischen Methan-Gastransferanbindungen (z. B. TENP, MEGAL etc.) sind meist mit sehr langfristigen Vertragsbeziehungen belegt.

## Gemeinsame Anwendung von Biomethan und Wasserstoff

Die Umstellung regionaler Netzgebiete von Erdgas auf Biomethan deckt sich mit den Plänen der Gasverteilnetzbetreiber im GTP-Prozess nach DVGW-Regelwerk G 2010 in der Initiative

<sup>19</sup> Projekt ENEVEG (09/2023): <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-eneveg>

H2vorOrt<sup>20</sup>. Deren derzeitige Planung der Zielzustände in den Gasverteilnetzen sieht auch vielfach die Nutzung von grünem Methan vor, denn die Vorteile einer integrierten, sektorgekoppelten Planung von grünem Methan und Wasserstoff (und perspektivisch auch CO<sub>2</sub>) in Gasinfrastrukturen liegen auf der Hand:

- Intelligente Transformation und nachhaltige Weiternutzung der Bestandsgasinfrastruktur von lokalen und regionalen bis hin zu Ferngasleitungsnetzen mit Anbindung z. B. an weiterhin für die Methanspeicherung vorgesehenen Speicher zum saisonalen Sommer-/Winterausgleich
- Erhalt und Steigerung der nationalen und regionalen Energiesystem-Resilienz und lokale Wertschöpfung
- Bei Nutzung von grünem Methan: Kein Umrüstungsaufwand für Kunden, z. B. in der Wärmeversorgung bei Gasbrennwert-, Antriebs- und KWK-Technologie
- Symbiotische Nutzung von Wasserstoff, Methan und Elektrizität je nach regionaler Verfügbarkeit, Transformationsaufwand, Kundenbedarfen und Sektorkopplungsvorteilen, z. B. auch über die KWK-Technologie zur Stromnetzstabilisierung und Wärme für Wärmenetze
- Langfristiger CH<sub>4</sub>-Bedarf ausgewählter Industriekunden z. B. in der stofflichen Nutzung (z. B. als Kohlenstoffquelle für die Herstellung von SAF (ReFuelEU Aviation): ab 2025 2% Quote von grünem Kohlenstoff – ansteigend bis zum Jahr 2050 mit 70%)
- Ausnutzung des Preisvorteils von BioEnergyCarbonCaptureStorage (BECCS)<sup>21</sup> gegenüber den atmosphärischen Verfahren
- Integration von BECCS-Anlagen für eine effiziente CO<sub>2</sub>-Entfernung aus der Atmosphäre durch:
  - Biomethananlagen mit regionaler Verwurzelung und Anschluss an das Gasnetz
  - Bioraffinerien mit regionaler Nutzung und Wertschöpfung
  - Regionale Synfuel-Produktion mit effizienter (Ab-)Wärmenutzung
  - Kraftwerke mit Biomethan als Einsatzstoff
- Dekarbonisierung schwer erschließbarer Gebiete durch klimaneutrales Methan

Die Planungen für das 9.040 km lange H<sub>2</sub>-Kernnetz gehen davon aus, dass bis 2032 von den heute ca. 40.000 km Ferngasleitungen in Deutschland rund 5.000 km für das H<sub>2</sub>-Kernnetz umgestellt werden. Auch der weitere Ferngasnetzbestand (35.000 km) sowie die Gasverteilnetze bieten neben dem Wasserstofftransport Potentiale für die Aufnahme von Biomethan.

---

<sup>20</sup> Zur Webseite von H2vorOrt: <https://www.h2vorort.de/>

<sup>21</sup> BioEnergy Carbon Capture and Storage (BECCS) ist ein Prozess, bei dem Bioenergie aus Biomasse gewonnen und das dabei entstehende Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) eingefangen und gespeichert wird.

Durch eine möglichst sektorgekoppelte Netzentwicklungsplanung über alle Netzebenen ergibt sich die optimale Struktur auf Basis der bereits bestehenden Gasinfrastruktur: **Die grüne Methaninfrastruktur der Zukunft über 2045 hinaus ist als Transformationsinfrastruktur für erneuerbare Energien bereits heute vorhanden.**

## Klimaneutrales Methan als saisonaler Energiespeicher

Klimaneutrales Methan kann problemlos in den heute bestehenden Gasspeichern (inklusive des Gasnetzes) in ausreichendem Umfang saisonal gelagert werden. Auch in den sog. Elektrifizierungsszenarien ist ein hoher Bedarf an Speicherung von Energie in Gasform gegeben. Selbst das BMWK-Langfristszenario, das auf eine möglichst starke Elektrifizierung von Gebäudewärme, Fernwärme und Verkehr setzt, enthält allein für Deutschland im Jahr 2045 einen Bedarf zur Speicherung von Gas in Höhe von 73 TWh.

Die aktuelle Kapazität der ins deutsche Gasnetz integrierten Speicher für Methan beträgt 256 TWh. Aufgrund der von Methan abweichenden physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff und der technischen Auslegung der Gasspeicher auf Methan, ist nur ein Teil dieser Kapazität zukünftig für Wasserstoff nutzbar. Solange nicht in großem Stil neue Wasserstoffspeicher gebaut, ausreichend bestehende Gasspeicher, Fernleitungs-, Hochdruck- und Mitteldruckverteilnetze, Gaskraftwerke und KWK-Anlagen auf die Wasserstofffähigkeit umgerüstet sowie ausreichend Wasserstoff bereitgestellt werden kann – sowie grundsätzlich auch in einer Übergangsphase – muss weiterhin eine Netz- und Speicherinfrastruktur auf Basis von Methan vorgehalten werden, um die Strom- und Fernwärmeversorgung auch während sogenannter Dunkelflauten und besonders in den Wintermonaten sicher zu stellen.

## Clustering von Biogasanlagen mit ökologisch und ökonomisch effizienter zentraler Biogasaufbereitung

Je kleiner eine Biogasanlage ist, umso schwieriger ist es aus Kostengründen, eine lokale Aufbereitungsanlage umzusetzen und zu betreiben. Dagegen kann der Bau von Rohbiogassammelleitungen zwischen einzelnen kleineren Biogasanlagen schnell und kostengünstig realisiert und am Endpunkt der Leitung eine skalierte Aufbereitungsanlage effizient betrieben werden.

Basierend auf einer Modellierung für verschiedene Biogasanlagengrößenklassen im DVGW-Forschungsprojekt ENEVEG<sup>22</sup> könnte der Bau von Rohbiogas-Netzen ausgeweitet werden.

---

<sup>22</sup> <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-eneveg>

In verschiedenen Szenarien wurden bis zu 8.300 kleinere Biogasanlagen in bis zu 586 kleinen und überregionalen Rohbiogas-Netzen gebündelt (siehe Abb. 5). Entsprechend ihrer Länge und ihrer Belegungsdichte ergeben sich netzseitig nur geringe spezifische Verlegekosten, die für den Endkunden nicht weiter ins Gewicht fallen.

Durch die gemeinschaftliche Biogasaufbereitung der Biogascluster zeigt sich auch ein sehr deutlicher positiver ökonomischer Effekt durch die Bündelung von Anlagen. So sind sowohl bei Investitions- als auch Betriebskosten teilweise erhebliche Skaleneffekte erzielbar. Die Kosten für die Aufbereitung von 1.000 m<sup>3</sup> Rohbiogas (entspricht etwa 500 m<sup>3</sup> einspeisefähigem Biomethan) betragen ca. 5 Ct/m<sup>3</sup> Rohbiogas (also etwa 10 Ct/m<sup>3</sup> Biomethan, was ungefähr 1 Cent/kWh entspricht. *(Anmerkung: Bei Umrechnung von Rohbiogas- auf Biomethanmengen ist das Mengenverhältnis von 2:1 beachten, da aus 2 m<sup>3</sup> Rohbiogas etwa 1 m<sup>3</sup> auf Erdgasqualität aufbereitetes Biomethan entsteht. Der Rest ist CO<sub>2</sub>, welches bei der Aufbereitung dem Rohbiogas abgeschieden wird.*



Abbildung 5: Modellerte Biogasnetze (DBI, 2022) Tabelle zu Kosten inkl. Skalierungseffekt im Text links einsetzen

Eine Rohbiogassammlung mit zentraler Aufbereitung bietet auch die Chance, das anfallende CO<sub>2</sub> einer sinnvollen Nutzung (auch hier Skaleneffekte) zuzuführen, zu speichern oder ggf. negative Emissionen zu ermöglichen. Zusätzlich wird im Betrieb durch mehrere Erzeugungsanlagen die Gasqualität stabilisiert, auch die Investitionen für Aufbereitung und Einspeisung werden besser ausgenutzt.

Es bedarf aber einer lokalen/regionalen Initiative/Abstimmung, um ein optimiertes Pooling solcher Anlagen auf die Beine zu stellen. Die einzelne Realisierung ist jedoch komplex, da sowohl viele Akteure eingebunden werden müssen als auch Fragen der Genehmigungen, Trassierungen und weiteren ordnungsrechtlichen Vorgaben noch ungelöst sind und so einem flächendeckenden Sammelleitungsaufbau noch im Wege stehen. Rohbiogassammelleitungen sollten daher auch von Gasnetzbetreibern ggf. als Dienstleistungsgeschäft gebaut und betrieben werden dürfen.

## Methan als Lieferant von Kohlenstoff für die stoffliche Nutzung

Selbst wenn die gesamte Energieversorgung Deutschlands ohne Kohlenwasserstoffe organisiert werden könnte blieben doch Wirtschaftsbereiche, allen voran chemische Produktionsprozesse, die klimaneutrale Kohlenstoffmoleküle mindestens für die *stoffliche* Verwendung benötigen. Diese können ohne zusätzliche Investitionen als Biomethan über das Gasnetz aus biomassereichen Regionen zu den industriellen Abnehmern gebracht werden. Dies wird bei der Zukunftsplanung der Verteilnetze beachtet.

## Carbon Dioxide Removal (CDR): Mit Biomethan und CCS CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entnehmen und Negativemissionen erzeugen

Mithilfe von Biomethan sind dringend notwendige Negativemissionen möglich: In Verbindung mit CDR kann der Atmosphäre erneuerbares CO<sub>2</sub> entnommen werden. Ursprünglich durch Photosynthese in den organischen Einsatzstoffen gebunden, wird der Teil, der nach der Vergärung nicht im Biomethan gebunden ist, bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan abgeschieden. Das CO<sub>2</sub> kann dann entweder in die industrielle Nutzung weitergegeben (CCU) oder langfristig gespeichert werden (CCS). Dazu bieten sich z. B. entweder ausgeförderte Erdgas- oder Erdölfelder an. Andere Möglichkeiten sind zum Beispiel die Speicherung des CO<sub>2</sub> beim Recycling von Abbruchbeton. Die Anwendung von auf Wirtschaftsdünger (Gülle/Mist) basierendem Biomethan ist bereits heute auch ohne den Einsatz von CCS und CCU klimapositiv. Die Anbindung von CDR-Konzepten ermöglicht eine noch bessere Klimabilanz und macht Biomethan in der Breite zu einem klimapositiven Energieträger.

## Mögliche Entwicklung der Preise

Endkundenpreise für Biomethan und andere grüne synthetische Gase sind vielen Faktoren unterworfen. Aktuelle Berechnungen gehen von Biomethan-Endkundenpreisen im Gebäudewärmesektor von 10,4-13,4 Ct/kWh in 2035 und 9,6-13,2 Ct/kWh in 2045 aus. Die Endkundenpreise sind vrs. sogar etwas niedriger als die für Wasserstoff. Der Preis für Erdgas liegt unter Berücksichtigung der steigenden CO<sub>2</sub>-Preise in 2045 voraussichtlich bei 10-12 Ct/kWh in der gleichen Größenordnung<sup>23</sup>. Diese Endkundenpreise führen dazu, dass klimaneutrale Gase in vielen Anwendungen konkurrenzfähig sind.

---

<sup>23</sup> Wieviel kostet der Wasserstoff in der Zukunft? Studie von Frontier Economics im Auftrag des DVGW: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-26-10-2023-kostenstudie-h2-frontier>

## 4. Hemmnisse und Verzögerungen bei der Einbindung von Biomethananlagen

Die Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz erfordert komplexe und anspruchsvolle Planungen und Prüfungen. Aktuell ist für die Realisierung ein sehr langer Zeitraum zwischen zwei und vier Jahren erforderlich. Deshalb haben sich im Rahmen der DVGW-Taskforce Biomethan Anlagenbauer und Gasnetzbetreiber gemeinsam mit Verbandsleitern zusammengeslossen, um relevante Hindernisse zu identifizieren und beispielhafte Lösungen zu erarbeiten.

Hauptgründe für die langen Realisierungszeiträume sind Hemmnisse auf der kaufmännischen, technischen sowie rechtlichen Ebene (einschließlich Genehmigungsverfahren). Es zeigte sich, dass sich die Hemmnisse für Netzbetreiber oft von denen der Anschlussnehmer oder Anlagenplaner unterscheiden, da bei jedem Projekt individuelle Verzögerungen auftreten. Eine ausführliche Darstellung aller gesammelten Hemmnisse kann [Anhang 2](#) entnommen werden, während hier die in ihrer Auswirkung tiefgreifendsten Hemmnisse vorgestellt werden.

Aus Netzbetreibersicht spielen beispielsweise viele technische Hemmnisse eine entscheidende Rolle, wie die geringe Verfügbarkeit von Planungsbüros und Bauunternehmen, die Lieferzeiten wesentlicher technischer Anlagen, z. B. Verdichter, oder die dringliche Sicherung von Grundstücken. Zusätzlich belasten erhöhte Investitionskosten von Seiten der Netzbetreiber aufgrund einer oftmals vertraglich festgelegten Verfügbarkeitsverpflichtung einer Biogaseinspeiseanlage (BGEA) von 96 % der Jahresstunden die Finanzierbarkeit. Um diese Verfügbarkeit zu gewährleisten ist häufig der Bau redundanter Anlagen erforderlich. Dies führt auf Netzbetreiberseite zu entsprechend höheren betriebswirtschaftlichen Kosten.

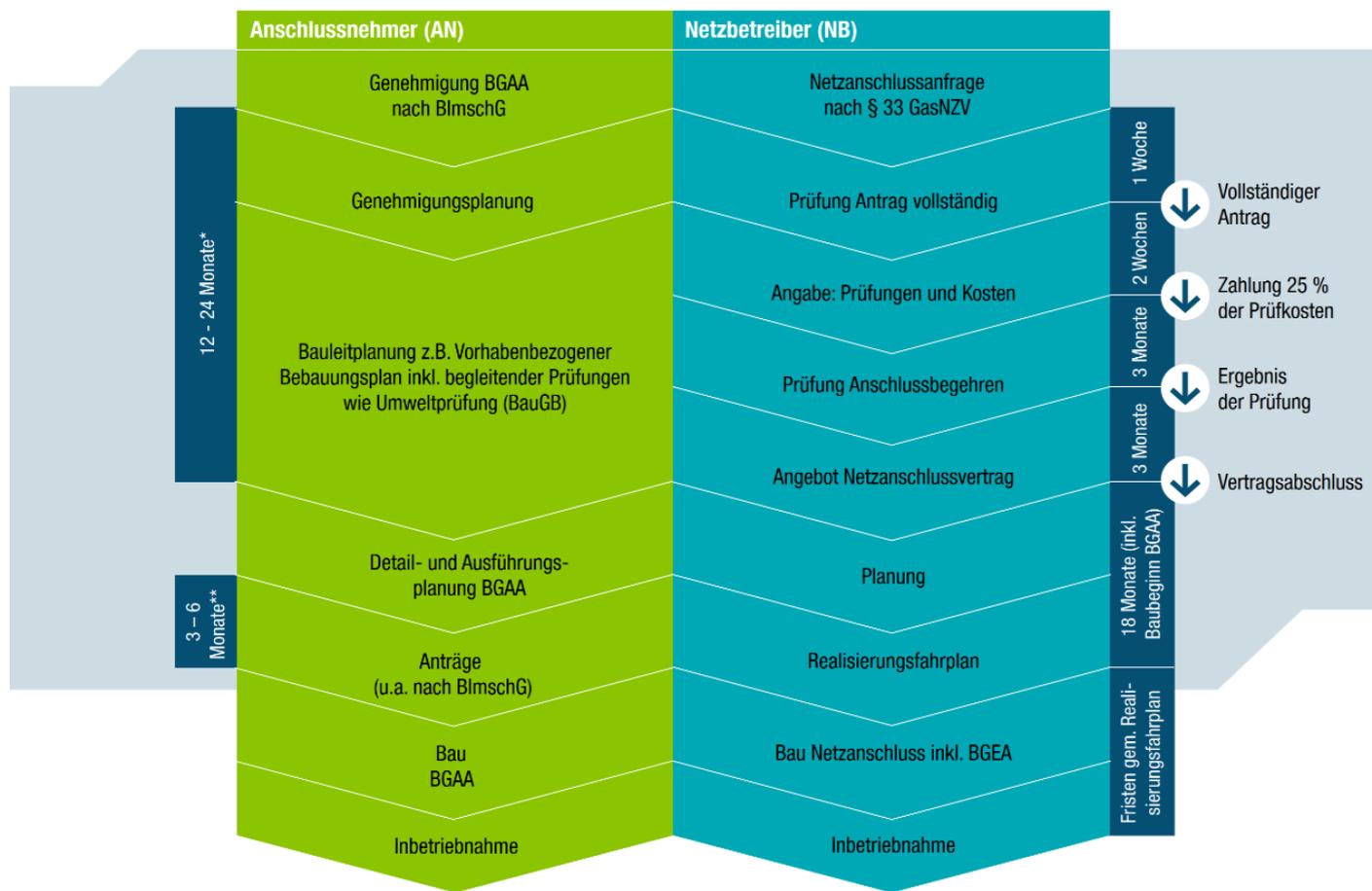
Durch lange Genehmigungsverfahren verursachte Verzögerungen für die einzelnen Teilvorhaben führen zu so erheblichen Problemen bei Finanzierung, Kostenplanung, Vertragsgestaltungen und Vermarktungsmöglichkeiten, dass die aktuellen Verfahrensdauern als das gravierendste Hemmnis qualifiziert werden müssen.

Im Interesse einer zügigen Umsetzung der Energiewende müssen daher die im Rahmen des Anschlussprozesses erforderlichen Genehmigungsvorgänge signifikant beschleunigt werden.

Der Prozess zur Einbindung von Biomethananlagen in das Gasnetz selbst ist in Deutschland derzeit ab Herantreten des Einspeisewilligen an den zuständigen Netzbetreiber über § 33 der Gasnetzzugangsverordnung geregelt. Tatsächlich haben die verschiedenen Hemmnisse insgesamt einen großen Einfluss auf den gesamten Projektablauf.

### BIOGAS-NETZANSCHLÜSSE - RECHTSLAGE / PFLICHTEN NETZBETREIBER

## Ablaufdiagramm für Genehmigung und Netzanschlussbegehren einer Biomethananlage



\*real derzeit 24-36 Monate \*\*real derzeit 7-18 Monate

Abbildung 6: Der Prozess der Einbindung von Biogasanlagen nach THÜGA und EnBW Energie Baden-Württemberg, 2024

Die heute schon vorhandenen Möglichkeiten der Beschleunigung werden durch Anschlussnehmer und Netzbetreiber zunehmend vollständig ausgeschöpft durch

- die Förderung von Zusammenschlüssen (Clusterung) mehrerer Einspeisewilliger zum Betreiben einer gemeinsamen BGAA mittels lokaler Netzwerke und Plattformen für Austausch und Ideenfindung unter regionaler Anlagen- und Netzbetreibern,
- einen möglichst frühzeitigen Informationsfluss zwischen Biogasanlagen- und Netzbetreibern über bevorstehende Projekte für einen optimierten Umgang mit begrenzten Ressourcen sowie
- die Erarbeitung von Checklisten zur Vereinheitlichung und Beschleunigung von Prüfprozessen und vorbereitenden Arbeiten.

Allerdings enden die Beschleunigungsoptionen aufseiten von Einspeisewilligen und Netzbetreibern da, wo sie auf die Mitwirkung Dritter angewiesen sind, wie die Einholung und Eintragung beschränkter, persönlicher Dienstbarkeiten an den für das Netzanschlussvorhaben benötigten Grundstücken, der Verfügbarkeit von geeigneten Planungs- und Bauunternehmen sowie Materialverfügbarkeiten, insbesondere bei der Erteilung von nötigen Genehmigungen.

Die genehmigungsseitigen Herausforderungen für die Anschlussnehmer beginnen bereits vor bzw. außerhalb des eigentlichen Anschlussprozesses nach Gasnetzzugangsverordnung. Denn ein Anschluss an das Gasnetz setzt die Genehmigung von Anlagen zur Produktion von Biogas und dessen Aufbereitung voraus.

Das Anlagengenehmigungsverfahren setzt außerdem die Standortsicherung voraus. Weil die meisten Anlagen außerhalb von Gewerbegebieten z. B. im ländlichen Umfeld errichtet werden, besteht dafür oftmals das Erfordernis einer Bauleitplanung. Dieses aus der Aufstellung eines Flächennutzungsplans und anschließender Anfertigung eines Bebauungsplans bestehende Verfahren nimmt durch die beteiligten Kommunen erfahrungsgemäß 1 bis 2 Jahre in Anspruch. Vermehrt werden von den zuständigen Kommunen und Gemeinden aber auch deutlich längere Zeitfenster avisiert. Begründet wird dies mit dem immensen Aufwand einer gerichtsfesten Bauleitplanung bei gleichzeitig fehlenden oder durch andere Planungsaufgaben gebundenen personellen Kapazitäten. Zur Beschleunigung werden heute daher Bauleitplanung und Anlagengenehmigung im Rahmen des rechtlich Möglichen und des wirtschaftlich Vertretbaren weitestgehend parallel aufgesetzt.

Neben der Neuerrichtung von Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung gewinnt auch die Änderung von bestehenden Biogasanlagen, bei denen die bisherige Verstromung des erzeugten Biogases durch eine Gasaufbereitung und -einspeisung abgelöst werden soll, zunehmend an Bedeutung. Auch bei Änderungen an bestehenden Anlagen wird häufig mindestens eine Änderung des vorhandenen Bebauungsplanes mit den daraus resultierenden

Fristen erforderlich. In beiden Fällen (Neubau und Änderung) ist in aller Regel eine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) erforderlich. Diese Genehmigungsverfahren ziehen sich in der Mehrzahl über 12 bis 18 Monate hin – Verfahrensdauern von mehr als 2 Jahren sind ebenfalls dokumentiert.

Mit dem am 4. 7. 2024 in Kraft getretenen „Gesetz zur Verbesserung des Klimaschutzes beim Immissionsschutz, zur Beschleunigung immissionsschutzrechtlicher Genehmigungsverfahren und zur Umsetzung von EU-Recht“ hat die Bundesregierung in BImSchG und 9. BImSchV bereits diverse Maßnahmen umgesetzt, die als Lösungsvorschläge im Rahmen dieser Taskforce identifiziert wurden, u. a. eine Klarstellung zur Vollständigkeitsprüfung („Fachliche Einwände und Nachfragen stehen der Vollständigkeit nicht entgegen“), eine konsequente Digitalisierung der Verfahren (digitale Akte) sowie die Möglichkeit, ausbleibende Stellungnahmen verfahrensbeteiligter Fachbehörden durch Sachverständigengutachten zu ersetzen.

Allerdings wird erst der praktische Vollzug zeigen, inwieweit diese Änderungen sich in signifikanten Verfahrensbeschleunigungen niederschlagen. Denn egal ob Leitungstrasse, Biogas-, Biogasaufbereitungs- oder Biogaseinspeiseanlage, unabhängig von Antragsteller und Art der erforderlichen Genehmigung: Weder an Ankündigungen bezüglich der Digitalisierung noch an durchaus straffen, rechtlichen Fristen gab es bereits vor der jüngsten Änderung des BImSchG einen Mangel – das Problem war deren Einhaltung.

Als eine weitere wesentliche Ursache für lange Verfahrensdauern wurde in der Taskforce allen voran die unzureichende und zunehmend schwindende personelle Ausstattung der Behörden bei gleichzeitiger Ausweitung der Prüf- und Überwachungsaufgaben und erhöhtem Antragsaufkommen identifiziert. Dies führt inzwischen regional sogar zu der paradoxen Situation, dass Verfahrenselemente, die explizit der Verfahrensbeschleunigung dienen sollen, wie die Beratung nach § 2 (2) der 9. BImSchV (sog. Antrags- oder Sternkonferenz), nicht genutzt werden, weil die Behörden schlicht keine Zeit dafür haben. Zeitmangel bedingt darüber hinaus auch ein zunehmend wahrnehmbares Defizit im Hinblick auf die rechtliche und technische Aus- und Weiterbildung des Behördenpersonals und den fachlichen Austausch.

Gleichzeitig werden eingefahrene Vollzugsgewohnheiten nicht hinterfragt. Auffällig ist z. B., dass die Zeiträume für Neu- und Änderungsgenehmigungen nach BImSchG sich kaum unterscheiden. Diese Vollzugsgewohnheit trifft auch zu, wenn sich durch die Änderung die Auswirkungen auf die Umwelt nicht verschlechtern, wie es beispielsweise bei einer minimalen Erhöhung der Substratmenge der Fall ist. Ein Grund hierfür ist u. a., dass es sich – im Übrigen entgegen der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichtes – im Vollzug etabliert hat, den Prüfumfang nicht auf die Änderung zu beschränken, sondern auch die unveränderten Anlagenteile zum Gegenstand der Änderungsgenehmigung zu machen, selbst wenn sich die beantragte Änderung auf diese gar nicht auswirkt.

Parallel steigen die Forderungen an Umfang und Detailgrad beizubringender Gutachten und Antragsunterlagen, was zwar mit der zunehmenden Kleinteiligkeit gesetzlicher und untergesetzlicher Regelungen korrespondiert, aber für beschleunigte Verfahren kontraproduktiv ist. Im Rahmen einer öffentlichen Anhörung zum Bürokratieabbau im Rechtsausschuss des deutschen Bundestages dokumentierte einer der geladenen Experten dieses Phänomen anhand einer Stellungnahme des Westdeutschen Handwerkskammertages: *„Grund für die Entwicklung hin zu detaillierten Gesetzen ist häufig der Wunsch nach möglichst gerichtsfesten Rechtsnormen und einem rationalisierten Vollzug. [...] Deshalb bevorzugen viele Mitarbeitende in der vollziehenden Verwaltung strikte Gesetze ohne Beurteilungs- und Ermessensspielräume oder, wenn diese gegeben sind, entsprechende normkonkretisierende Verwaltungsvorschriften. [...] Sind jedoch Beurteilungs- und Ermessensspielräume gegeben, machten Verwaltungsmitarbeitende der Vollzugsverwaltung vielfach keinen Gebrauch von ihnen, weil sie unsicher im Umgang mit ihnen sind.“*<sup>24</sup>

Fehlende Anreize für zügige und eigenverantwortliche Entscheidungen, mangelnde Fehlertoleranz innerhalb der Verwaltung, aber auch (weiterhin) nicht vorgesehene Konsequenzen im Sinne des Antragstellers bei Nichteinhaltung von Fristen oder Verschleppung von Verfahren verstärken das Problem.

Insbesondere für die Planungsebene kommt noch erschwerend hinzu, dass bundeseinheitliche Regelungen je nach Bundesland, zuständiger Behörde oder sogar dem jeweiligen Sachbearbeiter unterschiedlich ausgelegt und angewendet werden.

## Lösungsvorschläge für Hemmnisse im Genehmigungsverfahren

- Aufstockung, Schulung und Weiterbildung des Behördenpersonals
- Schaffung von Angeboten und Anreizen zur kontinuierlichen rechtlichen und technischen Weiterbildung behördlicher Mitarbeiter
- Fachrechtliche Anerkennung erneuerbarer Gase als von überragendem öffentlichem Interesse
- Bauordnungsrecht: Einführung der Verfahrensfreiheit für bestimmte Baugruppen (z. B. die Einspeiseanlage)
- Länderübergreifende, bundesweite Vereinheitlichung von Regelungen, Verfahren und Formularen
- Einführung einer digitalen Akte und Übertragung von Aufgaben an Sachverständige
- Vereinfachung und Beschleunigung von Bauleitplanung

---

<sup>24</sup> Westdeutscher Handwerkskammertag, 2024: Stellungnahme des WHKT zur Anhörung am 10.01.2024 (Drs. 18/5836 und Drs. 18/7190), Landtag NRW, Stellungnahme 18/1141.

- Fokussierte Prüfung bei baugleichen oder bauähnlichen Anlagen
- Strukturelle Optimierungen des rechtlichen Rahmens (Schließung von Regelungslücken, Klärung von Regelungsüberschneidungen oder -widersprüchen)
- Beschränkung des Prüfumfanges einer Änderung nur auf die eigentliche Änderung ohne Ausdehnung auf sämtliche Alt-Anlagenteile
- Vereinfachung naturschutz- und landschaftspflegerischer Prüfungen und Maßnahmen
- Einführung einer Duldungspflicht beim Bau von Leitungen über Privatgrund / öffentlichen Grund

### **Fazit: Hemmnisse des Biomethanhochlaufs**

Abschließend lässt sich festhalten, dass die Hemmnisse des Biomethanhochlaufs in Deutschland auf kaufmännischer, technischer und genehmigungsrechtlicher Ebene unterschiedlich stark ausgeprägt sind und verschiedene Akteure, wie Netzbetreiber, Anschlussnehmer und Anlagenplaner, auf unterschiedliche Weise betreffen. Besonders gravierend sind die genehmigungsrechtlichen Hindernisse, die die Genehmigungszeiten erheblich verlängern, weshalb sie hier mit Priorität adressiert werden.

Zu den wichtigsten Lösungsvorschlägen zählen die Aufstockung, vor allem aber auch die fortlaufende fachliche Qualifikation behördlichen Personals. Hierdurch könnten Anträge schneller bearbeitet und Verfahren erheblich beschleunigt werden. Ein weiterer Ansatz ist die Anerkennung erneuerbarer Gase als von überragendem öffentlichem Interesse im Fachrecht. Zusätzlich wird vorgeschlagen, bestimmte Baugruppen, wie z. B. die Einspeiseanlage, von umfangreichen Genehmigungsverfahren zu befreien. Dies könnte durch eine Anpassung des Bauordnungsrechts erreicht werden und würde den Bauprozess deutlich vereinfachen. Eine länderübergreifende Vereinheitlichung der Verfahren und Formulare könnte ebenfalls einen wesentlichen Beitrag zur Effizienzsteigerung leisten, indem die bürokratischen Abläufe und Unterlagen zwischen den Bundesländern harmonisiert werden.

Diese genannten Maßnahmen sind nur eine kleine Auswahl möglicher Ansätze, um die Hemmnisse der Biomethaneinspeisung zu überwinden – eine Liste von in der Taskforce beispielhaft diskutierten Hemmnisse befindet sich im Anhang 2. Eine umfassende und koordinierte Anstrengung aller beteiligten Akteure ist notwendig, um das volle Potenzial dieser erneuerbaren Energiequelle auszuschöpfen und einen signifikanten Beitrag zur Energiewende zu leisten.

## 5. Der Blick über den Tellerrand: Lernen von anderen europäischen Ländern

Die Biogas- und Biomethanproduktion wird in den meisten europäischen Ländern aktuell stark ausgeweitet. Knapp die Hälfte der EU-Staaten hat im Rahmen der Aktualisierung ihrer nationalen Energie- und Klimaschutzpläne Biomethanziele formuliert. In diesem Zuge wurden bzw. werden auch die Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biomethan in vielen europäischen Staaten verbessert. Dazu gehören neben den direkten Nachbarländern von Deutschland Kroatien, Ungarn, Italien, Slowakei, Slowenien, Spanien sowie die drei baltischen Staaten. Dänemark strebt sogar an, seine Gasversorgung bis 2030 vollständig auf Biomethan umzustellen<sup>25</sup>.

Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass in der Mehrheit der EU-Staaten Biomethan und Methan-Infrastrukturen eine große Rolle einnehmen und es daher eine Indikation für die Notwendigkeit einer europäischen Transportinfrastruktur für Methan gibt. Deutschland ist im internationalen Gashandel ein bedeutender Knotenpunkt, sodass zumindest ein Teil der deutschen Fernleitungsnetze für den internationalen Transit von Methan benötigt wird.

### Politischer Rahmen und Biomethan-Potenziale in der EU

Die Europäische Kommission hat am 18. Mai 2022 den REPowerEU-Plan vorgelegt. Die Europäische Kommission zeigt darin auf, dass Biomethan die EU-Klimaschutzziele unterstützen sowie einen Beitrag zur Diversifizierung der europäischen Energieversorgung leisten kann. Durch den REPowerEU-Plan soll die Abhängigkeit der EU von fossilen Brennstoffen aus Russland rasch verringert und der Übergang zu erneuerbaren Energien beschleunigt werden.<sup>26</sup> Bis zum Jahr 2030 soll die jährliche Produktionsmenge von Biomethan in der EU im Jahr 2030 von derzeit 3 auf 35 Mrd. Kubikmeter (rund 30 – 360 TWh) angehoben werden. Die EU-Kommission empfiehlt die Einführung politischer Maßnahmen auf nationaler Ebene, damit die Biomethan-Potenziale von rund 360 TWh/a der EU-Mitgliedstaaten (siehe Abbildung 7) bis zum Jahr 2030 erschlossen werden.

---

<sup>25</sup> EBA (2023): Statistical Report 2023: <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2023/>.

<sup>26</sup> Europäische Kommission (2022): REPowerEU-Plan. COM (2022) 230 final.

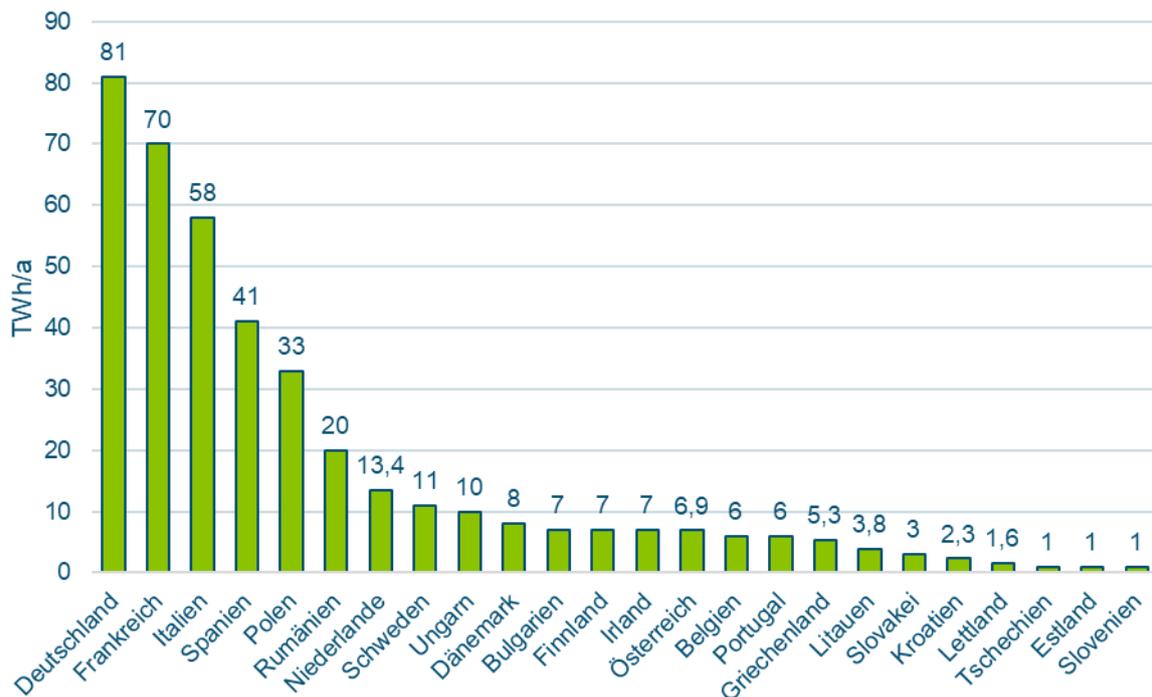


Abbildung 7: Bis zum Jahr 2030 erschließbare Biomethanpotenziale in Terrawattstunden pro Jahr in 24 EU-Mitgliedstaaten nach Einschätzung der Europäischen Kommission<sup>27</sup>

Dazu informierte die European Biogas Association (EBA) 2024, dass das europäische Potenzial für Biomethan in 2040 bei 111 bcm (ca. 1.085 TWh, 75 bcm (ca. 730 TWh) Vergärung, 37 bcm (ca. 360 TWh) thermal gasification) und bei 165 bcm (ca. 1.600 TWh) in 2050 läge<sup>28</sup>. Deutschland kommt aufgrund seines Biomethan-Potenzials eine wichtige Rolle zu, um das RePowerEU-Ziel zu verwirklichen. Entsprechend stellte sich die Frage, mit welchen Maßnahmen sich das nationale Potenzial bestmöglich erschließen lässt. In der Folge werden mögliche, aus der Analyse der Regelungen von ausgewählten, europäischen Partnerländern folgende Handlungsempfehlungen dargestellt.

<sup>27</sup> Eigene Darstellung basierend auf: European Kommission (2023): 2023 biomethane country fiches, online verfügbar: [https://energy.ec.europa.eu/publications/2023-biomethane-country-fiches\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/2023-biomethane-country-fiches_en).

<sup>28</sup> EBA-News vom 16.04.2024: <https://www.europeanbiogas.eu/report-reveals-111-bcm-of-sustainable-biomethane-potential-for-2040/>

## Ergebnis der Länderanalysen und Handlungsempfehlungen

Drei Maßnahmen sollten in Deutschland zeitnah umgesetzt werden:

### 1. Entwicklung einer nationalen Biomethan-Strategie und Festlegung eines nationalen Ziels für den Einsatz von Biomethan in den Jahren 2030 und 2050

Die EU-Kommission schlägt im Begleitdokument (Staff Working Dokument zum REPowerEU-Plan) Maßnahmen vor, mit denen die EU-Mitgliedstaaten die Umsetzung des REPowerEU-Plans unterstützen können. Zum REPowerEU-Ziel, die jährliche Produktionsmenge von Biomethan in der EU im Jahr 2030 von derzeit 3 auf 35 Mrd. Kubikmeter (rund 30 – 350 TWh) anzuheben, empfiehlt die EU-Kommission konkret die Entwicklung von nationalen Biomethan-Strategien. Ziel dieser Strategien soll die Identifikation der nationalen Biogas- und Biomethanpotenziale sowie eine Quantifizierung der Potenziale für die Jahre 2030 und 2050 sein. Zudem sollen Hürden identifiziert werden, die einer Einspeisung des Biomethans in Gasnetze entgegenstehen. Als Alternative zur Entwicklung einer Strategie schlägt die EU-Kommission den EU-Mitgliedstaaten die Integration der oben genannten Punkte in den jeweiligen Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) des Landes vor.<sup>29</sup>

Die Analyse der Biomethan-Politiken der für die Analyse ausgewählten Länder zeigt, dass diese eigene Ziele zum Ausbau von Biomethan definiert und diese in ihre NECPs integriert haben.<sup>30</sup> Dagegen enthält der NECP Deutschlands keine Informationen zu Biogas/Biomethan. Die EU-Kommission hat in Bezug auf den NECP Deutschlands entsprechend darauf hingewiesen, dass der NECP um Informationen zu Biogas und Biomethan ergänzt werden sollte:

*„Include more detailed measures to promote the sustainable production of biomethane, given Germany’s sustainable biogas/biomethane potential and production, profile of natural gas consumption and existing infrastructure, digestate use and biogenic CO<sub>2</sub> applications.“<sup>31</sup>*

---

<sup>29</sup> European Commission (2022): Commission Staff Working Document. implementing the repower EU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets. accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. REPowerEU Plan COM(2022) 230 final, S. 36f.

<sup>30</sup> Siehe zum Beispiel Denmark (2023): Draft updated NECP 2021-2030 (submitted in 2023), online verfügbar: [https://commission.europa.eu/publications/denmark-draft-updated-necp-2021-2030\\_en](https://commission.europa.eu/publications/denmark-draft-updated-necp-2021-2030_en).

<sup>31</sup> European Commission (2023): Commission Recommendation of 18.12.2023 on the draft updated integrated national energy and climate plan of Germany covering the period 2021-2030 and on the consistency of Germany’s measures with the Union’s climate-neutrality objective and with ensuring progress on adaptation, SWD (2023) 928 final, C(2023) 9618 final, S. 7.

Die Bundesregierung sollte entsprechend dem Vorschlag der EU-Kommission den NECP um Informationen zu Biogas- und Biomethan ergänzen, nationale Ausbauziele und Maßnahmen definieren, mit denen diese erreicht werden, bzw. Hürden, die einem Markthochlauf entgegenstehen, abgebaut werden sollen.<sup>32</sup>

## 2. Entwicklung einer Importstrategie für Biomethan

Die Bundesregierung plant die Entwicklung einer Nationalen Biomassestrategie (NABIS). In den Eckpunkten für eine Nationale Biomassestrategie haben die beteiligten Bundesministerien die Frage aufgeworfen, wie der derzeitige Import von biogenen Energieträgern „unter Berücksichtigung sozialer, ökonomischer und ökologischer Effekte in den Herkunftsländern sowie einer gerechten globalen Verteilung“ zukünftig ausgestaltet werden kann.<sup>33</sup>

Die Analyse der betrachteten Länder zeigt, dass einige Länder (z. B. Spanien, Dänemark) den Export von Biomethan ins europäische Ausland ermöglichen oder sogar explizit nach Deutschland anstreben.<sup>34</sup> Zusätzlich ist hier der Blick auf den Wiederaufbau der Ukraine zu richten. Die Europäische Union und die Ukraine haben im Februar 2023 ein Memorandum of Understanding (on a Strategic Partnership on Renewable Gases, including biomethane, hydrogen and other synthetic gases) unterzeichnet.<sup>35</sup> Die Ukraine plant Biomethan-Exportland zu werden und hat hier indikative Produktionsziele in Höhe von 10 TWh in 2030 und 45 TWh bis 2050 genannt.<sup>36</sup> Insgesamt verfügt das Land über ein Biomethanpotenzial von 220 TWh.<sup>37</sup> Die Bundesregierung sollte zur Stärkung der europäischen Zusammenarbeit und einer konsolidierten Kooperation zwischen den Mitgliedsstaaten sowie aufgrund der geografischen Nähe insbesondere die Möglichkeit von Biomethanimporten aus EU-Mitgliedstaaten und weiteren europäischen Ländern berücksichtigen.

---

<sup>32</sup> Die Entwicklung einer Biomethanstrategie sollte dabei separat von der Nationalen Biomassestrategie (NABIS) erfolgen.

<sup>33</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) (2022): Eckpunkte für eine Nationale Biomassestrategie (NABIS), S. 6, online verfügbar: [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Naturschutz/nabis\\_eckpunkte\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Naturschutz/nabis_eckpunkte_bf.pdf).

<sup>34</sup> Dänemark plant Biomethan-Exporte nach Deutschland mindestens bis zum Jahr 2040. Vgl. Denmark (2023): Draft updated NECP 2021-2030 (submitted in 2023).

<sup>35</sup> Directorate-General for Energy (2023): Memorandum of understanding between the European Union and Ukraine on a Strategic Partnership on Biomethane, Hydrogen and other Synthetic Gases, online verfügbar: [https://energy.ec.europa.eu/document/download/0b10e313-1084-49e5-a320-9460108d4cb7\\_en?filename=MoU\\_UA\\_signed.pdf](https://energy.ec.europa.eu/document/download/0b10e313-1084-49e5-a320-9460108d4cb7_en?filename=MoU_UA_signed.pdf).

<sup>36</sup> Dena (2023): Branchenbarometer Biomethan 2023, S. 18.

<sup>37</sup> Zentrum Liberale Moderne / Zukunft Gas (2024), Aufbau der Deutsch-Ukrainischen Biomethan-Kooperation, siehe: <https://gas.info/fileadmin/Public/PDF-Download/policy-paper-de-ukr-biomethan-kooperation-libmod.pdf>

Im Anschluss an eine quantitative und qualitative Bestandsaufnahme der nationalen Biogas- und Biomethanpotenziale und analog zu der von der Bundesregierung geplanten Importstrategie für Wasserstoff und seine Derivate stellt die Entwicklung einer Nationalen Importstrategie für Biomethan eine sinnvolle Maßnahme dar, die umgesetzt werden sollte, um das Biomethan-Importpotenzial systematisch zu erfassen und gleichzeitig den zukünftigen grenzüberschreitenden und innerdeutschen Transportbedarf zu untersuchen. Eine Biomethan-Importstrategie kann zudem die Grundlage bilden, um die mehr als 30 bestehenden Energiepartnerschaften in diesem Punkt zu vertiefen, den Dialog mit weiteren Ländern zu initiieren oder weitere Partnerschaften aufzubauen.<sup>38</sup>

### 3. Einführung einer Quote für Biomethan, Wasserstoff und seine Derivate

Mehrere EU-Mitgliedstaaten (Irland, Österreich, Portugal, Niederlande) wollen die nationale Versorgungssicherheit und den Anteil an erneuerbaren Gasen im Energiesystem mit Quotensystemen für Biomethan und Wasserstoff unterstützen. Bei der Einführung einer Quote bestehen verschiedene Möglichkeiten der Ausgestaltung.

Während Portugal die Quote über eine staatliche Förderung nach dem Prinzip von Contracts for Difference in Kombination mit einer Einspeiseverpflichtung ins Gasnetz implementiert, plant Österreich die Einführung einer Verpflichtung der Versorger ohne staatliche Förderung. Beide Länder berücksichtigen dabei sowohl Wasserstoff als auch Biomethan im Rahmen der Quote. Dies ist grundsätzlich sinnvoll, da beide Gase in einem klimaneutralen Energiesystem benötigt werden. Auch Irland verfolgt die Steigerung des Einsatzes von Biomethan über eine Verpflichtung von Endverbrauchern zum Einsatz erneuerbarer Energie.

Eine Quote nach dem österreichischen Modell hätte den Vorteil, dass diese ohne den Einsatz staatlicher Ressourcen auskommt und so unabhängig von der haushaltspolitischen Lage einen langfristigen Hochlauf erneuerbarer Gase ermöglicht. Die Umsetzung von Projekten kann auf diese Weise gestärkt werden. Generell erhöht eine langfristig ausgerichtete Grüngasquote für die Erzeuger von Wasserstoff und Biomethan die Sicherheit, dass das erzeugte Produkt einen Abnehmer findet. Die Quote ermöglicht auf diese Weise zudem, dass Projekte zeitnah initiiert und finanziert werden und die klimaneutralen Energieträger somit früher zur Verfügung stehen. Eine Quote sendet darüber hinaus auch ein Signal an andere Akteure der Wertschöpfungskette (z. B. Transportunternehmen, Terminalbetreiber), die ent-

---

<sup>38</sup> Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK) (2024): Climate and energy partnerships and energy dialogues 2023 annual report, online verfügbar: [https://www.energypartnership-ukraine.org/fileadmin/user\\_upload/morocco/media\\_elements/240328\\_dena\\_BR\\_Annual\\_Report\\_2023\\_EN\\_WEB.pdf](https://www.energypartnership-ukraine.org/fileadmin/user_upload/morocco/media_elements/240328_dena_BR_Annual_Report_2023_EN_WEB.pdf).

sprechend mit der Bereitstellung von Infrastrukturen (z. B. Transportschiffen, Pipelineanbindungen, Wasserstoffnetze) beginnen. Vorschläge zur Einführung einer Grüngasquote werden in Deutschland bereits öffentlich diskutiert.<sup>39</sup>

EU-übergreifend wurde 2023 die RefuelEU Aviation-Verordnung beschlossen, um auch die EU-Klimaziele beim Flugverkehr erreichen zu können. Diese sieht ab dem Jahr 2025 einen Anteil von 2 % SAF am Kerosinbedarf, der sich bis zum Jahr 2050 auf 70 % erhöht. Als nachhaltige Kohlenstoffquelle bietet sich hier grünes Methan in besonderem Maße an.<sup>40</sup>

---

<sup>39</sup> Energie & Management (2023): Grüngasquoten sollen Gasnetze sichern, online verfügbar: [Grüngasquoten sollen Gasnetze sichern | E&M \(energie-und-management.de\)](https://www.energie-und-management.de/gruengasquoten-sollen-gasnetze-sichern)

<sup>40</sup> NOW GmbH: ReFuelEU Aviation Regulation: [https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/11/NOW-Factsheet\\_ReFuelEU-Aviation-Regulation.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/11/NOW-Factsheet_ReFuelEU-Aviation-Regulation.pdf)

## 6. Handlungsempfehlungen an die Politik zur schnellen Umsetzung

Die Branchenakteure für klimaneutrales Methan im DVGW empfehlen den politischen Entscheidungsträgern die Umsetzung der unten aufgelisteten Maßnahmen. Eine Umsetzung hätte positive Auswirkungen auf die Investitionsbereitschaft in der Branche und auf Entscheidungen von Landes- und Bundesministerien, Regulierungsbehörden, Netzbetreibern und Genehmigungsbehörden. Zudem würde die Attraktivität des Einsatzes von Biomethan sowohl zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung als auch zum Einsatz als Kraftstoff (Schwerlast- & Flugverkehr) erhöht.

### 1. Entwicklung einer nationalen Biomethan-Strategie

- Die Entwicklung einer langfristig und verlässlich wirksamen Strategie für den Ausbau der nationalen Biomethanproduktion, für den Import von Biomethan aus dem europäischen Ausland sowie für dessen Transport nach und durch Deutschland.

### 2. Schaffung eines Beschleunigungsgesetzes für Biomethan und andere neue Gase

- Abgabe eines deutlichen öffentlichen Signals, dass der Ausbau der Biomethaneinspeisung durch die gesetzliche Festlegung eines nationalen Ziels für den Einsatz neuer Gase und dessen Absicherung, etwa über die Etablierung einer Quote, grundsätzlich und langfristig politisch gewollt ist.
- Feststellung des überragenden öffentlichen Interesses für die Produktion und Einspeisung von klimaneutralem Methan im Rahmen des wirtschaftlich sinnvollen und umweltseitig vertretbaren Rahmens
- Dabei jeweils Berücksichtigung von synthetischem Methan aus Wasserstoff und biogenem CO<sub>2</sub> aus Biogasanlagen.

### 3. Stärkung von Biomethan durch weitere Maßnahmen

- Durchführung einer integrierten Netzplanung für Strom sowie Gas und Wasserstoff, die die regionalen Potenziale für die Einspeisung von klimaneutralem und klimapositivem Biomethan und synthetischem Methan sowie den Transit dieser Energieträger durch Deutschland angemessen berücksichtigt.
- Anpassung des gesetzlichen Rahmens:
  - **BlmSchG:** Vereinfachung und Vereinheitlichung des Genehmigungsrahmens bei einfachen Umbaumaßnahmen
  - **BauGB:** Prüfung der Möglichkeiten zur Vereinfachung und Beschleunigung von Bauleitplanungen

- **EEG:** Ermöglichung des Einsatzes von importiertem Biomethan in EEG-Anlagen
- **EEG:** Anerkennung von Biomethan als vergütungsfähigen Brennstoff in Biomasse-Ausschreibungen
- **KWKG:** Zusätzlich zu der dringenden gebotenen Verlängerung des KWKG: Umgestaltung der EEG-Vergütung für Biomethan durch eine Anhebung der vergütungsfähigen KWK-Volllaststunden in den Biomethan-Ausschreibungen
- **BlmSchG:** Anhebung der Treibhausgasminderungsquote für fortschrittliche Biokraftstoffe
- **BauGB:** Planerische Vereinfachung bei Genehmigung und Errichtung von Biomethananlagen im Außenbereich
- Vorschläge zur Beschleunigung behördlicher Vorgänge:
  - Optimierung von Behördenzuständigkeiten, Behördenausstattung und Genehmigungsprozessen zur Ermöglichung der Einhaltung behördlicher Fristen und zur Garantie der Verkürzung von Genehmigungszeiträumen
  - Eine Aufstockung des Personals in den Genehmigungsbehörden, sowie Schaffung von Angeboten und Anreizen für deren stetige rechtliche und technische Weiterbildung
  - Länderübergreifende Vereinheitlichung der Verfahren und Formulare – z. B. bei der Lagerkapazität für Gärreste bzw. Wirtschaftsdünger
  - Bundesweite Einführung der digitalen Akte inklusive der Möglichkeit der Übertragung von Aufgaben an Sachverständige.<sup>41</sup>
  - Bundeseinheitlicher Vollzug bundesrechtlicher Regelungen
- Zügige Festlegung von Nachfolgeregelungen zur auslaufenden Gasnetzanschlussverordnung (GasNZV) durch die Bundesnetzagentur. Dabei sollten generell die Kosten für den Gasnetzanschluss gesenkt und die verbleibenden Kosten fair zwischen Anlagen- und Netzbetreiber aufgeteilt werden. Dabei sind auch eventuelle Netzverstärkungsmaßnahmen zu berücksichtigen. Der Vorbehalt der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit insbesondere in § 34 GasNZV führt in fast allen Fällen faktisch zum Anschlusszwang, da der Nachweis i.d.R. nicht zu erbringen ist. Hier sind auf Grundlage der Transformationsplanungen der Netzbetreiber sinnvolle Regeln auch zu einer möglichen Ablehnung von Einspeisebegehren zu schaffen.
- Die Erstellung eines Nachhaltigkeitsnachweises insbesondere für Landwirte im Nebenerwerb erst ab 2 MW Feuerungswärmeleistung, wie in der Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung vorgesehen.

---

<sup>41</sup> Diese Möglichkeit gibt es derzeit nur in der Hälfte der Bundesländer.

Die derzeitigen Planungen der Gasnetzbetreiber, die Zusammenschau der wissenschaftlichen Studien, sowie die in diesem Zukunftsbild zusammengestellten Argumente legen den Schluss nahe, dass auch über 2045 hinaus die Notwendigkeit für Methaninfrastrukturen und Anlagen für die Erzeugung und den Import von klimaneutralem Methan besteht.

Neben der alternativlosen Etablierung des H<sub>2</sub>-Kernnetzes und der Umstellung auch von Gasverteilnetzen auf Wasserstoff ist daher auch eine nachhaltige grüne Methaninfrastruktur dauerhaft zu etablieren. Diese versteht sich als komplementär zu den bestehenden Plänen für Wasserstoffnetze.



*Abbildung 8: Ferngasleitung kurz vor dem Einbau. Bild: ASUE/Thomas Wencker*

## 7. Argumentarium

Die Herausforderungen im Biomethanhochlauf sind überaus vielfältig. Denn der Neubau oder die Umstellung von Biogasanlagen auf Biomethanproduktion erfordern neben planerischen, genehmigungsrechtlichen und finanziellen Lösungen auch einen ganzheitlichen Blick auf Landwirtschaft, Umwelt und Energiesystem. Die Betrachtung dieser Sichtweisen ist essentiell und wird in diesem Kapitel separat aufgeführt, da sie den Rahmen des eigentlichen Arbeitsberichts der Taskforce Biomethan sprengen würden.

### Die Netzinfrastrukturen für grünes Methan, Wasserstoff und CO<sub>2</sub> ergänzen einander

Zusätzlich zu dem Auslaufen der EEG-Förderung für Biogasanlagen gibt es mit der Notwendigkeit der Diversifizierung der Gasbezugsquellen, den wegen GEG und WPG zu erwartenden erhöhten Nachfragen auch aus dem Wärmesektor sowie dem Klimaschutz mehrere wichtige Gründe für einen schnellen Anschluss von Biogasanlagen an das deutsche Gasnetz. Zudem ist die Biomethantechnologie bereits heute verfügbar und vielfach erprobt, kann vergleichsweise schnelle Erfolge für den Klimaschutz beisteuern und regional organisiert werden. Grüne, klimaneutrale Gase können kostengünstig als Ersatz fossilen Erdgases zur Verfügung stehen. Die heimische Erzeugung grünen Methans kann auf ein Vielfaches der heutigen Menge gesteigert werden. Sowohl für den Anschluss dieser Anlagen als auch für den Transport dieser Gase zu den Verbrauchern können bereits bestehende Infrastrukturen direkt und in vielen Fällen auch dauerhaft genutzt werden. Das bestehende deutsche Erdgasnetz wird sich zu einem Netz für grünes Methan und Wasserstoff entwickeln.

Das Zusammenspiel an den Schnittstellen der künftigen Wasserstoff-, Methan- und auch CO<sub>2</sub>-Leitungen ermöglicht hocheffiziente Sektorenkopplung und bedarfsgerechte Umschaltung: So kann aus Wasserstoff in Verbindung mit dem CO<sub>2</sub> eine Methanisierung stattfinden oder umgekehrt aus Methan Wasserstoff und CO<sub>2</sub> oder auch elementarer Kohlenstoff erzeugt werden.

Die Einspeisung von heimisch erzeugtem, grünem Methan findet überwiegend dezentral statt. Grund dafür ist, dass die Substrate für die Biomethanerzeugung aus Transportgründen nur dezentral genutzt werden und die bei der Biomethanerzeugung anfallenden Gärreste aus ökologischen und ökonomischen Gründen in ein lokales Nährstoffmanagement eingebunden sind. Die bestehenden und vor allem auch zukünftige Biomethananlagen sind dementsprechend regional verteilt, analog auch die Quellen für biogenen Kohlenstoff, mit dem Wasserstoff zu synthetischem grünem Methan weiterverarbeitet werden kann. Der innerdeutsche Transportbedarf für grünes Methan besteht deshalb heute überwiegend auf regionaler Ebene durch die Verbindung der dezentralen Einspeisepunkte und den regionalen Senken.

Die Netze für Wasserstoff sowie für grünes Methan können gemeinsam in ein effizientes klimaneutrales Energiesystem integriert werden. Durch die Einbindung von Biomethan wird die Gasversorgung mit Erneuerbaren gemeinsam mit dem H<sub>2</sub>-Kernnetz verlässlicher, flexibler, synergiefördernder und entscheidend resilienter. Zudem wird durch die verlässliche nachhaltige und überregionale Darbietung von grünem Methan auch die kurzfristige Erhöhung der Anteile an Erneuerbaren realisierbar und dabei der erforderliche Aufbau der H<sub>2</sub>-Infrastruktur flexibler gestaltbar.

## **Dezentrale Methaneinspeisung kann den Wasserstoffhochlauf unterstützen**

Bei der Umstellung von bestehenden Erdgastransportnetzen auf Wasserstoff im Zuge des sukzessiven Ausbaus des Wasserstoff-Kernnetzes muss sichergestellt werden, dass bestehende Methan-Verbraucher auch in Verteilnetzen weiterhin sicher versorgt werden können. Die dezentrale Einspeisung von grünem Methan in Netze auf der Verteilnetzebene reduziert den Bedarf von Methan aus vorgelagerten Hochdrucknetzen. Infolgedessen könnten einzelne Hochdruckleitungsstränge für die Versorgung mit Wasserstoff „frei“ und somit für Wasserstoff umgenutzt werden, ohne dass zwangsläufig Methanverbraucher auf unteren Netzebenen nicht mehr versorgt werden können.

Die Versorgung regionaler Endkunden mit Methan bleibt so trotz Umstellung ausgewählter Leitungsstränge der Hochdrucknetze sichergestellt. Insofern ist es zielführend, die dezentrale Einspeisung von grünem Methan in regionale Mittel- sowie Hochdrucknetze und die überregionale Einspeisung, Speicheranbindung sowie den grenzüberschreitenden Handel auf der Ebene der Transportnetze zu synchronisieren und unter Berücksichtigung bereits bestehender Pläne für Transformationspläne sowie ggf. Ergebnissen der kommunalen Wärmeplanung auszugestalten.

Der Anschluss von Biogasaufbereitungsanlagen an das Gasnetz kann den Hochlauf von grünem Wasserstoff auch dahingehend unterstützen, dass das bei der Biogasaufbereitung anfallende biogene CO<sub>2</sub> genutzt wird, um den Wasserstoff zu synthetischem, grünem Methan weiterzuverarbeiten. Dies spart Kosten für den Netzanschluss von Elektrolyseuren sowie für die technische Umrüstung von Methan- auf Wasserstoffnetze.

## **Heimische Einspeisung von neuen Gasen senkt die Importabhängigkeit und gibt Stabilität für den Markt**

Zusätzlich ermöglicht die Synchronisierung von europäischer, dezentraler Erzeugung von grünem Methan einerseits und paneuropäischen Transportnetzen andererseits, die notwen-

dige außereuropäische Importmenge von grünen Gasen insgesamt zu reduzieren. Dies steigert die Resilienz des Marktes gegenüber Preisschwankungen infolge globaler Ereignisse. Eine erhöhte Deckung des europäischen, grünen Gasbedarfs verringert durch die konsequente Ausnutzung der innereuropäischen Erzeugungspotenziale von sowohl Wasserstoff als auch grünem Methan die entsprechend notwendigen Importe für grüne Gase am Weltmarkt und erhöht so den Autarkiegrad Europas.

Die Biogaseinspeisung verhindert nicht die Transformation hin zu Wasserstoff. Vielmehr bietet der Anschluss von Biomethananlagen in Abhängigkeit der Marktentwicklung die technische Flexibilität, zukünftig bedarfsgerecht auf eine Wasserstoffeinspeisung umrüsten zu können. Denn durch eine entsprechende Nachrüstung von einzelnen Biomethananlagen oder zentralen Aufbereitungsanlagen im Gasnetz kann das Biomethan (z. B. mit Anlagen zur Pyrolyse, zur Plasmalyse oder zur Dampfreformation) in Wasserstoff umgewandelt werden. Das dabei abgeschiedene biogene CO<sub>2</sub> steht, wie bereits nach der Biomethanaufbereitung, auch weiterhin für die stoffliche Verwertung (als Rohstoff) oder die dauerhafte Speicherung zur Verfügung und bietet die Option der Vermarktung seiner negativen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Der für den Klimaschutz notwendige Einsatz insbesondere von Senken-Technologien ist wissenschaftlich belegt und hat Eingang in die aktuelle Carbon-Management Strategie der Bundesregierung aus Februar 2024 gefunden.

Folglich stellt der Anschluss von Biomethananlagen an das Gasnetz kein technisches Hemmnis für die Umrüstung von Methanetzen auf Wasserstoffnetze dar, sondern ist Teil eines Gesamtkonzepts für die Transformation des Gasnetzes hin zu grünen Gasen.

## **Wirtschaftlicher Betrieb von Gasnetzen mit Einspeisung von klimaneutralem Methan**

Der wirtschaftliche Betrieb von Gasnetzen mit Einspeisung von grünem Methan steht vor vielfältigen Herausforderungen. Diesen ist durch den Gesetzgeber sowie die Bundesnetzagentur angemessen und zeitnah zu begegnen.

Anschlussverbote für alleinstehende, kleinere Einspeiseanlagen sowie Stilllegungen von Gasnetzen sind dabei durchaus eine Option, sollten aber nicht Leitmotiv zum Erreichen der Klimaneutralität werden. Bei der Einbindung von Biomethan in die Gasinfrastruktur ist darauf zu achten, die Netzintegrationskosten möglichst niedrig zu halten. Es liegen vielfach Erfahrungswerte für den wirtschaftlichen Anschluss von Biomethananlagen vor. Auch die in den einschlägigen Potenzialstudien ermittelten Schwellenwerte der Wirtschaftlichkeit bieten eine erste Orientierung. Eine pauschalisierte Betrachtungsweise ist jedoch nicht möglich.

Es bestehen vielfältige wirtschaftliche Lösungsoptionen. Es braucht daher insbesondere eine Netzentwicklungsplanung, welche neben Wasserstoff- auch die Methan-Entwicklungen mit aufgreift.

Eine sinnvolle Einspeisung von Biomethan ist von vielen Faktoren abhängig, insbesondere von der Zahlungsbereitschaft der Kunden, welche variiert. Aus rein technischer Sicht und aus Sicht des Einspeisenden ist es in der Vergangenheit häufig zu Realisierungen gekommen, wenn eine Einspeisemenge von über 1.000 Nm<sup>3</sup>/h erreicht werden konnte (ohne gleichzeitige Anpassungsmaßnahmen im Verteilnetz). Das Ziel war und ist, möglichst große Anlagen mit wenigen Aufbereitungsanlagen und wenigen Einspeisepunkten zu errichten. Es ist aber auch grundsätzlich möglich, eine Einspeisung von grünem Methan auch bei kleineren Anlagen wirtschaftlich auszugestalten. Es sind daher Regelungen zu treffen, um die Kosten für den Netzanschluss (Aufbereitung, Einspeisung, Rückverdichtung) zu verringern.

Die Wirtschaftlichkeit ist abhängig von den Kosten der Netzintegration und der Übereinstimmung von Produktions- und Verbrauchskurven. Für die unterschiedlichen Lösungsansätze sind unterschiedliche/gestaffelte Anreize zu schaffen. Dies liegt vor allem an den Kosten für die notwendigen Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen sowie eventuell weiteren gasnetzseitig anfallenden Kosten im Falle von Rückverdichtungen und im Bereich der Gasbeschaffheitsmessung.

Heute erreichen zwar nicht alle Bestandsbiogasanlagen eine sinnvolle Einspeisemenge direkt. Es gibt aber verschiedene Wege, die Einspeisemenge zu erhöhen. Die zwei wichtigsten sind:

- 1) Nutzung des bei der Biogasaufbereitung anfallenden CO<sub>2</sub> für die Methanisierung von Wasserstoff – dadurch kann der Output einer Anlage nahezu verdoppelt werden.
- 2) Bündelung kleinerer Biogasanlagen durch Rohbiogas-Sammelleitungen und zentrale Aufbereitung/Einspeisung.

## **Handlungsmöglichkeiten der Akteure**

Die Branchenakteure der grünen Methanwirtschaft im DVGW verfolgen gemeinsam das Ziel, klimaneutrales Methan über die Gasinfrastrukturen prinzipiell allen Verbrauchssektoren bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen. Gemeinsam setzen sie sich für einen zügigen, sicheren und wirtschaftlich machbaren Hochlauf klimaneutralen Methans ein. Dazu haben viele Akteure bereits Voraussetzungen geschaffen und wollen dies weiter fortsetzen.

Folgende Schritte streben die Akteure der Branche an:

- Sicherstellung schneller Abläufe durch das Schaffen adäquater unternehmensinterner Strukturen (Netzbetreiber) sowie gute Vorbereitung der Antragsstellung (Anlagenbetreiber und Netzbetreiber)
- Definition von Standardprozessen für den Anschluss von Anlagen an das Gasnetz und deren gemeinsame Etablierung mit Regelsetzung (Verbände) und Regulierung
- Vorausschauende Identifikation von Positiv-Standorten für Einspeisungen – im Rahmen einer Gasnetzgebietstransformationsplanung (Netzbetreiber)
  - Durchführung einer Gemeinschaftsplanung von Methan und Wasserstoff und deren Etablierung in der Netzentwicklungsplanung Gas
- Identifikation regionaler Potenziale zur Clusterbildung von Anlagen sowie Potenziale für Sammelleitungen, bspw. über gemeinsame Studien und Forschungsprojekte.
- Gründung und Etablierung einer Austauschplattform/Initiative „Klimaneutrales Methan“ der Branchenakteure, um weiter am Hochlauf klimaneutralen Methans zu arbeiten.
- Fortsetzung und Ausbau von Schulungen und Informationsveranstaltungen für Anlagenbetreiber und Akteure

## 8. Anhang 1: Lessons learned- Wie machen es andere Länder? (Länderübersichten)

### Dänemark

#### 1. Anlagenentwicklung und Kapazitäten

In Dänemark steigt die Zahl an Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) seit zehn Jahren kontinuierlich an. Im Jahr 2022 waren in Dänemark 59 BGAA in Betrieb. Die Produktion von Biomethan wurde auf diese Weise auf 6,502 GWh im Jahr 2022 gesteigert (siehe Abbildung 9).



Abbildung 9: Entwicklung der Biomethanproduktion (links) und des Biomethananlagenstands (rechts). Aus: EBA Statistical Report 2023.

#### 2. Regulatorik

In Dänemark besteht für BGAA ein „Recht auf Einspeisung“: Aufbereitungsanlagen haben das Recht, an das Gasnetz angeschlossen zu werden und in dieses einzuspeisen. Zudem sind standardisierte Bedingungen für den Anschluss gegeben. Auf nationaler Ebene besteht das politische Ziel, 50 Prozent des in Dänemark anfallenden Wirtschaftsdüngers für die Er-

zeugung grüner Energie zu nutzen, um die Rolle der Landwirtschaft als nachhaltiger Energielieferant zu stärken. Bis zum Jahr 2030 soll ausschließlich erneuerbares Gas im dänischen Gasnetz transportiert werden.<sup>42</sup>

### 3. Nachweisführung

- Einführung eines Systems von Herkunftsnachweisen, das es Gasversorgern ermöglicht, Gas aus erneuerbaren Energiequellen an Verbraucher zu verkaufen.
- Nachhaltigkeitsregelungen ("freiwillige Regelungen") zur Überprüfung der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe gemäß RED II/III
- Einfaches monatliches, manuelles Verfahren; Zertifikatsregistrierung; interne Revision.
- Rolle des Agrarsektors als Lieferant von grüner Energie zu stärken.
- Verbindliches EU-Mindestziel (Richtlinie über erneuerbare Energien) für den Anteil von Biokraftstoffen am Benzin- und Dieserverbrauch im Verkehr.

### 4. Förderinstrumente

- Förderung aller Verwendungszwecke von Biogas: Biogas für 1) Kraft-Wärme-Kopplung, 2) industrielle Wärme, 3) als Fahrzeugkraftstoff im Verkehr, 4) und Biogas, das zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird.
- Förderungsbestandteile: 1) Basissubventionsbetrag (gibt Sicherheit), 2) Subventionsbetrag, der proportional zum Erdgaspreis angepasst wird (der Staat übernimmt das Risiko), 3) zusätzlicher "Frühstarter"-Subventionsbetrag (Anreiz für einen schnellen Einstieg).
- Regionale Zusammenarbeit zwischen den nationalen GO-Registern zur Gewährleistung der Glaubwürdigkeit und der Möglichkeit, grenzüberschreitende Geschäfte zu tätigen sind geplant.
- Entwicklung von manueller zu automatisierter Nachweisführung. Leitlinien für die Anerkennung von in anderen Ländern ausgestellten Gos sollen erarbeitet werden
- Marktentwicklung
- Einbeziehung von Biomethan in das Erdgasmarktmodell. Allerdings werden nur wenige Mengen an kurzfristigen Börsen gehandelt, da es, da es noch viele langfristige Verträge zwischen einzelnen Erzeugern und Verbrauchern gibt.

---

<sup>42</sup> Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities (2023): Denmark Draft update of the national energy and climate plan, S. 47, online verfügbar: [https://commission.europa.eu/document/download/31895e48-37c3-46fe-8a8f-8f61fbff6724\\_en?filename=EN\\_DENMARK%20DRAFT%20UP-DATED%20NECP.pdf](https://commission.europa.eu/document/download/31895e48-37c3-46fe-8a8f-8f61fbff6724_en?filename=EN_DENMARK%20DRAFT%20UP-DATED%20NECP.pdf).

- Die Biomethanproduzenten können ihr aufbereitetes Biomethan auf dem europäischen Gasmarkt verkaufen und erhalten den Gasmarkt-Preis.
- Aktuell stellt Biomethan bereits 34 % im Gasnetz. Bis 2030 sollen es 100 % sein.
- Laut des dänischen Biogasverbandes erwägen 30 Biomethananlagen eine Produktionssteigerung und 40 neue Biomethanprojekte sind in der Entwicklung.

## Frankreich

### 1. Anlagenentwicklung

Die Europäische Kommission bewertet den französischen Biomethanmarkt als den am schnellsten wachsenden innerhalb der EU.<sup>43</sup> In Frankreich waren Ende 2023 insgesamt 615 Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) in Betrieb. Im Vergleich zum Vorjahr (2022: 513 BGAA) wurden 112 Anlagen neu angeschlossen.<sup>44</sup> Die maximale Produktionskapazität der BGAA steigt dadurch um 18 Prozent von 9.441 GWh/Jahr (2022) auf 11.790 GWh/Jahr (2023) an. Die Entwicklung der Biomethan-Produktionskapazitäten in Frankreich setzt ihren positiven Trend fort (siehe Abbildung 10).

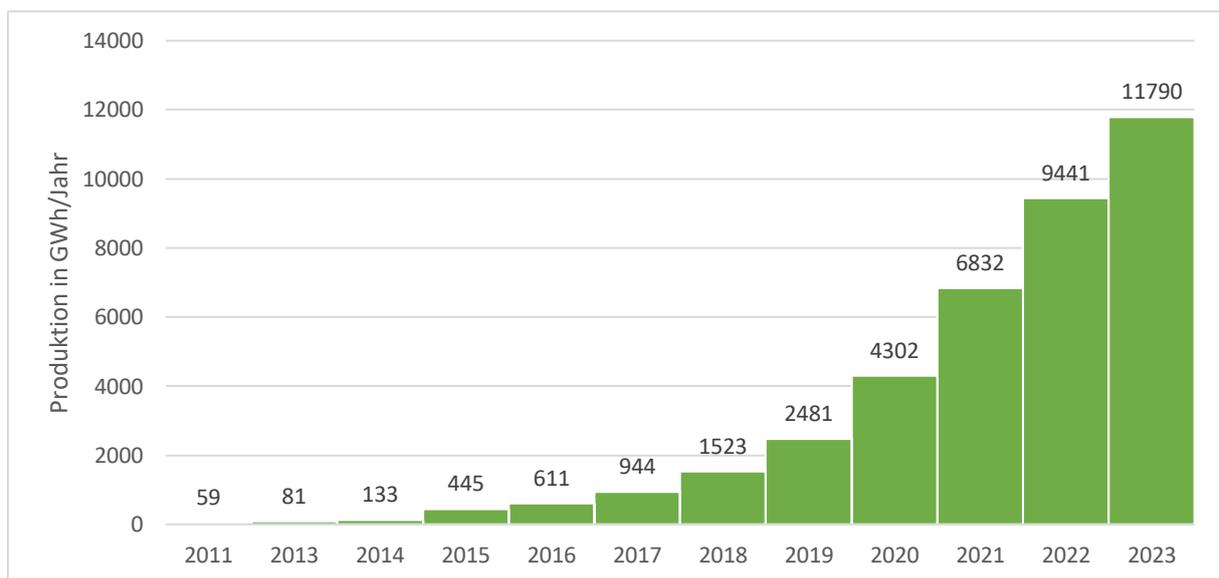


Abbildung 10: Entwicklung der jährlichen Biomethan-Produktionskapazitäten in Frankreich (GWh/Jahr). Aus: Eigene Darstellung basierend auf Service des données et études statistiques (SDES) (2024): Évolution du parc national des installations de production de biométhane. Online verfügbar: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/595>.

### 2. Kapazitäten

Für 2030 wird ein Ziel von 50 TWh jährlicher Biogaserzeugung vorgeschlagen, von denen 44 TWh in das Gasnetz in Frankreich eingespeist werden sollen. Neben der Einspeisung des

<sup>43</sup> European Commission (2023): Biomethane Fiche – France (2021), [https://energy.ec.europa.eu/document/download/2ab54962-6422-4733-af40-608318e77c7a\\_en?filename=Bio-methane\\_fiche\\_FR\\_web.pdf](https://energy.ec.europa.eu/document/download/2ab54962-6422-4733-af40-608318e77c7a_en?filename=Bio-methane_fiche_FR_web.pdf).

<sup>44</sup> Service des données et études statistiques (SDES) (2024): Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux. Principaux résultats, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/595>.

Biomethans in Gasnetz sollen die übrigen Biogasmengen für die Erzeugung von Strom in KWK und Wärme verwendet werden.<sup>45</sup>

### 3. Förderinstrumente

Um die Biomethaneinspeisung anzureizen, besteht in Frankreich seit 2016 ein Einspeisevergütung für Biomethan.<sup>46</sup> Die feste Einspeisevergütung gilt mittlerweile nur noch für kleine Anlagen (< 25 GWh/Jahr). Im Jahr 2022 wurde ein Ausschreibungsmodell für Biomethanproduktion in großen Anlagen (> 25 GWh/Jahr) eingeführt. Für Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von über 300 kW gilt in der Regel, dass das Biogas zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz einspeist werden muss.<sup>47</sup>

Im NECP (2024) sind zudem folgende Maßnahmen vorgesehen:

- Festlegung eines Zeitplans für die obligatorische Einspeisung von Biogas in die Gasnetze durch den Mechanismus der Biomethanproduktionszertifikate, wobei sowohl die Notwendigkeit der Entwicklung von Biomethan als auch die Auswirkungen auf die Verbraucherkosten vor dem Hintergrund allgemeiner Gaspreiserhöhungen zu berücksichtigen sind, mit dem Ziel, mindestens 15 % des Biogases in die Gasnetze einzuspeisen.
- Entwicklung eines Programms zur Förderung neuer Biomethan-Technologien (Pyrovergasung, hydrothermale (Pyrovergasung, hydrothermale Vergasung) zu unterstützen, indem mit Demonstrationsanlagen in industrieller Größe begonnen wird und diese vorzugsweise auf schwer zu mobilisierende Ressourcen (Klärschlamm, Holzabfälle usw.).<sup>48</sup>

---

<sup>45</sup> National Climate and Energy Plan – France (2024): S. 77, [https://commission.europa.eu/document/download/ab4e488b-2ae9-477f-b509-bbc194154a30\\_en?file-name=FRANCE%20%E2%80%93%20FINAL%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20%28English%29.pdf](https://commission.europa.eu/document/download/ab4e488b-2ae9-477f-b509-bbc194154a30_en?file-name=FRANCE%20%E2%80%93%20FINAL%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20%28English%29.pdf)

<sup>46</sup> Deutsch-französisches Büro für die Energiewende (2020): Biogas und Biomethan in Frankreich.

<sup>47</sup> Deutsch-französisches Büro für die Energiewende (2023): Webinar Barometer der erneuerbaren Energien im französischen Stromsektor.

<sup>48</sup> National Climate and Energy Plan – France (2024): S. 170.

#### 4. Marktentwicklung

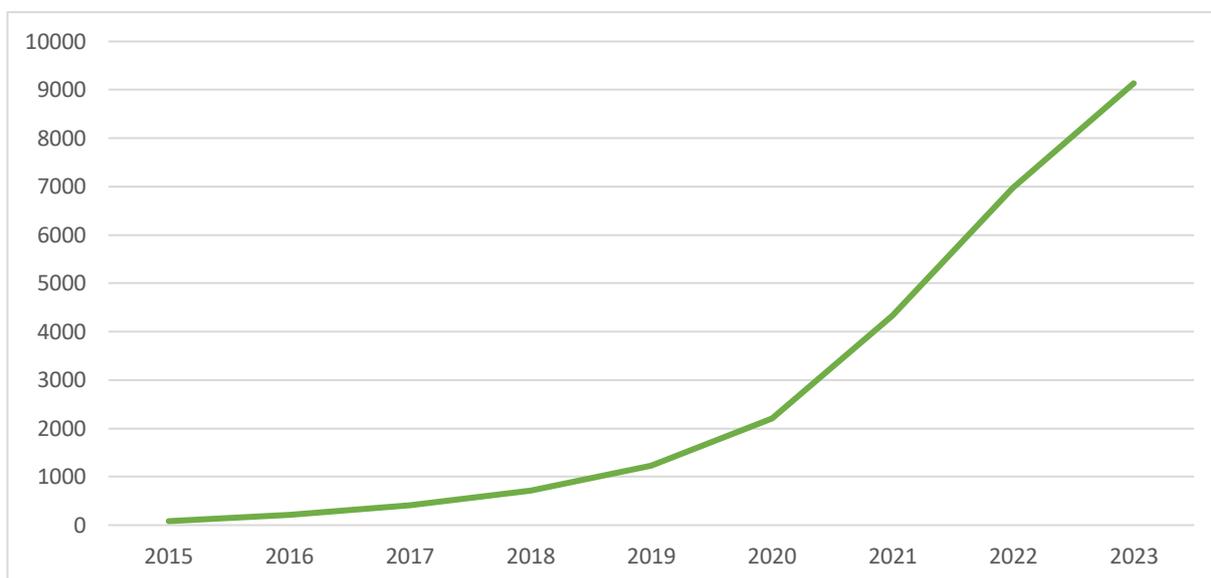


Abbildung 11: Entwicklung der jährlichen Biomethan-Produktion in Frankreich im Zeitraum 2015 bis 2023. Aus: Eigene Darstellung basierend auf Service des données et études statistiques (SDES) (2024): Évolution de la production trimestrielle de biométhane. Online verfügbar: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/595> DIESE GRAFIK HAT DENSELBEIN CONTENT WIE ABB. 10, oder? Löschen!

Die Marktentwicklung ist seit mehr als einem Jahrzehnt positiv und hat sich insbesondere seit 2015 deutlich beschleunigt.

## Irland

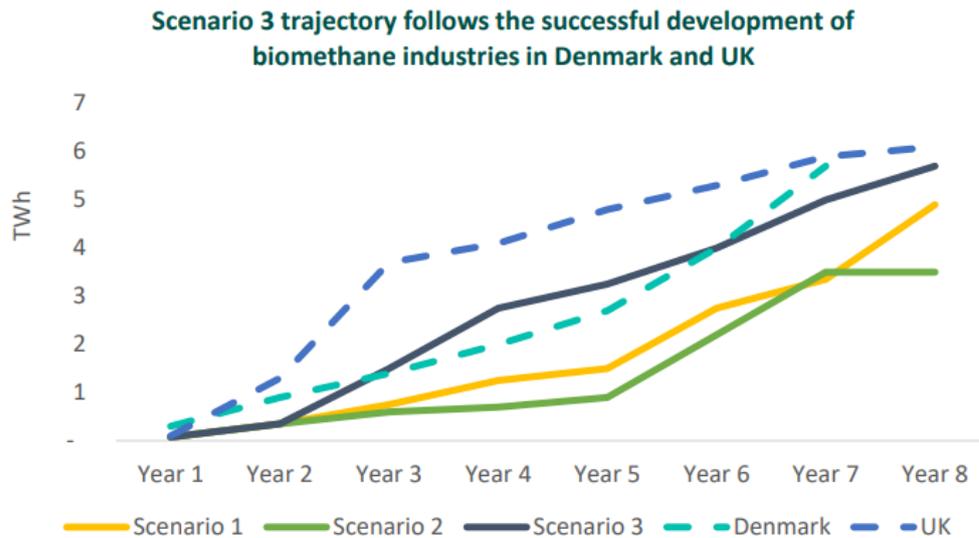
### 1. Biomethan – Anlagenentwicklung

Es werden drei Szenarien aufgezeigt und bewertet (siehe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Das dritte Szenario wird als wirtschaftlichstes und effektivstes Szenarium bewertet. Es werden bei den aufgezählten Biogasproduktionsanlagen auch Kläranlagen mitgezählt worden sein.

	Widespread Deployment Scenario 1	Current Policies Only Scenario 2	Economic Deployment Scenario 3
<b>Overview</b>	A strategy encompassing a larger number of smaller-geographically dispersed plants	No further policy intervention outside of any existing policies	A strategy which allows flexibility, encourages a smaller number of larger, more economic community-scale facilities
<b>Scale of plants developed</b>	10 - 20 GWh plants	40 - 60 GWh plants	Broad mix but mainly 40 GWh
<b>Feedstock required</b>	25,000 tonnes	40,000 – 60,000 tonnes	25,000 to 60,000 tonnes
<b>Number of plants built by 2030</b>	c. 250	c. 90	c. 140
<b>Policy enablers</b>	All policy enablers deployed including capital grants	RHO & RTFO	All policy enablers deployed including capital grants
<b>Injection</b>	Truck and trailer for small plants	Direct	Direct connection with small % of truck and trailer
<b>Cost to exchequer</b>	Highest	Lowest	Medium
<b>Target Met</b>	Unlikely	Unlikely	Possible

Abbildung 12: Szenarien zur Entwicklung von Biomethan in Irland.<sup>49</sup>

<sup>49</sup> Department of the Environment, Climate and Communications; Department of Agriculture, Food and the Marine (2024): Ireland's National Biomethane Strategy May 2024, Seite 14, <https://www.gov.ie/en/publication/d115e-national-biomethane-strategy/>.



**Figure 1 Comparison of scenario analysis with development of biomethane in Denmark and the UK**

Abbildung 13: Vergleich der denkbaren Szenarien für Irland mit Entwicklungen in England und Dänemark, Aus: "Irland's Draft National Biomethane Strategy January 2024", Seite 16; <https://www.gov.ie/en/consultation/9b170-consultation-on-the-draft-national-biomethane-strategy/>.

## 2. Kapazitäten

In Irland gibt es derzeit 2 Einspeisepunkte für Biomethan in das Erdgasnetz. Die Menge des ins Netz eingespeisten Biomethans sind ca. 75 GWh pro Jahr, was einem Anteil von 0,001 % des derzeitigen Gasbedarfs in Irland entspricht.<sup>50</sup> Zu den beiden Einspeisepunkten:<sup>51</sup> Ein Einspeisepunkt erhält Biomethan von einem Unternehmen über den Seeweg – es findet somit bei diesem Einspeisepunkt keine direkte Erzeugung / Aufbereitung in Irland statt. Im Fall des zweiten Einspeisepunktes wird Biomethan mit LKW's an einzelnen Standorten eingesammelt und an den Einspeisepunkt im Landesinneren gebracht, da das Gasnetz nicht sehr ausgebaut bzw. vernetzt ist.

Nach Angaben des Europäischen Biogasverbandes gibt es in Irland 43 Biogasanlagen, die zusätzlich zu den beiden Biomethananlagen 580 GWh Gas produzieren. Dieses Biogas wird für Stromerzeugung verwendet und nicht zu Biomethan aufbereitet.<sup>52</sup>

<sup>50</sup> Department of the Environment, Climate and Communications; Department of Agriculture, Food and the Marine (2024): Ireland's National Biomethane Strategy May 2024, <https://www.gov.ie/en/publication/d115e-national-biomethane-strategy/>

<sup>51</sup> Informationen dazu stammen aus einem Gespräch mit einem lokalen Vertreter.

<sup>52</sup> Department of the Environment, Climate and Communications; Department of Agriculture, Food and the Marine (2024): Ireland's National Biomethane Strategy May 2024, <https://www.gov.ie/en/publication/d115e-national-biomethane-strategy/>

### 3. Förderinstrumente

Die Förderung soll über verschiedene Marktbereiche erfolgen, die laut Strategie<sup>53</sup> Energie/Biomethan benötigen:

- Industriesektor mit Hochtemperaturprozessen (Dekarbonisierung)
- Transportsektor (Schwerlastverkehr)
- Elektrizitätssektor (Starkverbraucher, z. B. data center)
- Bausektor

Während der Entwicklung der nationalen Biomethanstrategie wurde eine breite Palette von Fördermechanismen bewertet. Angesichts der Notwendigkeit, die Industrie schnell zu stimulieren, wurde die „Renewable Heat Obligation“<sup>54</sup> in Verbindung mit Kapitalzuschüssen die gewählte Methode, um die Entwicklung eines Biomethansektors in Irland zu unterstützen. Dies bietet Haushaltssicherheit für das Förderprogramm und hilft einen Sektor in der gewünschten Größenordnung zu schaffen. Durch die Bereitstellung von Kapitalzuschüssen, die Erneuerbare-Wärme-Verpflichtung und Investitionen der Industrie soll dieser Ansatz Irland auf den Weg bringen, sein Ziel von 5,7 TWh bis 2030 zu erreichen.<sup>55</sup>

### 4. Marktentwicklung

Irland befindet sich laut der nationalen Biomethan Strategie auf einem rechtlich verbindlichen Weg zu Netto-Null-Emissionen bis spätestens 2050 und zu einer Reduzierung der Emissionen um 51 % bis zum Ende dieses Jahrzehnts (2030). Im Juli 2022 veröffentlichte das Ministerium für Umwelt, Klima und Communications (DECC) ein Ziel von 5,7 TWh, 10 % des nationalen Gasbedarfs, das mit Biomethan bis 2030 im Rahmen der sektoralen Emissionshöchstmengen ersetzt werden soll.<sup>56</sup>

---

<sup>53</sup> Ebd.

<sup>54</sup> „Renewable Heat Obligation“ July 2023; <https://www.gov.ie/en/publication/7a1f1-renewable-heat-obligation/>.

<sup>55</sup> Department of the Environment, Climate and Communications; Department of Agriculture, Food and the Marine (2024): Ireland's National Biomethane Strategy May 2024, <https://www.gov.ie/en/publication/d115e-national-biomethane-strategy/>

<sup>56</sup> Department of the Environment, Climate and Communications; Department of Agriculture, Food and the Marine (2024): Ireland's National Biomethane Strategy May 2024, <https://www.gov.ie/en/publication/d115e-national-biomethane-strategy/>

## Österreich

### 1. Biomethan – Anlagenentwicklung

Im Jahr 2022 gab es in Österreich 449 in Betrieb befindliche Biogasanlagen (375 Biogas, 49 Klärgas, 25 Deponiegas) und 14 Biomethan-Bilanzgruppen, wobei jede Gruppe 1 Anlage repräsentiert.<sup>57</sup>

### 2. Kapazitäten

Biogase machten im Jahr 2021 2,1 % der Erdgasversorgung aus. In den Energiebilanzen (Eurostat) wird eine Produktion von 0,21 Mrd. m<sup>3</sup> Biogas ausgewiesen, ohne dass die Art des Biogases unterschieden wird. Die 0,21 Mrd. m<sup>3</sup> Biogas werden überwiegend zur Elektrizitätserzeugung verwendet (85 %), entweder in reinen Elektrizitätswerken oder in KWK-Anlagen. Rund 15 % des Biogases wurde in der Industrie eingesetzt. Im Jahr 2022 wurden 0,01 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan (136,99 GWh) in das Gasnetz eingespeist.<sup>58</sup>

### 3. Förderinstrumente

- Steuerliche Begünstigung durch das Steuerreformgesetz (Eingeführt): Seit Januar 2020, sind nachhaltig produziertes Biogas, Wasserstoff und Flüssigerdgas im Rahmen des Steuerreformgesetzes von der Erdgasabgabe befreit.<sup>59</sup>
- Förderung von Biogas- und Biomethananlagen durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (Eingeführt): Nachfolgeförderung der Marktprämie für Bestandsanlagen bis ins 30. Bestandsjahr, wenn die Anlage weiter als 10 Kilometer vom Gasnetz entfernt ist. Anlagen, die sich innerhalb von 10 Kilometern Leitungslänge zum Gasnetz befinden, sollen das „Grüne Gas“ in Zukunft ins Gasnetz einspeisen. Kleine Anlagen innerhalb dieser Grenze können auch bis zum 30. Bestandsjahr weiter verstromen. Für die Umrüstung von Verstromung auf Gaseinspeisung stehen 15 Millionen Euro pro Jahr als Investitionsförderung bereit. Für Neuanlagen wurde eine Investitionsförderung von 25 Millionen Euro jährlich vorgesehen. Die Netzanschlusskosten ans Gasnetz werden bis zu 10 Kilometern übernommen. Für Anlagen, die künftig ins Gasnetz einspeisen, gibt es noch mindestens 24 Monate eine Marktprämie für die Verstromung als Bestandssicherung.

---

<sup>57</sup> European Commission (2023): Biomethane Fiche – Austria (2021), [https://energy.ec.europa.eu/document/download/d64eee21-9aa7-4afb-89eb-3c44dfe71406\\_en?filename=Biomethane\\_fiche\\_AT\\_web.pdf](https://energy.ec.europa.eu/document/download/d64eee21-9aa7-4afb-89eb-3c44dfe71406_en?filename=Biomethane_fiche_AT_web.pdf).

<sup>58</sup> Ebd.

<sup>59</sup> Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus (2019): Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich Periode 2021-2030, S. 79, aber siehe auch S. 153.

- Quote für erneuerbare Gase durch das Erneuerbare-Gas-Gesetz (im politischen Prozess): Gemäß dem Gesetzentwurf zum Erneuerbare-Gas-Gesetz<sup>60</sup> soll eine Quote für erneuerbare Gase<sup>61</sup> eingeführt und jährlich angehoben werden (siehe Tabelle 1). Importe dürfen nicht zur Quotenerfüllung beitragen. Die Zustimmung des Nationalrates ist noch erforderlich, damit das Gesetz in Kraft treten kann.<sup>62</sup>

Tabelle 1: Jährliche Steigerung der Quote gemäß Erneuerbare-Gas-Gesetz in Prozent. Aus: Eigene Darstellung

2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
0,35	0,95	1,7	3,05	4,84	7,10	9,75

#### 4. Marktentwicklung

Laut NECP aus dem Jahr 2019 (Fortschreibung liegt noch nicht vor) soll Biomethan neben Wasserstoff einen Anteil von Erdgas in Österreich ersetzen:

„Ein wesentlicher Anteil von Erdgas soll in Zukunft durch erneuerbares Gas ersetzt werden. „Greening the gas“ durch Biomethan aus biogenen Reststoffen und Abfällen, durch Wasserstoff und synthetisches Methan aus erneuerbaren Stromquellen auf Basis eines deutlich verbesserten Systems von Herkunftsnachweisen sind Hauptkomponenten zur nachhaltigen Weiterentwicklung des Energiesystems.“<sup>63</sup>

Der NECP (2019) sieht bis 2030 eine Steigerung bei Biogas/Biomethan auf 3,61 TWh/a vor (siehe Tabelle 2). Der Ministerrat hat am 21.02.2024 jedoch den Entwurf für ein „Erneuerbare-Gas-Gesetz“ beschlossen. Der Gesetzesentwurf sieht vor, dass Österreich bis 2030 jährlich mindestens 7,5 Terawattstunden an heimischem erneuerbarem Gas produziert.<sup>64</sup> Das Ziel des NECP wird damit übertroffen.

<sup>60</sup> Regierungsvorlage, Bundesgesetz über die Einführung einer Versorgerverpflichtung für Gas aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbares-Gas-Gesetz – EGG), [https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/2455/fname\\_1612191.pdf](https://www.parlament.gv.at/dokument/XXVII/I/2455/fname_1612191.pdf).

<sup>61</sup> „erneuerbares Gas“ ist laut Gesetzentwurf „erneuerbaren Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, das ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, oder synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird“.

<sup>62</sup> Servicestelle Erneuerbare Gase (2024) Erneuerbares Gas Gesetz, [https://www.erneuerbares-gas.at/wissensdatenbank/erneuerbare\\_gase\\_allgemein/egg#:~:text=Das%20Erneuerbares%2DGas%2DGesetz%20\(%20in%20die%20C3%B6sterreichische%20Energieversorgung.](https://www.erneuerbares-gas.at/wissensdatenbank/erneuerbare_gase_allgemein/egg#:~:text=Das%20Erneuerbares%2DGas%2DGesetz%20(%20in%20die%20C3%B6sterreichische%20Energieversorgung.)

<sup>63</sup> Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus (2019): Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich Periode 2021-2030, S. 79, aber siehe auch S. 91.

<sup>64</sup> Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2024): Erneuerbares-Gas-Gesetz im Ministerrat beschlossen, [https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/2024/0221\\_biogas.html](https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/2024/0221_biogas.html).

Tabelle 2: Erwarteter Entwicklungspfad im NECP (2019) gemäß Szenario „with additional measures“ für Biomethan / Synthetisches Methan / Biogas. Aus: Eigene Darstellung basierend auf NECP (2019)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>TWh</b>	0.83	1,11	1,11	1.38	1.66	1.94	2.22	2.77	3.05	3.61

Für die Biomethanherzeugung sollen laut NECP (2019) in Zukunft mehr agrarische Rest- und Abfallstoffe vergoren werden. Gärreste sollen anschließend weitgehend bodennah ausgebracht werden (Hanglagen, Schlaggröße), um den THG-Reduktionseffekt zu verstärken. Der NECP setzt das Ziel, den Anteil des in Biogasanlagen vergorenen nationalen Wirtschaftsdüngers von derzeit rund 1 % auf 30 % zu heben. Zur Unterstützung der Entwicklung werden folgende **Maßnahmen** als geeignet angesehen:<sup>65</sup>

- **Identifikation von Standorten** zur Errichtung von Biogasanlagen mit geeigneten Rahmenbedingungen (passender Viehbestand bzw. Rohstoffaufkommen, kurze Wege, Einspeisemöglichkeit ins Gasnetz);
- **Anreize bei Energiepreisregelungen** (z. B. Güllebonus) und für das Rohstoffmanagement landwirtschaftlicher Reststoffe;
- **Anreize bei betrieblicher Zusammenarbeit**: z. B. Koppelung von Biogaserzeugung und etablierter Wirtschaftsdüngerabgabe;
- **Bewusstseinsbildung** (Bildungs- und Beratungsangebote);
- **Forschung** im Bereich Substrateinsatz und Anlagentechnik.

Die Wirtschaftlichkeit der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan soll z. B. durch Erleichterungen der Einspeisung ins Erdgasnetz verbessert werden, soweit dies technisch und wirtschaftlich umsetzbar ist.<sup>66</sup> Inwiefern eine Umsetzung der oben genannten Maßnahmen erfolgt ist, ist zu prüfen. Die Einspeisung von erneuerbarem Gas in das Erdgas-Verteilungssystem soll laut NECP (2019) zudem beispielsweise durch ein – potenziell auch stufenweises – Quotensystem begünstigt werden.<sup>67</sup> Dieses Vorhaben befindet sich mit dem Entwurf für ein Erneuerbare-Gas-Gesetz derzeit im politischen Prozess.

Mit der Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Ausbaugesetzes (in Kraft seit Anfang 2022), das sowohl neue Biomethananlagen als auch das Repowering bestehender Biogas-BHKWs

<sup>65</sup> Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus (2019): Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich Periode 2021-2030. S. 137f.

<sup>66</sup> Ebd. S. 141f.

<sup>67</sup> Ebd. S. 152.

zu Biomethananlagen, die in das österreichische Gasnetz einspeisen, fördert, wird eine Verlagerung von der Biogas- zur Biomethanproduktion erwartet.<sup>68</sup>

---

<sup>68</sup> European Commission (2021): Biomethane Fiche – Austria (2021), [https://energy.ec.europa.eu/document/download/d64eee21-9aa7-4afb-89eb-3c44dfe71406\\_en?filename=Biomethane\\_fiche\\_AT\\_web.pdf](https://energy.ec.europa.eu/document/download/d64eee21-9aa7-4afb-89eb-3c44dfe71406_en?filename=Biomethane_fiche_AT_web.pdf).

## Portugal

### 1. Biomethan – Anlagenentwicklung

Die Europäische Kommission geht in ihrer Analyse für das Jahr 2021 von 63 Biogas-Anlagen in Portugal aus. Diese haben im gleichen Jahr 0,07 Milliarden Kubikmeter Biogas erzeugt.<sup>69</sup>

### 2. Kapazitäten

Bis zum Jahr 2021 wurde Biogas zum Großteil (92 Prozent) für die Stromerzeugung eingesetzt.

### 3. Förderinstrumente

#### **Ausschreibungen für erneuerbare Gase und Einspeiseverpflichtung**

Das portugiesische Ministerium für Umwelt und Klimaschutz hat am 04.01.2023 die Verordnung 15/2023 veröffentlicht.<sup>70</sup> Gemäß der Verordnung wird eine neue staatliche Einrichtung, der sogenannte *Last Resort Wholesale Trader* (hiernach „Trader“), erneuerbaren Wasserstoff und Biomethan in wettbewerbsorientierten elektronischen Auktionen kaufen, bevor dieser an Gasversorger zur Einspeisung in die Gasnetze verkauft wird. Pro Jahr sollen 120 MWh Wasserstoff und 150 MWh Biomethan ausgeschrieben werden (oberer Heizwert bzw. Brennwert) (Tabelle 3 und Tabelle 4). Der Höchstpreis für Wasserstoff und Biomethan liegt dabei jeweils bei 127 EUR MWh und 62 EUR MWh. Der Trader bietet Produzenten von erneuerbarem Wasserstoff und Biomethan dabei Zehnjahresverträge an. Die Laufzeit der Verträge beginnt mit der ersten Lieferung. Gasversorger, die mehr als 2000 GWh Gas pro Jahr an Endkunden liefern, werden durch die Verordnung verpflichtet, mindestens 1 Prozent ihres Erdgasvolumens durch grünen Wasserstoff oder Biomethan zu ersetzen.<sup>71</sup> Produzenten von Wasserstoff und Biomethan erhalten auf diese Weise eine Abnahmegarantie für die ausgeschriebenen Mengen.

Laut Eurostat betrug der Gasverbrauch in Portugal im Jahr 2020 65,17 TWh (234.602,34 TJ). Erfolgen die Wasserstoff-Ausschreibungen und Einspeisungen wie von der Regierung vorgesehen, erreicht Wasserstoff im Jahr 2030 einen Anteil von 1,47 Prozent am Gasverbrauch

---

<sup>69</sup> European Commission (2023): Biomethane Fiche – Portugal (2021), [https://energy.ec.europa.eu/document/download/80a38a4e-ee4f-4b1a-a564-50ef14a5033a\\_en?filename=Biomethane\\_fiche\\_PT\\_web.pdf](https://energy.ec.europa.eu/document/download/80a38a4e-ee4f-4b1a-a564-50ef14a5033a_en?filename=Biomethane_fiche_PT_web.pdf).

<sup>70</sup> Verordnung Nr. 15/2023 vom 4. Januar 2023, <https://dre.pt/dre/detalhe/portaria/15-2023-205689383>

<sup>71</sup> Bereits 2022 wurde diese Vorgabe im Dekret 30-A/2022 (Decreto-Lei n.º 30-A/2022) beschlossen: Gesetzesdekret Nr. 30-A/2022 vom 18. April 2022 <https://dre.pt/dre/detalhe/decreto-lei/30-a-2022-182213906>.

(bei Vergleichsjahr 2020). Durch die jährlichen Ausschreibungen der geplanten Biomethanmengen würden zusätzlich im Jahr 2030 1,2 TWh Biomethan pro Jahr erzeugt und weitere 1,84 Prozent des fossilen Gasverbrauchs substituiert. Der Anteil erneuerbarer Gase würde damit insgesamt im Jahr 2030 auf 3,31 Prozent pro Jahr ansteigen.

Tabelle 3: Jährliche Wasserstoffherzeugung basierend auf Ausschreibungen. Aus: Eigene Darstellung

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Tonnen H<sub>2</sub> / Jahr</b>	3.047	6.095	9.142	12.190	15.237	18.285	21.332	24.380
<b>GWh / Jahr</b>	120	240	360	480	600	720	840	960
<b>TWh / Jahr</b>	0,12	0,24	0,36	0,48	0,6	0,72	0,84	0,96

Tabelle 4: Jährliche Biomethanherzeugung basierend auf Ausschreibungen. Aus: Eigene Darstellung

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>GWh / Jahr</b>	150	300	450	600	750	900	1050	1200
<b>TWh / Jahr</b>	0,15	0,30	0,45	0,60	0,75	0,90	1,05	1,20

Der Verkauf von Wasserstoff und Biomethan wird mit Herkunftsnachweisen einhergehen. Der Trader kann diese zusammen oder getrennt von den erneuerbaren Gasen verkaufen. Der Trader soll zudem alle Netzzugangskosten übernehmen. Die Generaldirektion für Energie und Geologie der Regierung muss bis zum 30. Mai 2023 die genauen Ausschreibungsmodalitäten vorlegen und bis zum 30. Juni veröffentlichen.<sup>72</sup> Die erste Ausschreibung war abhängig von offenen beihilferechtlichen Fragen. Portugal war dazu im Jahr 2023 in einen Dialog mit der EU-Kommission getreten.<sup>73</sup> Die EU-Kommission hat am 15. Dezember 2023 die beihilferechtliche Konformität des Förderinstruments bestätigt, jedoch Vorgaben für die Umsetzung gemacht. Die Beihilfe wird:

- auf der Grundlage eines Programms mit einem geschätzten Kapazitätswolumen und Budget gewährt,

<sup>72</sup> Hydrogen Insight (2023) Portugal unveils first national green hydrogen tender — forcing natural-gas suppliers to blend H<sub>2</sub> or biomethane into network, <https://www.hydrogeninsight.com/policy/portugal-unveils-first-national-green-hydrogen-tender-forcing-natural-gas-suppliers-to-blend-h2-or-biomethane-into-network/2-1-1383378>.

<sup>73</sup> Reuters (2023) Portugal to launch pioneering auction for piped green hydrogen soon, <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/portugal-launch-pioneering-auction-piped-green-hydrogen-soon-2023-10-12/>.

- in Form eines zweiseitigen Differenzvertrags ausgeführt und
- spätestens bis zum 31. Dezember 2025 gewährt (Datum an dem der befristete Rahmen zur Krisenbewältigung und zur Gestaltung des Wandels endet)<sup>74</sup>.

Aus dem Schreiben der EU-Kommission an Portugal zu der Fördermaßnahme geht hervor, dass Portugal 140 Mio. EUR an Fördermitteln aus dem Umweltfonds („Environmental Fund“) bereitstellt, der finanziell über den staatlichen Haushalt gespeist wird. Die Fördermittel werden ausschließlich an neu installierte Anlagen vergeben (siehe Nr. 24). Anlagen, die vor dem Antrag auf Förderung bereits eine finale Investitionsentscheidung erhalten haben bzw. sich zu diesem Zeitpunkt im Bau befinden sind nicht förderfähig.<sup>75</sup>

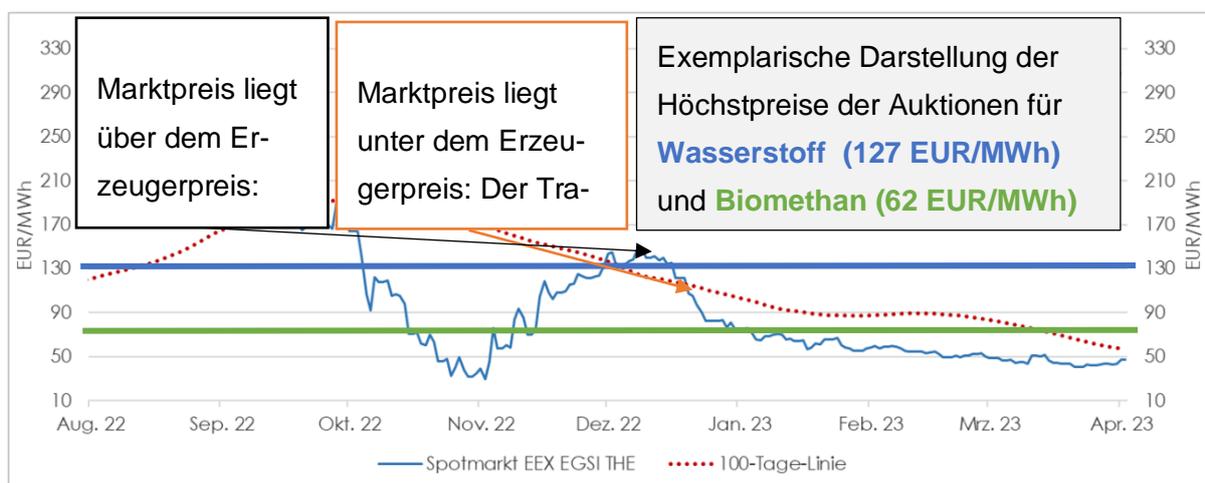


Abbildung 14: Entwicklung der Gaspreise August 2022 bis April 2023 am EEX Erdgas-Spotmarkt. Quelle: first energy GmbH.

Der Trader gleicht mit Hilfe der staatlichen Fördermittel die Differenzen aus, die ihm durch den An- und Verkauf des Wasserstoffs / Biomethans entstehen. In dem Fall, dass der Marktpreis über dem Preis liegt, den der Trader an die Erzeuger zahlt, wird dieser Überschuss in den Umweltfonds eingezahlt.

Die erste Ausschreibung im Rahmen des Förderinstruments wurde bis zum 12.08-2024 durchgeführt.<sup>76</sup>

<sup>74</sup> European Commission: Temporary Crisis and Transition Framework

<sup>75</sup> European Commission (2023): State Aid SA.109042 (2023/N) – Portugal TCTF - Portugal: Centralized purchase of renewable hydrogen and biomethane, [https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases1/202405/SA\\_109042\\_108F648D-0100-CE12-A79B-0CC417B8A584\\_86\\_1.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202405/SA_109042_108F648D-0100-CE12-A79B-0CC417B8A584_86_1.pdf).

<sup>76</sup> PV magazine (2024): Portugal launches first auction for green biomethane and hydrogen, online verfügbar: <https://www.pv-magazine.com/2024/07/26/portugal-launches-first-auction-for-green-biomethane-and-hydrogen/#:~:text=The%20government%20will%20auction%20up,price%20of%20%E2%82%AC62%2FMWh>.

## Schweden

### 1. Anlagenentwicklung

Die Swedish Gas Association nennt für das Jahr 2021 Jahr 281 Biogasanlagen in Schweden, mit einer Produktionsmenge von 2,3 TWh (2021).<sup>77</sup> Der Anteil von Biomethan an der Biogasnutzung hat in den vergangenen Jahren zugenommen (siehe Abbildung 15). Rund zwei Drittel des Biogases wird in Schweden in Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) zu Biomethan umgewandelt, und das verbleibende Drittel direkt eingesetzt.<sup>78</sup> Im Jahr 2021 waren 71 Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) in Betrieb, die 1,4 TWh Biomethan erzeugten. Ein Teil des produzierten Biomethans (0,6 TWh) wurde in die Gasnetze eingespeist (south western gas grid – mit Anbindung an das europäische Gasnetz; Stockholm gas grid – lokales Netz). Die verbleibenden 0,8 TWh wurden per Lkw an Tankstellen im Land verteilt.<sup>79</sup>

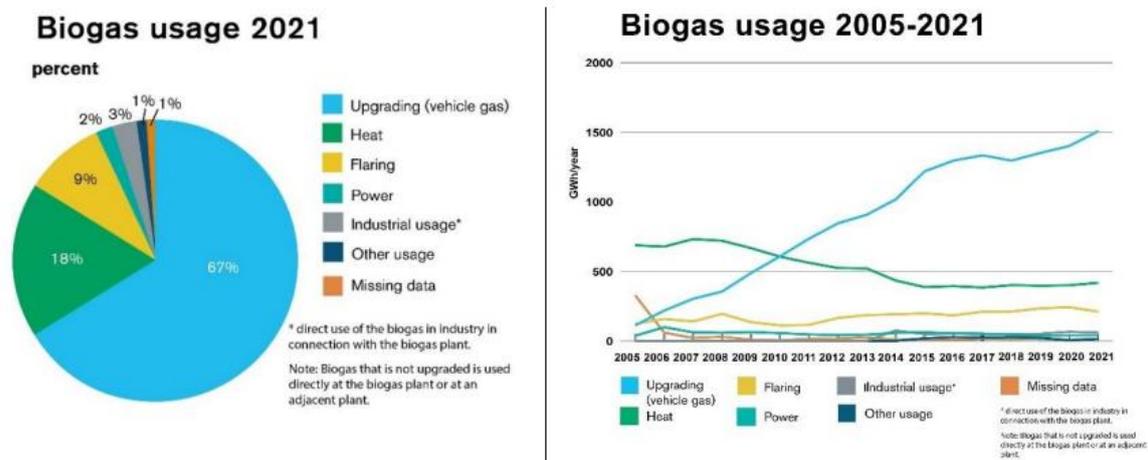


Abbildung 15: Anteil von Biomethan an der Biogasnutzung (links) und Entwicklung der Biomethanerzeugung (rechts). Quelle: The Swedish Gas Association (2023): Biomethane in Sweden –market overview and policies S. 4, <https://www.energigas.se/media/amrji21q/biomethane-in-sweden-230313.pdf>.

### 2. Förderinstrumente

Seit dem Jahr 2015 besteht in Schweden die Fördermaßnahme „Climate Leap“, die es sämtlichen Unternehmen, mit Ausnahme von Unternehmen unter dem Europäischen Emissionshandel, erlaubt, Förderanträge für Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen zu stellen. Die staatliche Förderquote beträgt zwischen 50 und 70 Prozent. Die Förderung

<sup>77</sup> The Swedish Gas Association (2023): Biomethane in Sweden –market overview and policies S. 3, <https://www.energigas.se/media/amrji21q/biomethane-in-sweden-230313.pdf>.

<sup>78</sup> European Commission (2023): Biomethane Fiche – Sweden (2021), [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane\\_fiche\\_SE\\_web.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane_fiche_SE_web.pdf).

<sup>79</sup> The Swedish Gas Association (2023): Biomethane in Sweden –market overview and policies S. 4, <https://www.energigas.se/media/amrji21q/biomethane-in-sweden-230313.pdf>.

wird an die Bewerber vergeben, deren Vorhaben die größten Emissionsminderungen pro Schwedische Krone (SEK) erzielen. Förderfähig sind dadurch z. B. Anlagen zur Erzeugung von Biogas.<sup>80</sup>

Ebenfalls seit dem Jahr 2015 wird in Schweden die Erzeugung von Biogas aus Gülle gefördert. Dadurch soll die güllebasierte Biogaserzeugung weiter gesteigert werden. Zudem sollen so gleichzeitig Treibhausgase von Gülle und von fossilen Energieträgern gesenkt werden: Erstens durch die Zersetzung der Gülle und zweitens durch die Substitution fossiler Energieträger durch das erzeugte Biogas. Darüber hinaus soll auf diese Weise auch ein Beitrag zur Verbesserung der Qualität von Gewässern bzw. Wasserressourcen geleistet werden. Die Förderung beträgt 0,40 SEK pro erzeugter kWh Biogas und kann mit dem Investitions-Förderprogramm (CAPEX) „Climate Leap“ kombiniert werden. Im Jahr 2023 stand 72,5 Millionen SEK für die Förderung der Biogaserzeugung aus Gülle zur Verfügung.<sup>81</sup>

Schweden hat im Jahr 2022 zudem ein Förderprogramm eingeführt, um die Biomethan-Produktion langfristig auf 10 TWh bis zum Jahr 2030 zu steigern.<sup>82</sup> Die Verordnung (2022: 225) über staatliche Beihilfen für die Erzeugung von zu Biomethan aufbereitetem Biogas sieht eine Förderung für die Aufbereitung vor, mit einer für die Einspeisung in ein Methanverteilungsnetz erforderlichen Qualität. Die schwedische Regierung stellt 650 Millionen SEK an Fördergeldern für das Programm zur Verfügung.<sup>83</sup> Die Förderung beträgt 0,30 SEK pro kWh Biogas, die zu Biomethan aufbereitet wird.<sup>84</sup>

Zudem bestehen Steueranreize, durch die der Einsatz im Transportsektor unterstützt werden soll.<sup>85</sup>

---

<sup>80</sup> Swedish Ministry of Climate and Industry (2023): Draft updated National Energy and Climate Plan (NECP) for Sweden, S. 44, [https://commission.europa.eu/document/download/bdd2bbe5-eefd-4d22-a729-2a74cbb30e1f\\_en?filename=EN\\_SWEDEN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf](https://commission.europa.eu/document/download/bdd2bbe5-eefd-4d22-a729-2a74cbb30e1f_en?filename=EN_SWEDEN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf).

<sup>81</sup> Swedish Ministry of Climate and Industry (2023): Draft updated National Energy and Climate Plan (NECP) for Sweden, S. 54, [https://commission.europa.eu/document/download/bdd2bbe5-eefd-4d22-a729-2a74cbb30e1f\\_en?filename=EN\\_SWEDEN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf](https://commission.europa.eu/document/download/bdd2bbe5-eefd-4d22-a729-2a74cbb30e1f_en?filename=EN_SWEDEN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf).

<sup>82</sup> European Commission (2023): Biomethane Fiche – Sweden (2021), [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane\\_fiche\\_SE\\_web.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane_fiche_SE_web.pdf).

<sup>83</sup> Swedish Ministry of Climate and Industry (2023): Draft updated National Energy and Climate Plan (NECP) for Sweden, S. 48, [https://commission.europa.eu/document/download/bdd2bbe5-eefd-4d22-a729-2a74cbb30e1f\\_en?filename=EN\\_SWEDEN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf](https://commission.europa.eu/document/download/bdd2bbe5-eefd-4d22-a729-2a74cbb30e1f_en?filename=EN_SWEDEN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf).

<sup>84</sup> The Swedish Gas Association (2023): Biomethane in Sweden –market overview and policies S. 14, <https://www.energigas.se/media/amrji21q/biomethane-in-sweden-230313.pdf>.

<sup>85</sup> European Commission (2023): Biomethane Fiche – Sweden (2021), [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane\\_fiche\\_SE\\_web.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane_fiche_SE_web.pdf).

### 3. Marktentwicklung

Während in Schweden Biomethan in der Vergangenheit vor allem importiert wurde, haben Investitionen von Kommune und Regionen im Bereich Transport (Biomethan-Busse) seit dem Jahr 2005 zu einem Anstieg der nationalen Biomethanerzeugung geführt. Mit den Förderprogrammen für Biogas und Biomethan (siehe vorheriger Abschnitt) wurden in den letzten Jahren neue Maßnahmen eingeführt, die Marktentwicklung von Biomethan weiter positiv beeinflussen. Eine Hürde für die Marktentwicklung wird in den unsicheren politischen Rahmenbedingungen gesehen, die durch die Fördermaßnahmen nur zum Teil ausgeräumt worden sind. Die Entwicklung einer Biogasstrategie und die Einführung eines nationalen Biomethan-Ziels werden als Maßnahmen gewertet, die die Marktentwicklung und die Investitionssicherheit weiter stärken können.<sup>86</sup>

---

<sup>86</sup> The Swedish Gas Association (2023): Biomethane in Sweden –market overview and policies S. 16, <https://www.energigas.se/media/amrji21q/biomethane-in-sweden-230313.pdf>.

## Spanien

### 1. Anlagenentwicklung

Laut European Biogas Association (EBA) wurde in Spanien im Jahr 2021 eine Menge von 0,79 Milliarden Kubikmeter Biogas erzeugt. Der Großteil (97 % bzw. 8.079 GWh<sup>87</sup>) wurde in 250 Biogasanlagen produziert. Die verbleibenden 3 % wurden in vier Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA) zu Biomethan aufbereitet (229 GWh). Derzeit befinden sich 30 weitere BGAA im Bau, die vor dem Jahr 2025 den Betrieb aufnehmen sollen.<sup>88</sup>

Eine Analyse der aktuellen Biomethan-Entwicklung von Calero et al. kommt zu einem ähnlichen Ergebnis und zeigt einen starken Zuwachs der Biomethan-Produktionskapazitäten seit 2023 auf (siehe Abbildung 16).

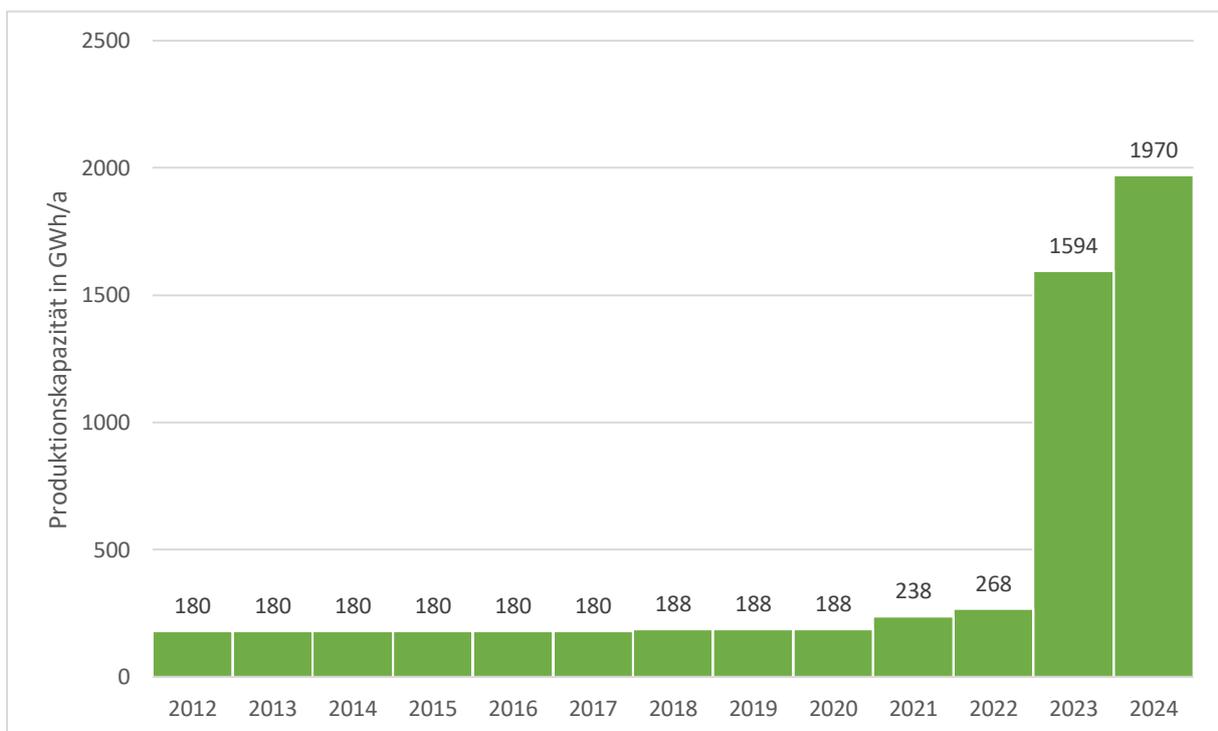


Abbildung 16: Entwicklung der jährlichen Biomethan-Produktionskapazitäten in Spanien (GWh/Jahr). Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Calero et al. (2023): Current state of biogas and biomethane production and its implications for Spain, in: Sustainable Energy Fuels, 2023, 7, 3584, S. 3594f., online verfügbar via: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2023/se/d3se00419h>

<sup>87</sup> EBA Statistical Report 2023

<sup>88</sup> European Commission (2023): Biomethane Fiche – Spain (2021), [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane\\_fiche\\_ES\\_web.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-09/Biomethane_fiche_ES_web.pdf)

## 2. Kapazitäten

Enagás (spanischer Fernleitungsnetzbetreiber) ermöglicht explizit -laut Webseite- die Einspeisung von Biomethan mittels eines innovativen Systems (Green Link service):

„In this context, Enagás is working to adapt its transmission infrastructure to facilitate the injection of biomethane into the network and, through the Green Link service, to lay the foundations for the future injection of renewable hydrogen into the system. The Green Link service allows the different agents in the Gas System to request connection of their biomethane production facilities to the transmission network managed by Enagás.

Through Green Link, Gas System agents can contract modular solutions tailored to their needs, deadlines and budgets. It is a comprehensive and innovative solution that covers the entire infrastructure life cycle (from design to decommissioning). Moreover, it features a marketing model that is active, agile, simple and transparent and offers payment flexibility with different contracting models. It also complies with the high quality standards guaranteed by Enagás.“<sup>89</sup>

## 3. Förderinstrumente

Um den Markthochlauf von Biomethan anzureizen, sieht Spanien in seinem NECP eine Reihe von Maßnahmen vor.<sup>90</sup>

---

<sup>89</sup> <https://www.enagas.es/en/energy-transition/gas-network/lng-natural-gas-services/transmission-network-connections/#tabs-a3102dc344-item-9384de8ab4-tab>

<sup>90</sup> Ministry for the Green Transition and the Demographic Challenge (2024): Integrated National Energy and Climate Plan, Update 2023-2030, S. 164, [https://commission.europa.eu/document/download/211d83b7-b6d9-4bb8-b084-4a3bfb4cad3e\\_en?filename=ES%20-%20FINAL%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20%28English%29.pdf](https://commission.europa.eu/document/download/211d83b7-b6d9-4bb8-b084-4a3bfb4cad3e_en?filename=ES%20-%20FINAL%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20%28English%29.pdf).

#### 4. Marktentwicklung

Spaniens NECP (2024) enthält das Ziel, die Produktionsmenge im Jahr 2030 auf 20 TWh/a für Biogas (inkl. Biomethan) anzuheben.<sup>91</sup> Mit der Fortschreibung des NECP wird die Biome-  
thanpolitik damit ambitionierter ausgestaltet: Die spanische Biogas-Roadmap, die im März  
2022 veröffentlicht wurde, hatte ein nationales Ziel für die Biogaserzeugung (einschließlich  
Biomethan) von mindestens 10 TWh pro Jahr bis 2030 festgelegt.<sup>92</sup>

---

<sup>91</sup> Ministry for the Green Transition and the Demographic Challenge (2024): Integrated National En-  
ergy and Climate Plan, Update 2023-2030, S. 3, [https://commission.europa.eu/document/down-  
load/211d83b7-b6d9-4bb8-b084-4a3bfb4cad3e\\_en?filename=ES%20-  
%20FINAL%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20%28English%29.pdf](https://commission.europa.eu/document/download/211d83b7-b6d9-4bb8-b084-4a3bfb4cad3e_en?filename=ES%20-%20FINAL%20UPDATED%20NECP%202021-2030%20%28English%29.pdf).

<sup>92</sup> Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2022) Hoja de Ruta del Bio-  
gás [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-es/Novedades/Docu-  
ments/00HR\\_Biogas\\_V6.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/es-es/Novedades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf).

## Schweiz

### 1. Anlagenentwicklung

Per Ende 2019 waren 35 Biogaseinspeiseanlagen in Betrieb. Während des Jahres sind fünf Anlagen neu in Betrieb gegangen. Die Anlagen speisten insgesamt 408,5 GWh Biogas ins Schweizer Erdgasnetz ein. Das entspricht einer Steigerung von 40,2 GWh gegenüber dem Vorjahr.<sup>93</sup>

Bei einem Großteil der 35 Anlagen handelt es sich beim Rohbiogas um Klärgas, das aus der Vergärung von Klärschlamm stammt, der bei der Abwasserreinigung anfällt. In einigen Fällen wird eine Mischung aus Klärschlamm und Grüngut für die Biogasherstellung genutzt. In 14 Anlagen besteht das Ausgangsmaterial aus Grüngut, Lebensmittelabfällen und/oder Gülle und Mist.<sup>94</sup>

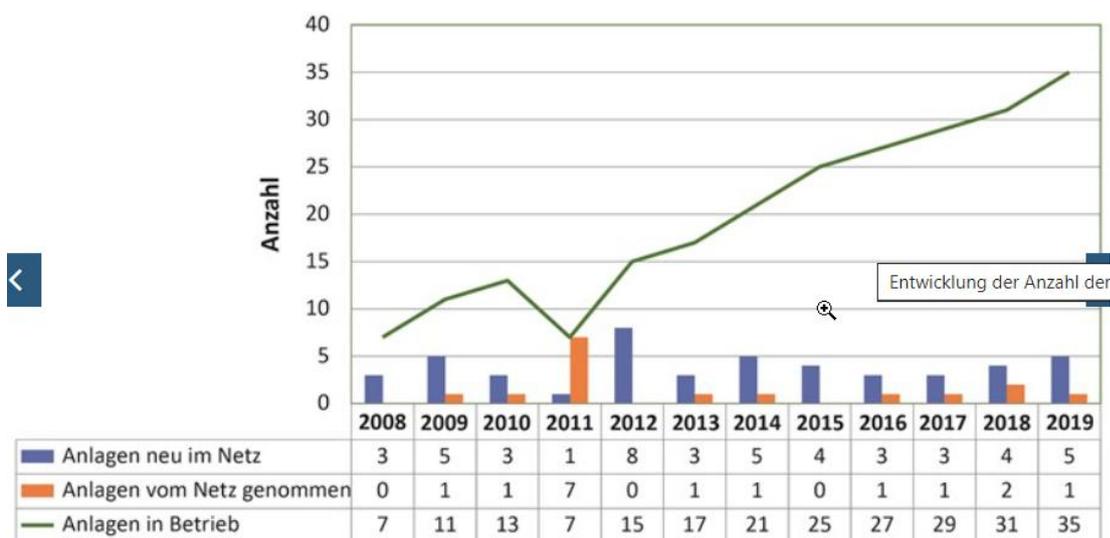


Abbildung 17: Entwicklung der Anzahl der Biogaseinspeiseanlagen in der Schweiz seit 2008.<sup>95</sup>

2021 wurden 365 Gigawattstunden einheimisches Biogas (38 Anlagen) in der Schweiz abgesetzt. Hinzu kommen weitere 1830 Gigawattstunden Biogas aus dem Ausland. Diesen Zahlen steht ein Gesamt-Gasabsatz vom 38.350 Gigawattstunden gegenüber. Biogas macht

<sup>93</sup> Aqua & Gas | Plattform für Wasser, Gas und Wärme (2020): 35 Biogas-Einspeisungsanlagen in Betrieb; Artikel vom 05.10.2020, [https://www.aquaetgas.ch/de/energie/gas/20201005\\_ag9\\_35-biogas-einspeisungsanlagen-in-betrieb/](https://www.aquaetgas.ch/de/energie/gas/20201005_ag9_35-biogas-einspeisungsanlagen-in-betrieb/).

<sup>94</sup> Ebd.

<sup>95</sup> Ebd.

also nur einen kleinen Teil – knapp 6 Prozent – am Schweizer Gasabsatz aus, Schweizer Biogas erst recht, hier sind es weniger als 1 Prozent.<sup>96</sup>

Die Einspeisung erfolgt allein durch Anlagentechnik des Einspeisers unter regelmäßiger Kontrolle unabhängiger Stellen.

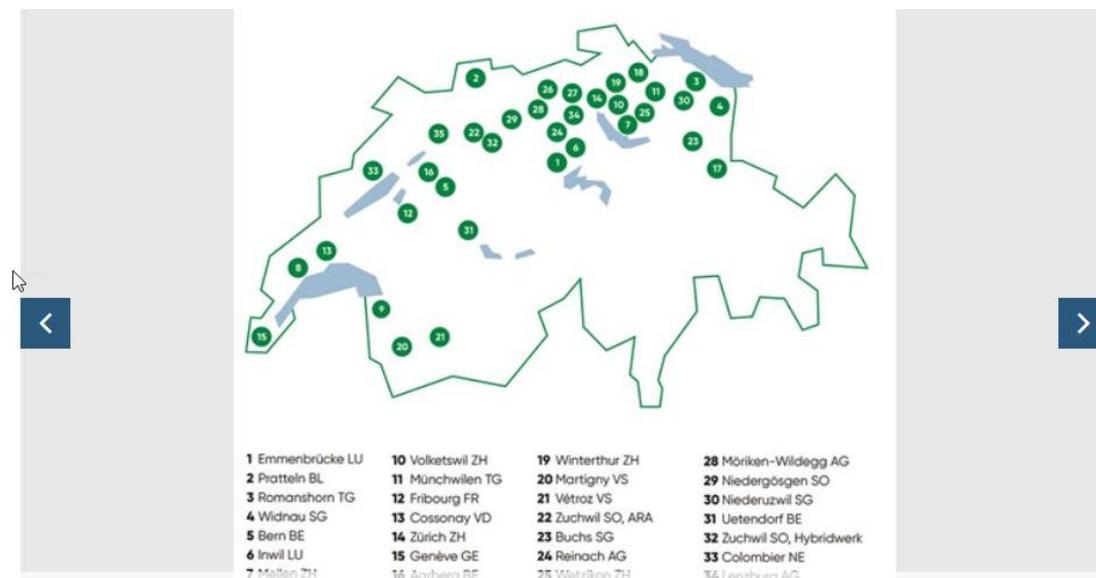


Abbildung 18: Übersicht der Biogasaufbereitungs- und einspeiseanlagen in der Schweiz (Stand 2019)<sup>97</sup>

Das technische Inspektorat des schweizerischen Gasfaches TISG führt die Betriebskontrollen bei Biogaseinspeiseanlagen durch. Zuständig dafür ist die vom TISG betriebene Zulassungs- und Marktüberwachungsstelle (ZMS). Sie stellt sicher, dass nur Produktions- und Einspeiseanlagen für Biogas zugelassen werden, welche die dafür erforderlichen Voraussetzungen erfüllen. Die periodischen technischen Überprüfungen der Biogaseinspeiseanlagen erfolgen gemäß den SVGW-Reglementen G209 «Technische Abnahme, Zulassung und Betriebsaufsicht von Anlagen zur Einspeisung von erneuerbaren Gasen» und G210 «Zulassungs- und Marktüberwachungsstelle (ZMS)» sowie weiteren Dokumenten des SVGW-Regelwerks, insbesondere der Richtlinie G13 für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen.<sup>98</sup>

<sup>96</sup> Drzimalla, Paul (2023): Mehr Biogas für die Schweiz – oder doch lieber nicht?, in: Energie-Experten, Artikel vom 09.01.2023 | <https://www.energie-experten.ch/de/wissen/detail/mehr-biogas-fuer-die-schweiz-oder-doch-lieber-nicht.html>.

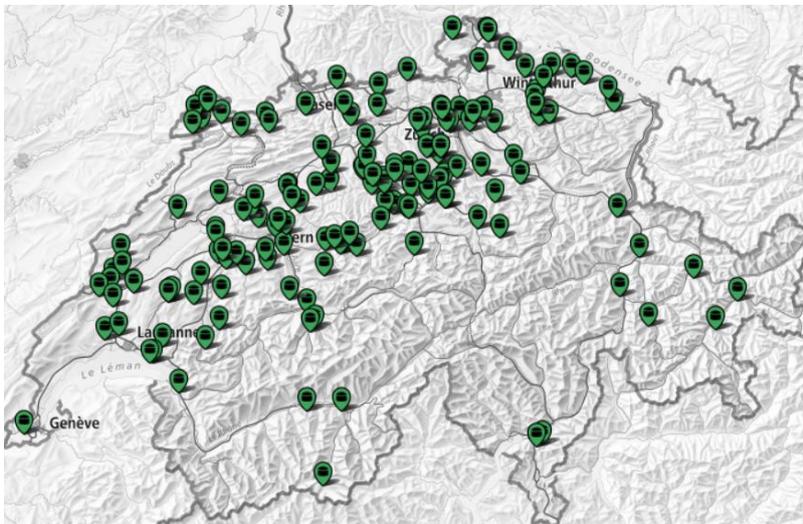
<sup>97</sup> Aqua & Gas | Plattform für Wasser, Gas und Wärme (2020): 35 Biogas-Einspeiseanlagen in Betrieb; Artikel vom 05.10.2020, [https://www.aquaetgas.ch/de/energie/gas/20201005\\_ag9\\_35-biogas-einspeiseanlagen-in-betrieb/](https://www.aquaetgas.ch/de/energie/gas/20201005_ag9_35-biogas-einspeiseanlagen-in-betrieb/).

<sup>98</sup> Ebd.

Der zur Einspeiseberechtigung notwendige Mindestanteil Methan im Produktgas von  $\geq 96$  Vol.-% für die uneingeschränkte Einspeisung ins Erdgasnetz wurde in 2019 gut bis mehrheitlich sogar sehr gut erfüllt.<sup>99</sup>

## 2. Kapazitäten

Es gibt derzeit 100 Biogasanlagen<sup>100</sup> in der Verstromung in der Schweiz. Bei der inländischen Biogasproduktion werden ausschließlich Abfälle und Speisereste aus Haushalten, der Nahrungsmittelindustrie und der Landwirtschaft verwertet. Biogas ist damit nicht nur ein erneuerbarer und CO<sub>2</sub>-neutraler, sondern auch ein nachhaltiger Energieträger. Mit Biogas kann direkt in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) Strom und Wärme erzeugt werden. Es kann aber auch zu Biomethan aufbereitet und anschließend ins Erdgasnetz eingespeist werden. Es steht dann wiederum für die Strom- und Wärmeproduktion oder als Treibstoff zur



Verfügung.

Abbildung 19: Biogasanlagenverteilung in der Schweiz, aus OpendataSwiss, vom Schweizer Bundesamt für Energie BFE<sup>101</sup>

<sup>99</sup> Aqua & Gas | Plattform für Wasser, Gas und Wärme (2020): 35 Biogas-Einspeisungsanlagen in Betrieb; Artikel vom 05.10.2020, [https://www.aquaetgas.ch/de/energie/gas/20201005\\_ag9\\_35-biogas-einspeisungsanlagen-in-betrieb/](https://www.aquaetgas.ch/de/energie/gas/20201005_ag9_35-biogas-einspeisungsanlagen-in-betrieb/).

<sup>100</sup> Drzimalla, Paul (2023): Mehr Biogas für die Schweiz – oder doch lieber nicht?, in: Energie-Experten, Artikel vom 09.01.2023 | <https://www.energie-experten.ch/de/wissen/detail/mehr-biogas-fuer-die-schweiz-oder-doch-lieber-nicht.html>.

<sup>101</sup> Opendata.swiss (2020): Biogasanlagen, <https://opendata.swiss/de/dataset/biogasanlagen>; zuletzt bearbeitet 31.12.2020.

### 3. Förderinstrumente

#### Erneuerbare Gase: Förderung durch Klimafonds?

Seit 2011 unterstützt die Gaswirtschaft ihre Mitgliedsfirmen mit einem Förderprogramm bei der Realisierung von Biogasanlagen. 2021 wurden die Förderbedingungen angepasst. Neu werden alle erneuerbaren Gase gefördert, also Biogas, Biomethan synthetisches Biomethan und grüner Wasserstoff. Die Fördermaßnahmen beinhalten einen Investitionsbeitrag und Einspeisebeiträge für Produzenten und Netzbetreiber. Letztere werden während 36 Monaten ausbezahlt.<sup>102</sup> Der Schweizer Staat selber entwickelt ebenfalls seine Förderprogramme weiter und nimmt dabei zukünftig auch die Förderung von Gaseinspeisung in sein Programm auf.<sup>103</sup>

### 4. Marktentwicklung

Die Schweiz hatte 2022 einen Gasverbrauch von 33 TWh. Der Biogasanteil machte mit rund 2,5 TWh 7,7% aus. Ein Großteil davon (2,1 TWh) wird aus dem europäischen Ausland importiert. Auch wenn der Gasverbrauch in der Schweiz durch die fortschreitende Elektrifizierung des Wärmesektors stark zurückgehen dürfte, liegt der zu dekarbonisierende Gasbedarf gemäß den Energieperspektiven 2050+ im Basisszenario Zero im Jahre 2050 nach wie vor bei über 18 TWh [BFE, 2022, Tabelle 09-02]. Das Potenzial von schweizerischem Biogas liegt laut Schätzungen je nach Studie zwischen rund 4 TWh [EnFK, E-CUBE, 2018] und 6 TWh [WSL, 2017]. Die Studie aus 2018 im Auftrag der Energiefachstellenkonferenz (EnFK) gibt das maximale theoretische Produktionspotenzial von erneuerbarem Gas in der Schweiz an: 6,6 Terawattstunden. Nach Verlusten durch den Methanisierungsprozess und den Eigenverbrauch bleiben 3,7 Terawattstunden übrig, die ins Gasnetz eingespeist werden könnten. Davon werden heute erst knapp 10% genutzt, weshalb eine forcierte Ausschöpfung des vorhandenen Potenzials im Inland zielführend ist. Übrig bleibt ein Gasbedarf von kalkulatorisch 12–14 TWh im Jahr 2050, der durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden muss, um die Klimaziele zu erreichen. Hierfür ist die Schweiz auf einen funktionierenden Import von Biogas und generell erneuerbaren Gasen angewiesen.<sup>104</sup>

---

<sup>102</sup> <https://gazenergie.ch/de/energiezukunft/erneuerbare-gase/foerderprogramm-und-anforderungen/>.

<sup>103</sup> [https://biomassesuisse.ch/uploads/1357/documents/2024\\_BFE\\_Rutschmann\\_DE\\_event\\_web.pdf](https://biomassesuisse.ch/uploads/1357/documents/2024_BFE_Rutschmann_DE_event_web.pdf), 10. BIOENERGIE-FORUM IN BRUGG ▪ BFE ▪ DR. F. RUTSCHMANN ▪ 30. JANUAR 2024

<sup>104</sup> [https://gazenergie.ch/fileadmin/user\\_upload/e-paper/GE-Biogas/20230627-NL-TENE-23-103-DE-Positionspapier-Biogas.pdf](https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/GE-Biogas/20230627-NL-TENE-23-103-DE-Positionspapier-Biogas.pdf) „Positionspapier Biogas und andere erneuerbare Gase“, Juni 2023

Die Gaswirtschaft hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 30% erneuerbare Gase im Wärmemarkt für Haushalte anzubieten. Auch die Nachfrage nach Biomethan im Wärmemarkt nimmt stetig zu.<sup>105</sup> Dank der Aufbereitungstechnologie basierend auf dem Membrantrennverfahren, die sich in den letzten Jahren etabliert hat, können auch kleine bis mittlere Anlagen wirtschaftlich betrieben werden.



Abbildung 20: Biogasanlage in Wittenburg, M-V. Bild: ASUE/Thomas Wencker

---

<sup>105</sup> [https://www.endk.ch/de/ablage/dokumentation-archiv-muken/BiogazSuisse\\_Rapport\\_D.pdf](https://www.endk.ch/de/ablage/dokumentation-archiv-muken/BiogazSuisse_Rapport_D.pdf), "Einspeisepotenzial von erneuerbarem Gas in das Schweizer Netz bis 2030", Juni 2018, Studie im Auftrag der EnFK,

## 9. Anhang 2: Detailübersicht über die Hemmnisse

### Genehmigungsrechtliche Hemmnisse

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
<b>Grundsätzliches</b>	Energierichtlich etabliertes „überragendes öffentliches Interesse“ findet bisher keine oder wenn dann nicht ausreichende Entsprechung im Fachrecht		Vorhaben Erneuerbare Gase als erneuerbare Energie im überragenden öffentlichen Interesse im Fachrecht verankern
<b>Unterschiede in Behörden</b>	<p>Erhebliche Differenzen bei der Auslegung an sich bundeseinheitlicher Normen</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ von Bundesland zu Bundesland</li> <li>▪ von Behörde zu Behörde innerhalb eines Bundeslandes</li> <li>▪ innerhalb derselben Behörde.</li> </ul> <p>Persönliche Einstellung des Sachbearbeiters zum Projekt, hat erhebliche Auswirkungen auf das Verfahren und das Nutzen von bestehenden Ermessensspielräumen vereinzelt: Anwendung „selbst entwickelter Formeln“ oder „Berechnungstools“ jenseits technischer Regelwerke oder Normen</p>		

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
<b>BlmschG Genehmi- gungs- verfahren</b>	Personalmangel in den Behörden und daraus resultieren- der Verzug wegen: - Entfall der Beratung des Antragstellers vor Antragstel- lung (§ 2 (2) 9. BImSchV), - (teilweise mehrfachem) Sachbearbeiterwechsel inner- halb desselben Verfahrens - Verzögerungen bei Vollständigkeitsprüfungen und/oder Ausbleiben von Stellungnahmen	12 - 18 Mo- nate  z.T. noch länger	<ul style="list-style-type: none"> <li>- bessere personelle Ausstattung der zuständigen und zu beteiligenden Behörden</li> <li>- Strukturelle Optimierungen</li> <li>- konsequente Nutzung der (inzwischen) bestehenden rechtlichen Möglichkeiten zur Beschleunigung, wie die Übernahme von Aufgaben durch Sachverständige (§ 10 (5) Satz 5 BImSchG, § 13 (1) Satz 4 der 9. BImSchV)</li> <li>- Durch SV bestätigte, baugleiche oder bauähnliche Anlagen in der Prüfung auf wesentliche Inhalte (Schutzziele, örtliche Gegebenheiten) reduzieren und in Revision das Gesamtkonzept prüfen = verkürzte Prüfungszeit, schnellerer Baubeginn = Fertigstellung</li> <li>- In den Behörden vereinheitlichen</li> <li>- Bundeseinheitlicher Vollzug der Verordnungen</li> </ul>
<b>Veraltung der Ge-</b>	Mangelnde Digitalisierung: Fehlende oder nur teilweise Digitalisierung der Antrags- stellung, elektronischer BImSch-Antrag nur in 8 Bundes- ländern		<ul style="list-style-type: none"> <li>- tatsächliche und vollständige Digitalisierung des Genehmigungsverfahrens (Stichwort: digitale Akte):</li> <li>- zügige, konsequente und bundesweit einheitliche Umsetzung</li> </ul>

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
<b>Genehmigungsbehörden</b>	technisch mangelhafte und/oder nutzerunfreundliche technische Umsetzung Mangelnde (Hard- und Software) Ausstattung der Behörden		- entsprechende Ausstattung/Schulung in den Behörden
<b>BImSchG</b>	<p>Konzentrationswirkung (§ 13 BImSchG) und Abwicklung von Verfahren für EE-Vorhaben über „Einheitliche Stelle“</p> <p>Das bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren ist nach § 13 BImSchG ein „bündelndes Verfahren“. Von der sog. Konzentrationswirkung sind jedoch einzelne Zulassungen ausgenommen (z.B. wasser-rechtliche Erlaubnisse und Bewilligungen für die Benutzung von Gewässern).</p> <p>Seit der Umsetzung von Art. 16 Abs. 1 der RED II sind bei EE-Vorhaben auf Antrag des Vorhabenträgers alle einschlägigen Verwaltungsgenehmigung über eine „einheitliche Stelle“ zu koordinieren. Dies schließt auch Zulassungen mit ein, die nicht von der Konzentrationswirkung des § 13 BImSchG erfasst werden.</p> <p>In den meisten Bundesländern fungieren die bisher bereits für die Durchführung des bündelnden Verfahrens nach § 13 BImSchG zuständigen Behörden seither auch als „einheitlichen Stelle“.</p> <p>Bewusstsein für die umfassende(re) Koordinierungsaufgabe, Koordinierungswille und -fähigkeiten der zuständigen Behörde bzw. des zuständigen Sachbearbeiters variieren teilweise jedoch erheblich.</p> <p>Gleiches gilt für die Kooperationsbereitschaft der zu beteiligenden Behörden.</p>		Aktive Information und regelmäßige verbindliche fachlich/rechtliche Weiterbildung für Behörden

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
	<p>Nicht-Einhaltung der gesetzlichen Fristen für die einzelnen Verfahrensschritte – insbesondere und vor allem der Prüfung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen.</p> <p>Die Prüfung der Vollständigkeit der Antragsunterlagen zieht sich regelmäßig über mehrere Monate (6-9 Monate sind keine Seltenheit) hin. Gesetzlich vorgegeben ist ein Monat (zukünftig wohl 45 Tage).</p> <p>Ein großer Teil der fachliche Prüfung erfolgt regelmäßig bereits im Verfahrensschritt Vollständigkeitsprüfung – obwohl die fachliche Prüfung erst im eigentlichen sich an die Vollständigkeitsprüfung anschließenden Genehmigungsverfahren erfolgen soll. Bestätigungen der Vollständigkeit werden erst gar nicht mehr erteilt, weil diese quasi der Startschuss für den Beginn der Frist für das eigentliche Genehmigungsverfahren sind und diese Fristen i.d.R. nicht eingehalten werden (können).</p> <p>Diese Vorgehensweise hat sich in den letzten 15 Jahren derartig etabliert, dass vielen Behörden der Unterschied zwischen „vollständigen Unterlagen“ und „alle fachlichen Fragen sind beantwortet“ oft gar nicht mehr bewusst ist.</p>		<p>nachhaltige Entschlackung des Prüfumfangs</p> <p>Die Bundesregierung hat diverse Änderungen in BImSchG und 9. BImSchV vorgenommen, um Genehmigungsverfahren zu beschleunigen bzw. ist dabei diesbezügliche EU rechtliche Vorgaben umzusetzen [siehe: Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2023/2413 in den Bereichen Windenergie an Land und Solarenergie sowie für Energiespeicheranlagen am selben Standort].</p> <p>Im Grundsatz positiv hervorzuheben sind z.B. die Klarstellungen in § 7 der 9. BImSchV zum Begriff der Vollständigkeit und die Möglichkeit für die Genehmigungsfähigkeit nicht bedeutsamen Unterlagen nachreichen zu können.</p> <p>Es bestehen jedoch erhebliche Zweifel daran, dass die vollzogenen bzw. geplanten Änderungen – die im Wesentlichen Schärfung von (an sich bereits bestehenden) Fristen darstellen – tatsächlich zu kürzeren Genehmigungsverfahren führen.</p> <p>Denn: es bestand auch vor den angesprochenen Änderungen kein Mangel an Fristen, sondern es mangelte an deren Einhaltung.</p> <p>Eine wirkliche Analyse, warum die schon vor den vollzogenen oder geplanten Änderungen bereits bestehenden Fristen nicht eingehalten wurden (oder werden konnten), ist weitestgehend ausgeblieben.</p>

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
<b>Land- schafts- pflegeri- scher Be- gleitplan</b>	Teil des Genehmigungsantrags; bei Leitungen durch Ge- lände ebenfalls notwendig	12 Monate	Begrenzung auf schutzbedürftige Gebiete
<b>Umwelt- verträg- lichkeits- prüfung</b>	- bei BGEA immer Vorprüfung als Einzelfall, obwohl jede Anlage sehr ähnlich - z.T. muss ein voller Vegetationszyklus durchlaufen wer- den, um festzustellen, dass auf der Fläche lediglich Ru- deralvegetation wächst.	6 - 12 Monate	höhere Schwelle für Prüfungserfordernis - Alternativ: nur in Sonderfällen z.B. bei unmittelbarer Nähe zu schutz- würdigen Gebieten
<b>Belange bzgl. Bahn</b>	Kreuzungsgenehmigungen		- Priorisierung durch Verankerung des überragenden öff. Interesses - Bahn könnte Durchgangspunkte im Rahmen von Stre- ckensanierung vorab planen - Direkt Leerrohre verlegen
<b>Wasser- versicke- rungen</b>	Geltendes Recht: § 5a BImSchG ist § 10 Absatz 5a BImSchG und soll nach Ref.-Entwurf zu- künftig in § 10a Abs. 2 BImSchG stehen: 5a) Betrifft das Vorhaben eine Anlage, die in den Anwen-		Vorschlag: Wasserrechtliche Genehmigungen von der Konzentrationswirkung der BImSchG erfassen.

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
	<p>dungsbereich der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82) fällt, gilt ergänzend Folgendes: Auf Antrag des Trägers des Vorhabens wird das Genehmigungsverfahren sowie alle sonstigen Zulassungsverfahren, die für die Durchführung des Vorhabens nach Bundes- oder Landesrecht erforderlich sind, über eine einheitliche Stelle abgewickelt.</p>		
<b>BlmschG Genehmigungsverfahren</b>	<p>Änderungen an Anlagen:</p> <p>a) Von Behörde zu Behörde, teils auch innerhalb einer Behörde erheblich divergierende Bewertung, ob eine Änderung lediglich einer Anzeige (§ 15 BlmSchG) oder einer Änderungsgenehmigung (§ 16 BlmSchG) bedarf.</p> <p>b) Im Vollzug kaum noch Unterschied bei Aufwand und Dauer zwischen Neugenehmigung und wesentlicher Änderung: obwohl der Prüfumfang bei wesentlicher Änderung rechtlich auf die Änderung beschränkt ist,</p>	<p>6 - 12 Monate</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Durch SV bestätigte, baugleiche oder bauähnliche Anlagen in der Prüfung auf wesentliche Inhalte (Schutzziele, örtliche Gegebenheiten) reduzieren und in Revision das Gesamtkonzept prüfen = verkürzte Prüfungszeit, schnellerer Baubeginn = Fertigstellung</li> <li>- Kriterien für eine Objektivierung und Vereinheitlichung zur Bewertung von Änderungen als anzeigepflichtig bzw. genehmigungsbedürftig etablieren</li> <li>- Aufbrechen von „Vollzugsgewohnheiten“, Reduktion des Prüfumfangs auf das rechtlich Gebotene</li> </ul>

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
	wird regelmäßig die gesamte Anlage in die Prüfung mit einbezogen.		
<b>Bebauungs-plan</b>	Standortsicherung durch Bauleitplanung – kein Rechtsanspruch auf Planung durch die Gemeinde, aufwändiges, zeit – und kostenintensives Verfahren; bei bestehenden Bebauungsplänen und geänderter Nutzung (z.B. Biomethan statt Stromerzeugung) muss B-Plan geändert werden – bezogen auf das Verfahren: Änderung wie Neuaufstellung	12 Monate	Änderung BauGB: - weitreichendere die Erfordernisse der Energiewende besser abbildende Privilegierung von Biogaserzeugung, Biogasaufbereitungs- und einspeisevorhaben - Instrumente für deutlich vereinfachte Aufstellung und/oder Änderung von Bebauungsplänen schaffen
<b>Umwaltung von Biogas-anlagen</b>	- Wird seitens Behörde gefordert; lt. Hersteller nicht zwingend notwendig - ist eine Sekundärmaßnahme. Primär müssen BGA so konstruiert, errichtet und betrieben werden, dass nichts ausläuft. Dazu gehören Anfahrerschutz, Auffangfläche für Tropfmengen, Einfrierschutz für Stutzen und Leitungen über Tage Umwallation birgt i.d.R. mehr Gefahren (Befahrbarkeit der Anlage muss bei jeder Witterung gewährleistet sein → Überfahren eines Walls mit zu kurzen Ein-Und Ausfahrtstrecken führen zu zu hohen Steigungen),		Sollte im Normalfall entfallen. Ausnahme: Erdwälle zum Schutz von Gewässern (Flüsse, Bäche, Seen, Moore, etc.)

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
	als durch sie selbst vermieden werden. Die Ungleichbehandlung zwischen BGA (Abfall, Bioabfall) zu JGS-Anlagen ist in keiner Weise schlüssig.		
<b>Trassenplanung</b>	Querung von Grundstücken Dritter mit erheblichem Aufwand verbunden, Eigentumsermittlungen und/oder Weigerungen führen zu erheblichen Mehrkosten oder Scheitern von Projekten		Basierend auf „überragendem öffentlichen Interesse“: Duldungspflicht einführen
<b>Störfallverordnung</b>	Je nach Bundesland: Wechsel der für die Genehmigung zuständigen Behörde		Zuständige Behörde sollte nicht wechseln
<b>Balance 1: Genehmigungszeiträume</b>	Die Seitens des Gesetzgebers gewünschten Zeitschienen werden grundsätzlich nicht gehalten: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aufgrund diverser Nachforderungen zieht sich jedes Verfahren extrem in die Länge</li> <li>- Vollständigkeitserklärung werden (fast) nie erteilt - den Behörden ist der Unterschied zwischen „vollständigen Unterlagen“ und „alle fachlichen Fragen sind beantwortet“ oft nicht bewusst.</li> <li>- Oft müssen alle Unterlagen (inkl. jeder Statik) bereits im Verfahren eingereicht werden – obwohl diese erst vom</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Feste Fristen für die Behörden definieren, keine mehrfachen Nachforderungen zulassen. Regelungen über Nebenbestimmungen in der Genehmigung notwendig</li> <li>- Deutschlandweite Erklärung dazu veröffentlichen, auf die Einhaltung dieser Fristen bestehen</li> <li>- Mit aufschiebenden Bedingungen arbeiten</li> </ul>

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
	<p>Hersteller nach Beauftragung (daher nach Erhalt der Genehmigung) verfügbar sind</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Personalmangel in Behörden</li> </ul>		
<p><b>Balance</b></p> <p><b>2: Kapazität GPL</b></p>	<p>Es gibt keine Länderübergreifende / einheitliche Definition bzgl. der Lagerkapazität, so dass bei Inputerhöhung die Anforderungen nicht eindeutig sind – daraus resultiert entsprechender Zeitverzug</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Unklar, wie flexibler Input sich aus Sicht der Behörde auf die Lagerkapazität auswirkt (z. B. keine Berücksichtigung von schwankenden TS-Gehalten, schwankenden Ernteerträgen etc.)</li> <li>- Unklare Regelung, wie mit getrennt gelagertem verschmutzen Oberflächenwasser umgegangen wird (3 Monate bis 9 Monate Lagerkapazität gefordert; teilweise Einstufung als Abwasser und somit keine Ausbringung auf landwirtschaftliche Flächen möglich)</li> </ul>		<p>Einheitliche Regelung, wie lange es gelagert wird und was damit passieren soll sowie einheitliche Berechnungstabellen inkl. Flexibilität zur Verfügung stellen</p>

## Technische Hemmnisse

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
<b>Rückmeldung betroffener Infrastruktur</b>	Antwortzeiten zwischen prüfendem Netzbetreiber in Bezug auf Grenzwerte (CO <sub>2</sub> und Sauerstoffgrenzen) und der nachgelagerten Netzinfrastruktur (z. B.: Speicher, Tankstellen)	Bis zu mehreren Monaten	
<b>Brennwertnachverfolgung</b>	Auflagen der Eichbehörden sind problematisch und kostenintensiv durch mobile PGC		Auflagen anpassen, wenn sich Messsysteme etablieren à Messzyklen verlängern
<b>Konditionierungsmittel</b>	- Mit zunehmenden BGAA und Netzanschlüssen müssen vermehrt Konditionierungsanlagen mit Flüssiggas eingesetzt werden, wenn es keine anderen Möglichkeiten gibt. Die Konditionierung ist notwendig, um die Anforderungen der Eichverordnung bzw. der DVGW G 685 Blätter zu erfüllen. Dies ist gerade bei stark vermaschten Netzen oftmals der Fall, da die Simulation der Brennwerte als Alternative aufgrund der hohen Datenmenge nicht möglich ist. Hinzu kommt der grundsätzlich		Verfahren zur Konditionierung: - LPG Beimischung - Intelligente Brennwertnachverfolgung (z.B. SMART SIM), - Luft (Brennwertreduzierung) und SmartSim  Zur Vereinfachung der Konditionierung statt LPG-Beimischung (max. 5 % Butan, N <sub>2</sub> , Propan) und anschließende Brennwertnachverfolgung? Jeder Einspeisepunkt muss

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
	<p>ansteigende Bedarf an Konditionierungsmittel, verursacht durch den steigenden Netzbrennwert aufgrund der Gasimporte.</p> <p>- Die nicht ausreichende Verfügbarkeit wurde von Lieferanten von nicht odoriertem Flüssiggas in Verhandlungen aufgezeigt. Es gibt nur eine Anzahl an Raffinerien in Deutschland und in den Nachbarländern und es wird nicht direkt produziert, sondern LPG ist ein Nebenprodukt bei der Verarbeitung von Rohöl. Der größte Teil des Flüssiggases wird in einem Prozessschritt inkl. Odorierung mit Mercaptanschwefel erzeugt und ist für den Endverbrauchermarkt bestimmt. Es gibt nur deutlich geringere Kapazitäten für andere Verwendungen.</p>		<p>spezifisch betrachtet werden. Eine Standardlösung wird es nie geben.</p>
<p><b>Gasbeschaffensgrenzwerte</b></p>	<p>Insb. Sauerstoff (Meist 0,2...0,3 % à 10 ppm bei Speicheranschluss)</p>		

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
<b>Verfügbarkeit des Netzan-schlusses</b>	<p>Vorschrift aus GasNetzZV: &gt; 96 % Verfügbarkeit (In BRD EU-intern die schärfsten Anforderungen), aktuell gibt ein DVGW-Arbeitsblatt faktisch die Einrichtung einer 2. Schiene vor. Hier gibt es Möglichkeiten zur Kosteneinsparung, z. B. durch gemeinsame Vorhaltung von Ersatzverdichtern und anderen Ersatzteilen in einem Netzgebiet.</p> <p>(a) BGEA brauchen offenen Stutzen für Betrieb,            (b) VNB haben Aufwand bei Anschlusssicherstellung, um die Verfügbarkeit der BGEA (96%) ohne 2. Schiene zu gewährleisten</p>		
<b>GasNZV - Verweis auf veraltetes Regelwerk</b>	<p>Biomethan muss aufgrund der GasNZV hinsichtlich der stofflichen Zusammensetzung vor Eintritt in die BGEA nicht den Anforderungen des Stands der Technik, sondern den DVGW AB G260+G262 vom Stand 2007 entsprechen.</p>		

## Kaufmännische Hemmnisse

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
<b>Ausschreibungsverfahren</b>	Je nach Druckstufe europaweite Ausschreibung nötig, konzernabhängig, siehe Sektorenverordnung (BRD)	12 Monate	<ul style="list-style-type: none"> <li>- bei nahezu gleicher Ausschreibungsinhalte könnte das ursprüngliche Ergebnis erneut verwendet werden</li> <li>- EU-Verfahren für diesen Anlagentyp aussetzen oder die Schwelle höher setzen (Qualitätsanforderung DVGW) → Einsparung von Personal und Kosten</li> <li>- Rahmenverträge und Standardvereinbarungen resultierend aus teilweise standardisierten Anlagen</li> </ul>
<b>Bionenergie wird nicht als landwirtschaftliche Urproduktion behandelt</b>	<p>landwirtschaftliche Betriebe als eG, GbR oder GmbH erhalten landwirtschaftliche Vorteile nur solange sie im Landwirtschaftsbetrieb ausschließlich Landwirtschaft betreiben.</p> <p>Energieproduktion gilt als gewerbliche Tätigkeit und muss gesellschaftsrechtlich von der Landwirtschaft getrennt werden.</p>		<p>Es entstehen absurde Steuermodelle: Die Biogasanlage "kauft" beim Landwirt die Feldfrüchte (das ist ok) aber auch die Gülle (sie sei ja Rohstoff für die Energieproduktion, obwohl sie "Abfall" der Tierproduktion ist und Entsorgungsgebühren an die BGA zahlen müsste). Der Dünger der BGA (organischer NPK-Dünger) hingegen wird als Abfall der BGA behandelt, d.h. die BGA zahlt an den Landwirt für die Entsorgung des Abfalls auf dem Feld. Vorschlag: unbehandelte Gülle / Mist dürfen nicht mehr auf Felder ausgebracht werden. Das würde die Verhältnisse geraderücken.</p>

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
<b>Kosten Gasnetzanschluss (Leitungsbau)</b>	Branche wünscht sich alte Interpretation der GasNZV - Formulierungsvorschläge erforderlich. Erzeuger: "Heute: 25 % der <u>Leitungsmehrkosten</u> von km >1 bis 10 trägt der Anschlussnehmer" Nur mit Rohgasnetzen (PE-ist einfacher und günstiger zu verlegen)! Halbwertszeit GasNZV ist erreicht, Vorschlag für Novelle erarbeiten		Netzbetreiber machen Vorschlag zu Netzanschluss und stimmen dies mit Erzeugern ab.
<b>Verschärfung Nachhaltigkeitsanforderungen</b>	In den letzten Jahren wurden vermehrt die Nachhaltigkeitsanforderungen an Biomethan erhöht, die immer mehr Bestandsanlagen nicht erfüllen können. In 2023 wurde die REDIII beschlossen, welche weitere Verschärfungen vorsieht. Der Bedarf an Biomethan steigt, es werden kaum neue Anlagen gebaut und der Weiterbetrieb von bestehenden Anlagen wird durch die Verschärfungen gefährdet. Die Verschärfungen der Nachhaltigkeitsnachweise müssen mit den Möglichkeiten von Bestandsanlagen abgeglichen werden, um		Bestandsanlagen sind ab einer gewissen Größe schon in REDIII inkludiert. Wichtig wäre einen Bestandschutz für den kleinen Leistungsbereich beizubehalten und/oder Fördermechanismen zu etablieren, die einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb unter den neuen Nachhaltigkeitsanforderungen ermöglichen.

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
	zusätzliche Engpässe zu vermeiden. Auch bei Covergärung.		
<b>Index zu Biomethanpreisen</b>	Speziell für den Wärmebereich wäre es wichtig, dass es einen offiziellen Index zu Biomethanpreisen gäbe, welcher für Preisgleitformeln verwendet werden kann. Es ist im Wärmebereich unmöglich, den Einsatz von Biomethan an einen Index zu binden, weil kein passender Index existiert. Zurzeit nimmt Biomethan noch eine untergeordnete Rolle in der Wärmeversorgung ein, perspektivisch wird auch hier der Bedarf steigen. Um die gesetzlichen Vorgaben (AVBFernwärmeV) in diesem Bereich zu erfüllen und einen breiten Einsatz von Biomethan zu ermöglichen ist ein Index unabdingbar.		Speziell für den Wärmebereich wäre es wichtig, dass es einen offiziellen Index zu Biomethanpreisen gäbe, welcher für Preisgleitformeln verwendet werden kann. Um die gesetzlichen Vorgaben (AVBFernwärmeV) in diesem Bereich zu erfüllen und einen breiten Einsatz von Biomethan zu ermöglichen ist ein Index unabdingbar.

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
<b>Zertifizierungskosten bei Biomethaneinsatz in Klein- und Bestandsanlagen</b>	<p>Nach aktueller Gesetzeslage entfallen erst bei Nachweis der Nachhaltigkeit die CO<sub>2</sub>-Kosten für Biomethan (siehe BEHG § 7.2.). In den aktuellen Zertifizierungssystemen muss selbst der Verbraucher von Biomethan eine jährliche Zertifizierung ablegen nur um zertifiziertes Biomethan einzusetzen. Der Aufwand für die Erlangung der Zertifizierungen steht in keiner Relation zu den ersparten CO<sub>2</sub>-Kosten, weswegen viele Unternehmen nach Auslaufen der Förderung wieder auf Erdgas wechseln. Besonders bei Kleinanlagen ist eine große Diskrepanz vorhanden, die hier den Einsatz von Biomethan unattraktiv gestaltet.</p>		<p>Die Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung hat bewusst die Untergrenze von 2 MW Feuerungswärmeleistung für den Nachhaltigkeitsnachweis gesetzt, weil erst bei größeren Anlagen der Aufwand vertretbar ist. In den letzten Jahren hat aber der Gesetzgeber auf Umwegen diese Grenze aufgehoben, wodurch jetzt die Nachweise auch für niedrigere Leistungsklassen erforderlich sind. Ohne Vereinfachung der Zertifizierungen ist hier der Einsatz von Biomethan wirtschaftlich uninteressant.</p>

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
<b>Aufwand für Biomethan-Zertifizierung (Quelle: BDEW-Positionspapier)</b>	<p>Im aktuellen Rechtsrahmen bestehen hinsichtlich des Einsatzes von Biomethan verschiedene Nutzungspfade und Fördersysteme bzw. Nachweis- und Zertifizierungssysteme, die bereits jetzt eine überbordende und vermeidbare Regulatorik bzw. Bürokratie mit sich bringen und den Akteuren der Biomassebranche ihre wirtschaftliche Aktivität erschweren.</p>		<p>Um Überschneidungen von Anforderungen in unterschiedlichen Nutzungspfaden und bei verschiedenen Akteuren der Wertschöpfungskette zu vermeiden, ist v.a. eine einheitliche Nachweissystematik bzw. ein einheitliches Register mit einem automatisierten Datenaustausch für sämtliche Akteure auf der Wertschöpfungskette zu berücksichtigen.</p>
<b>Hemmnis für den Netzbetreiber: Außerbetriebnahme Biogas-erzeugung</b>	<p>Ein wirtschaftliches Risiko des Netzbetreibers besteht derzeit bei einer vorzeitigen Außerbetriebnahme der Erzeugungsanlage. D. h. die angeschlossene BGA wird stillgelegt, bevor die Abschreibung der Sachanlagen vollständig erfolgt ist. Der Netzbetreiber erhält daher den für die erstellten Anlagen investierten Betrag nicht vollständig über die Biogas-Kostenwälzung erstattet.</p> <p>Dieses Risiko besteht bereits so lange, wie</p>		

Detail	Beschreibung	Zeitverlust	Lösungsvorschlag
	<p>BGAs an das Gasnetz angeschlossen werden. Mit zunehmendem Alter der Biogas-Erzeugungsanlagen könnte sich dieses Risiko jedoch stärker konkretisieren. Die technische Nutzungsdauer der Erzeugungsanlagen liegt unter den in der Vergangenheit angesetzten kalkulatorischen Nutzungsdauern der Gas-NEV für die Gasnetze. Es gibt es für diesen Fall noch keine befriedigende Lösung für den Netzbetreiber.</p>		
<p><b>Hemmnis für den Netzbetreiber bei H<sub>2</sub>-Umwidmung</b></p>	<p>Es könnten gegen den Netzbetreiber Entschädigungsansprüche im Zusammenhang mit der Stilllegung (bzw. H<sub>2</sub>-Umstellung) eines Netzgebietes entstehen, wenn hier eine BGA angeschlossen wurde, die dann nicht mehr einspeisen kann.</p>		

# **DVGW-Taskforce Biomethan**

## **Abschlussbericht**

**November 2024**

© DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.