



# Biogas als Kraftstoff

Potenzial in Baden-Württemberg





## Inhaltsverzeichnis

<b>Management Summary .....</b>	<b>3</b>
<b>1. Ziel der Studie und Einordnung in Landesstrategien .....</b>	<b>6</b>
<b>2. Status-Quo in BW und Perspektive Biogas.....</b>	<b>8</b>
2.1. Aktueller Status der Biogasproduktion in Baden-Württemberg.....	8
2.2. Perspektive Biogas .....	10
<b>3. Biogas als Kraftstoff .....</b>	<b>13</b>
<b>4. Methanemissionen.....</b>	<b>19</b>
<b>5. Einsatz in der Landwirtschaft .....</b>	<b>25</b>
5.1. Landwirtschaft als Kraftstofferzeuger .....	25
5.2. Landwirtschaft als Kraftstoffnutzer .....	37
<b>6. Einsatz in ÖPNV und Logistik .....</b>	<b>41</b>
<b>7. Handlungsempfehlungen .....</b>	<b>48</b>
7.1. EU-Ebene.....	48
7.2. Einwirkung auf nationale Gesetze und Regulierungen.....	49
7.3. Lokale Maßnahmen .....	51



## **Management Summary**

Baden-Württemberg verfolgt mit der „Roadmap reFuels“ das Ziel, den Hochlauf und den Einsatz alternativer Kraftstoffe zur Reduktion von Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor zu fördern. In dieser Kurzstudie wird das Potenzial von Biogaskraftstoffen insbesondere in der Landwirtschaft untersucht, ergänzt um eine Analyse von Einsatzmöglichkeiten im ländlichen Öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) und im Schwerlastverkehr. Im Fokus steht die Rolle der Landwirtschaft sowohl als Erzeuger als auch als Verbraucher von Biogaskraftstoffen. Die Kurzstudie ergänzt vor dem Hintergrund einer Diskussion mit dem Ministerium für Ernährung, Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg (MLR) die Studie „Klimaneutrale Kraftstoffe für die Landwirtschaft - Szenarien kurz- und langfristiger Antriebsoptionen für landwirtschaftliche Fahrzeuge.“

### **Die Herstellung von Biogaskraftstoff ist eine Option für den Weiterbetrieb von Biogas-Bestandsanlagen – Rohstoffpotenziale für die Herstellung sind vorhanden**

Biogas leistet bereits einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung in Baden-Württemberg. Mit über 1.000 Anlagen erzeugt das Land rund fünf Prozent der Bruttostromproduktion. Für viele landwirtschaftliche Betriebe stellt der Betrieb von Biogasanlagen eine bedeutende Einnahmequelle dar. Mit dem Auslaufen der Förderung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) stehen jedoch Bestandsanlagen vor der Herausforderung, wirtschaftlich tragfähig zu bleiben. Eine Option für den Weiterbetrieb besteht in der verstärkten Nutzung von Abfall- und Reststoffen zur Erzeugung von klimafreundlichem Kraftstoff. Das Potenzial hierfür wird in Baden-Württemberg bislang nur teilweise ausgeschöpft. In Hinblick auf die Sicherung der Resilienz und die Versorgungssicherheit des Landes sollte dieser Aspekt stärker berücksichtigt werden.

### **Regulatorische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sorgen für Investitionsunsicherheit und behindern den Ausbau der Kraftstoffproduktion**

Die Rahmenbedingungen für die Herstellung von Biogaskraftstoffen bleiben weiterhin herausfordernd: Sowohl die instabile Treibhausgasquote (THG-Quote), auf deren Erlöse die Wirtschaftlichkeit der Kraftstoffproduktion angewiesen ist, als auch die zum Jahresende 2025 ausgelaufene Gasnetz Zugangsverordnung (GasNZV), die bisher eine Kostenaufteilung



zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern vorsah, sorgen für Investitionsunsicherheit. Ohne ausreichend hohe Quotenerlöse ist insbesondere der wirtschaftliche Betrieb von Hoftankstellen kaum realisierbar. Der im Referentenentwurf zur Umsetzung der RED III enthaltene Vorschlag, die Doppelanrechnung für fortschrittliche Biokraftstoffe abzuschaffen, verstärkt die Unsicherheit hinsichtlich zukünftiger Quotenerträge zusätzlich.

### **Hohe Investitionskosten und begrenzte Biomasseverfügbarkeit schränken das Potenzial von Biogaskraftstoffen in Landwirtschaft, ÖPNV und Schwerlastverkehr ein**

Im landwirtschaftlichen Verkehr ergibt sich nur ein geringes Potenzial, da hohe Investitionen für Aufbereitungsanlagen und Hoftankstellen oder die unmittelbare Nähe zu geeigneten Tankstellen erforderlich sind. Zudem unterliegt die Nutzung landwirtschaftlicher Maschinen einer hohen Saisonalität, welches der Lagerfähigkeit von Biogas und wirtschaftlichen Nutzung von Tankstellen entgegensteht. Im ÖPNV und Schwerlastverkehr wird kein großflächiges Potenzial für Bio-CNG und -LNG gesehen, da die Verfügbarkeit von Biomasse begrenzt ist, der Trend zur Elektrifizierung geht und Gasfahrzeuge zunehmend aus den Sortimentsplänen der Hersteller verschwinden. Nach Einschätzung aus der Branche ist ein Umstieg auf CNG-Busse ohne gezielte Förderanreize derzeit nicht realistisch. Die Abschaffung der Mautbefreiung und die steigende Energiesteuer auf Biomethan verstärken diese Entwicklung.

### **Die Produktion und Nutzung von fortschrittlichen Biogaskraftstoffen fördert die regionale Kreislaufwirtschaft und reduziert Treibhausgasemissionen**

Trotzdem kann der punktuelle Einsatz von Biogaskraftstoffen sinnvoll sein, insbesondere für ländliche ÖPNV-Betreiber oder Logistiker, für die Elektrifizierung aufgrund fehlender Netzkapazitäten mit sehr hohen Investitionskosten verbunden wäre. Ungenutzte Potenziale bestehen zudem bei Rest- und Abfallstoffen, deren Nutzung im Sinne der Kreislaufwirtschaft und regionaler Wertschöpfung auch die Treibhausgasemissionen aus der Landwirtschaft reduziert. Auch mit Blick auf die Versorgungssicherheit ist die Ausschöpfung dieser lokalen Kraftstoffpotenziale empfehlenswert. Voraussetzung hierfür ist ein ausreichender Bestand an CNG/LNG-Fahrzeugen.



## **Die Ausschöpfung des Potenzials benötigt einen stabilen Rechtsrahmen zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit und lokale Vernetzung und Kooperationen**

Aus den Erkenntnissen leiten sich Handlungsempfehlungen auf europäischer, nationaler und Landesebene ab: Neben der Reform der Energiebesteuerung auf EU-Ebene sollte die Bundesregierung eine Nachfolgeregelung der GasNZV schaffen und die Betrugsprävention bei Nachhaltigkeitsnachweisen verbessern, um einen stabilen THG-Quotenpreis zu gewährleisten.

Auf Landesebene wird empfohlen, die Strategien des Verkehrs- und des Landwirtschaftsministeriums zur Förderung von Biogaskraftstoffen kohärent aufeinander abzustimmen. Zudem sollte geprüft werden, ob das Landwirtschaftsministerium über seine Landesanstalt mögliche weitere Maßnahmen umsetzen kann. Dazu zählen beispielsweise die Durchführung systematischer Bedarfsanalysen für den ländlichen ÖPNV, die Förderung langfristiger Kooperationen zwischen Biogasanlagenbetreibern und ÖPNV-Unternehmen, die Bereitstellung von Schulungen zur Reduktion betrieblicher Methanemissionen, eine Erweiterung bestehender Beratungsangebote sowie die Unterstützung der Bildung regionaler Anlagencluster. Ziel ist es, regulatorische, wirtschaftliche und organisatorische Rahmenbedingungen zu verbessern, um die lokale Produktion und den punktuellen Einsatz von Biogaskraftstoffen in Baden-Württemberg nachhaltig zu stärken.



## 1. Ziel der Studie und Einordnung in Landesstrategien

In der Kurzstudie wird das Potenzial von Biogaskraftstoffen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft und im Verkehrssektor Baden-Württembergs untersucht. Im Fokus steht die Rolle der Landwirtschaft als möglicher Erzeuger und Verbraucher von Biogaskraftstoffen. Ergänzend werden Einsatzpotenziale im Öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) und im Schwerlastverkehr in der Logistik analysiert. Die Studie stellt dabei mit dem Fokus auf Biogaskraftstoffe eine Ergänzung zur vom Verkehrsministerium Baden-Württemberg beauftragten Studie „Klimaneutrale Kraftstoffe für die Landwirtschaft – Szenarien kurz- und langfristiger Antriebsoptionen für landwirtschaftliche Fahrzeuge“ dar.

Die Studie wird im Rahmen der Roadmap reFuels Baden-Württembergs erstellt [1], die sich mit der Produktion und Nutzung klimaneutraler Kraftstoffe befasst. Hier sind Maßnahmen zur klimaneutralen Land- und Forstwirtschaft (Nr. 9) vorgesehen. Denkbar ist auch ein Einsatz im Öffentlichen Verkehr. Um das im Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz [2] festgelegte Sektorziel für den Verkehrssektor im Jahr 2030 zu erreichen, müssen die Emissionen bis dahin um weitere 55 Prozent sinken (Stand 2024) [3]. Während im Personenverkehr vor allem auf Elektromobilität gesetzt wird, werden in schwer elektrifizierbaren Bereichen des Straßenverkehrs (Schwerlastverkehr, ÖPNV) sowie in energieintensiven landwirtschaftlichen Anwendungen mittel- bis langfristig alternative Antriebsoptionen und Kraftstoffe benötigt werden. Die Emissionen des landwirtschaftlichen Verkehrs werden hierbei nicht dem Verkehrssektor, sondern dem Sektor Landwirtschaft zugerechnet. Angesichts dieser Herausforderung wird das Potenzial von Biogaskraftstoffen zur Dekarbonisierung bewertet.

Die Betrachtung von Herstellung und Nutzung von Biogaskraftstoffen erfolgt im Kontext der Klimaschutzstrategie des Landes sowie unter Berücksichtigung relevanter politischer Leitlinien, insbesondere der Landesstrategie Nachhaltige Bioökonomie und der Biogasstrategie Baden-Württemberg sowie auf europäischer Ebene der REPowerEU.

Die **Landesstrategie Nachhaltige Bioökonomie** verfolgt das Ziel, Biogasanlagen weiterzuentwickeln und zu diversifizieren (Maßnahme M21). Dabei liegt ein besonderer Fokus auf dem verstärkten Einsatz von Reststoffen aus der Landwirtschaft zur Herstellung erneuerbarer, biogener Rohstoffe und Energieträger. Zudem unterstützt das Land Kommunen



bei der Implementierung von Bioökonomiekonzepten im ländlichen Raum (Maßnahme M22), um regionale Wertschöpfungsnetze resilient und nachhaltig aufzubauen. [4]

Die **Biogasstrategie Baden-Württemberg** zielt auf eine systemdienliche Biogaserzeugung ab, etwa durch die Erzeugung und Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz sowie durch die Flexibilisierung des bestehenden Anlagenbestands. Weitere Kernelemente sind die Steigerung der Reststoffnutzung, die Anpassung des Substrateinsatzes sowie die Förderung von Koppel- und Kaskadennutzungskonzepten. [5] Hierbei werden Reststoffe bzw. Prozessabfälle weiter verwertet (Koppelproduktnutzung) und/oder Rohstoffe nacheinander in mehreren Stufen verwertet (Kaskadennutzung). Die Umsetzung der Strategie wird im Jahr 2025 unter anderem durch das Förderprogramm Zukunft Biogas Plus des Ministeriums für Ernährung, Ländlichen Raum und Verbraucherschutz (MLR) Baden-Württemberg unterstützt. [6]

Auch auf europäischer Ebene spielt Biogas eine wichtige Rolle. Der **REPowerEU-Plan** sieht bis 2030 einen deutlichen Ausbau der Biomethanproduktion vor. Damit sollen nicht nur die europäischen Klimaziele unterstützt, sondern auch die Versorgungssicherheit gestärkt und die Abhängigkeit von russischen Gasimporten verringert werden. [7]



## 2. Status-Quo in BW und Perspektive Biogas

Die baden-württembergischen Biogasanlagen tragen wesentlich zur Dekarbonisierung des Landes bei. Viele Anlagen stehen jedoch vor dem Auslaufen der Bundes-Förderung durch das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG-Förderung), wodurch ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb unsicher ist und zunehmend Stilllegungen drohen. Perspektivisch gewinnt daher die Umrüstung zu Biomethan-Einspeisung und/oder die Nutzung als Kraftstoff an Bedeutung, insbesondere bei Einsatz von Abfall- und Reststoffen. Neben Strom- und Wärmeerzeugung eröffnen neue Verwertungspfade wie Biokraftstoffe, CO<sub>2</sub>-Nutzung oder sogar Wasserstoffproduktion zusätzliche Potenziale, erfordern aber hohe Investitionen und sind stark von Markt- und Standortbedingungen abhängig.

### 2.1. Aktueller Status der Biogasproduktion in Baden-Württemberg

**Jede zehnte deutsche Biogasanlage befindet sich in Baden-Württemberg – mit einem Anteil von 5,4 Prozent an der Bruttostromerzeugung leisten sie einen wichtigen Beitrag**

Im Land Baden-Württemberg befinden sich ca. 1000 laufende landwirtschaftliche Biogasanlagen. Ergänzt wird diese Zahl durch Vergärungsanlagen für Bioabfälle und Biomethan-Einspeiseanlagen. [8] Das produzierte Biogas wird in verschiedenen Sektoren genutzt. 5,4 Prozent der Bruttostromerzeugung Baden-Württembergs im Jahr 2022 stammte aus Biogas-quellen. Der Anteil von Biogas an der erneuerbaren Stromerzeugung lag damit bei ca. 16 Pro-zent. Darüber hinaus machte Biogas 5,4 Prozent der Fernwärmeerzeugung im Land aus und leistet damit auch in diesem Sektor einen nennenswerten Beitrag zur Dekarbonisierung. [9]

Art der Anlage	Anzahl Anlagen
Landwirtschaftliche Biogasanlagen	1016
Biomethan-Einspeiseanlagen	16
Vergärungsanlagen für Bioabfälle	30
<b>Summe</b>	<b>1062</b>

Tabelle 1: Art und Anzahl von Biogasanlagen in Baden-Württemberg (Stand: 2024) [8]



Aufgrund fortlaufender Novellen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) steht seit 2012 nicht mehr der Neubau von Anlagen, sondern die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen im Vordergrund. Flexibilisierung bedeutet in diesem Zusammenhang eine bedarfsorientierte Stromerzeugung. Das heißt die Biogasanlagen speisen verstärkt Strom in das Netz ein, wenn wenig Wind- oder Solarstrom zur Verfügung stehen oder der Strombedarf besonders hoch ist.

### **Für 614 Bestandsanlagen endet in den nächsten sechs Jahren die erste EEG-Förderperiode – der Weiterbetrieb dieser Anlagen ist ungewiss**

Für viele der Anlagen läuft die EEG-Förderung und die damit garantierte Einspeisevergütung in den nächsten Jahren aus (siehe Tabelle 2). Ohne Förderung ist ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlagen durch reine Stromeinspeisung derzeit nicht möglich. Zwar besteht die Möglichkeit, sich im Rahmen neuer Ausschreibungsrunden für eine Anschlussförderung zu bewerben, allerdings sind die Zugangsvoraussetzungen deutlich verschärft, und das verfügbare Ausschreibungsvolumen gilt als unzureichend, um einen flächendeckenden Weiterbetrieb zu gewährleisten. Das im Februar 2025 verabschiedete Biomassepaket erhöht die Ausschreibungsvolumen und bietet insbesondere Biogasanlagen mit Anschluss an Wärmenetze eine bessere Perspektive zur Anschlussförderung. [10] Dennoch bleibt der Weiterbetrieb vieler Anlagen ungewiss. [11]

Eine Alternative stellt die technische Auf- oder Umrüstung der Anlagen dar, etwa zur Produktion und Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz und/oder der Herstellung von Kraftstoff (siehe hierzu auch Abschnitt 5.1.2). Diese Maßnahmen sind allerdings mit einem erheblichen Investitionsbedarf verbunden. Das Landwirtschaftliche Zentrum Baden-Württemberg (LA-ZBW) rechnet daher in den kommenden Jahren mit einer zunehmenden Stilllegung von Biogasanlagen. [12] Vor diesem Hintergrund wird sich die Studie insbesondere mit einer Analyse des Potenzials zur Herstellung von Biomethan an bestehenden landwirtschaftlichen Biogasanlagen sowie der Nutzung in der Landwirtschaft auseinandersetzen.



<b>Jahr</b>	<b>Fördernde erste Periode</b>
2025-2027	260 Anlagen
2028	30 Anlagen
2029	53 Anlagen
2030	117 Anlagen
2031	154 Anlagen

Tabelle 2: EEG-Förderende der ersten Periode für Biogasanlagen in BW (Schätzung). [8]

## 2.2. Perspektive Biogas

Wie in Abschnitt 2.1 dargestellt, stellt sich für viele Betreiber von Biogasanlagen angesichts des Auslaufens der EEG-Förderung die zentrale Frage nach dem wirtschaftlichen Weiterbetrieb ihrer Anlagen und einer möglichen Auf- oder Umrüstung. In diesem Abschnitt werden daher der Prozess der Biogasherstellung sowie zentrale Nutzungsperspektiven für bestehende Anlagen kurz skizziert (siehe Abbildung 1). Der Fokus liegt weiterhin auf der Verwendung von Biogas als Kraftstoff.

### **Die Herstellung von Kraftstoff aus Biogas ist insbesondere beim Einsatz von Abfall- und Reststoffen wirtschaftlich attraktiv**

Biogas entsteht durch die anaerobe Vergärung organischer Stoffe (Biomasse, auch Substrat genannt) unter Ausschluss von Sauerstoff. Bei der verwendeten Biomasse wird zwischen nachwachsenden Rohstoffen (NaWaRo, z. B. Energiepflanzen wie Mais oder Getreide) und Abfall- und Reststoffen (z. B. Wirtschaftsdünger (Gülle oder Mist), Bioabfälle, Pflanzenreste) unterschieden. Die Wahl des Rohstoffs bzw. Substrats beeinflusst die Energieausbeute. Während Maissilage einen Ertrag von über 200 Normkubikmeter Gas pro Tonne Frischmasse ( $\text{Nm}^3/\text{t FM}$ ) aufweist, sinkt der Biogasertrag bei der Verwendung von Gülle auf 20-35  $\text{Nm}^3/\text{t FM}$ . [13] Aufgrund regulatorischer Rahmenbedingungen (vgl. Kapitel 133) ist die Herstellung von Biokraftstoffen aus Biogas vor allem bei der Nutzung von Abfall- und Reststoffen wirtschaftlich attraktiv.



## **Biogas ist vielseitig einsetzbar, u.a. in der Vor-Ort-Verstromung, als Kraftstoff sowie als Erdgasersatz zur Strom- und Wärmeerzeugung**

Das erzeugte Biogas kann auf unterschiedliche Weise genutzt werden:

- Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erfolgt bislang häufig die **Verstromung vor Ort** mittels Blockheizkraftwerken (BHKW). [14]
- Eine alternative Verwertungsoption ist die **Aufbereitung zu Biomethan**, das anschließend:
  - **in das Erdgasnetz eingespeist** und dort zur Strom- und Wärmeerzeugung oder auch als Kraftstoff genutzt werden kann, oder
  - **direkt als Biokraftstoff eingesetzt** wird. Dies geschieht entweder über eine Hoftankstelle auf dem Betriebsgelände oder durch Transport zu einer nahegelegenen öffentlichen Tankstelle.

## **Für die Nutzung als Kraftstoff wird das Biomethan zu Compressed Natural Gas (CNG) komprimiert oder zu Liquefied Natural Gas (LNG) verflüssigt.**

Bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan entsteht ein kohlenstoffdioxidreicher Abgasstrom. Dieses Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) kann entweder in die Umwelt entlassen werden (CO<sub>2</sub>-neutral, da das entlassene CO<sub>2</sub> zuvor von den verwendeten Rohstoffen aufgenommen wurde) oder weiter verwertet werden (z.B. im Lebensmittel- und Technikbereich) und so eine zusätzliche Erlösquelle bieten. [15] Eine weitere Nutzungsmöglichkeit, die aktuell in der Forschung erprobt wird, ist die Gewinnung von grünem Wasserstoff aus Biogas. [16] [17]

Diese unterschiedlichen Optionen eröffnen Biogasanlagenbetreibern neue Verwertungspfade jenseits der klassischen Stromproduktion. Deren Eignung hängt jedoch stets von individuellen Faktoren wie Substratverfügbarkeit (z. B. die regionale Verfügbarkeit von Abfall- und Reststoffen), der notwendigen Investitionshöhe und Marktbedingungen ab. Eine genauere Analyse dieser Faktoren für Baden-Württemberg mit Bezug zur Kraftstoffherstellung folgt in Kapitel 3 und 5.

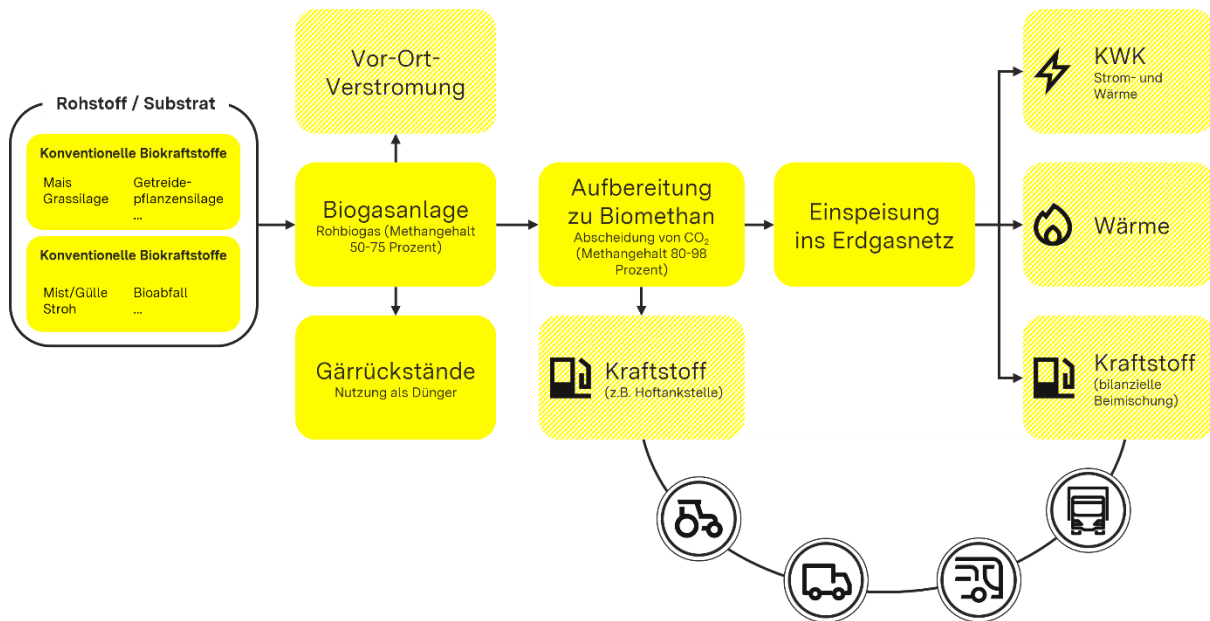


Abbildung 1: Übersicht der Hauptprozessschritte bei der Produktion von Biogaskraftstoffen. [18] [16] [17] [15]



### 3. Biogas als Kraftstoff

Biomethan stellt in Form von Bio-CNG und Bio-LNG eine technisch ausgereifte und sofort nutzbare Alternative zu fossilem Erdgas dar. Damit bietet Biomethan die Möglichkeit, Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor unmittelbar zu senken. Neben den technischen Eigenschaften werden die Wirtschaftlichkeit und der Markthochlauf von Biomethan entscheidend durch steuerliche Rahmenbedingungen und den Handel mit Treibhausgas-Minderungsquoten bestimmt. Diese regulatorischen Faktoren beeinflussen sowohl die Nachfrage als auch die Rentabilität von Anlagen zur Biomethanherzeugung.

#### **Die volumetrische Energiedichte von CNG begrenzt die mögliche Reichweite, während LNG durch die Verflüssigung vergleichbare Reichweiten wie Dieselmotoren erlaubt**

Biomethan, das durch die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität gewonnen wird, kann sowohl in komprimierter Form (Bio-CNG) als auch in verflüssigter Form (Bio-LNG) als Kraftstoff in gasbetriebenen Fahrzeugen eingesetzt werden. Aufgrund seiner chemischen Identität zu fossilem Erdgas ist Biomethan vollständig mit bestehenden Fahrzeugtechnologien und Infrastrukturen im Erdgasbereich kompatibel. Eine technische Modifikation der Fahrzeuge oder der Tankstelleninfrastruktur ist nicht erforderlich. [19] In Motoren erreichen CNG und LNG nahezu den gleichen Wirkungsgrad wie Diesel (vgl. Tabelle 3). CNG weist jedoch eine geringe volumetrische Dichte auf. Um dieselben Entfernungen wie ein vergleichbares Dieselfahrzeug erreichen zu können, wäre ein deutlich höheres Tankvolumen notwendig. LNG hingegen erreicht durch seine flüssige Form eine wesentlich höhere Energiedichte und kommt damit den Eigenschaften von Diesel näher, was besonders für Transport und Lagerung sowie auch im Schwerlastverkehr von Vorteil ist.

Energieträger	Wirkungsgrad Antrieb Prozent	Energie im Tank Megajoule [MJ]	Benötigter Speicher Liter [l]	Benötigter Speicher Kilogramm [kg]
Dieselmotoren B7	32	35,6	1	0,84
CNG, 200 bar (Gas-Otto-Motor)	29	40	4,88	0,79
LNG, -162 °C (Gas-Otto-Motor)	29	40	1,86	0,79

Tabelle 3: Wirkungsgrad und benötigter Speicher von CNG und LNG im Vergleich zu Dieselmotoren. [20]



## **Die Wirtschaftlichkeit von Biogaskraftstoffen wird stark durch die steigende Energiesteuer beeinflusst, die bis 2027 eine erhebliche Kostensteigerung pro Kilogramm bewirkt**

Neben den technischen Eigenschaften ist die steuerliche Behandlung von Biomethan ein zentraler Faktor für die Marktintegration. Biomethan wird derzeit wie Erdgas besteuert. Die bestehende Energiesteuererleichterung für Erdgas wird schrittweise aufgehoben: 2025 beträgt die Energiesteuer 22,85€/MWh, steigt 2026 weiter und erreicht 2027 den regulären Wert von 31,80€/MWh (vgl. §2 EnergieStG). Pro Kilogramm CNG/LNG fallen dadurch 32 Cent (2025) bis 44 Cent (2027) Energiesteuer an.<sup>1</sup> Die Europäische Kommission hat bereits 2021 einen Vorschlag zur Reform der Energiebesteuerung vorgelegt, der jedoch noch nicht verabschiedet wurde. Dieser sieht unter anderem vor, die Steuerbemessung stärker an der Umweltverträglichkeit der jeweiligen Energieträger auszurichten. Für fossiles Erdgas ist ein Mindeststeuersatz von 25,8 €/MWh vorgesehen. Nachhaltig erzeugtes Biomethan soll abhängig vom eingesetzten Rohstoff mit einem deutlich niedrigeren Mindeststeuersatz von 0,54 bis 19,54 €/MWh belegt werden (vgl. Tabelle 4). [21] Die Verabschiedung des Kommissionsvorschlags und dessen Umsetzung in nationales Recht würde die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit von biomethanbasierten Kraftstoffen im Vergleich zu fossilen Energieträgern signifikant erhöhen.

<b>Energieträger</b>	<b>Energiesteuer (l)</b>	<b>Energiesteuer (MWh)</b>	<b>Kommissionsvorschlag Mindestbesteuerung</b>
<b>Benzin</b>	0,6545 €	73,5 €/MWh	38,7 €/MWh
<b>Diesel</b>	0,4704 €	48 €/MWh	38,7 €/MWh
<b>Erdgas</b>	-	2025: 22,85 €/MWh 2027: 31,80 €/MWh	25,8 €/MWh
<b>Biokraftstoff (nachhaltig)</b>	-	-	19,4 €/MWh
<b>Biokraftstoff (fortschrittlich)</b>	-	-	0,54 €/MWh

Tabelle 4: Besteuerung nach Kraftstoffart. Darstellung der aktuellen deutschen Gesetzgebung im Vergleich zum Kommissionsvorschlag. [21]

<sup>1</sup> Annahme: Brennwert von CNG/LNG ist etwa 50 MJ/kg (oder 13,89 kWh/kg, da 1 kWh = 3,6 MJ)



## **Der regulatorische Rahmen prägt die Nachfrage nach Biomethan – der BImSchG-Entwurf von Juni 2025 sieht vor, Quoten zu verschärfen und die Doppelanrechnung aufzuheben**

Die Vermarktung von Biomethan ist zudem eng mit regulatorischen Vorgaben verknüpft. Inverkehrbringer von Kraftstoffen, d.h. Personen oder Unternehmen, die Kraftstoffe produzieren oder importieren und diese in Deutschland verkaufen, sind regulatorisch verpflichtet, einen Mindestanteil erneuerbarer Kraftstoffe in Verkehr zu bringen. Geregelt wird dies auf europäischer Ebene in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive – RED). Die Umsetzung in deutsches Recht erfolgt über die Treibhausgasminderungs-Quote (THG-Quote) im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Je nach eingesetztem Rohstoff wird Kraftstoff aus Biomethan entweder als fortschrittlicher oder konventioneller Biokraftstoff eingestuft. Zugelassene Rohstoffe fortschrittliche Biokraftstoffe sind unter anderem Bioabfälle, Wirtschaftsdünger (Mist und Gülle) sowie Stroh und anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material<sup>2</sup> (Anhang 1 38. BImSchV). Tabelle 5 zeigt die aktuell geltenden Quoten sowie die im Referentenentwurf zur Weiterentwicklung der THG-Quote (BImSchG-Entwurf) [22] vorgeschlagenen Änderungen im Zuge der Umsetzung der RED III<sup>3</sup> in kursiv. Fortschrittliche Biokraftstoffe können derzeit nach Erfüllung der Mindestquote doppelt auf die THG-Quote angerechnet werden (Doppelanrechnung). Der BImSchG-Entwurf sieht die Abschaffung der Doppelanrechnung vor und erhöht den Mindestanteil fortschrittlicher Biokraftstoffe im Verkehr im Jahr 2030 auf 3 Prozent. Nach Beschluss der Gesetzesänderung treten die Regelungen mit Beginn des neuen Verpflichtungsjahres in Kraft. Das Inkrafttreten des Entwurfs wird für den 1. Januar 2026 angestrebt, womit auch die Doppelanrechnung zu diesem Zeitpunkt bereits entfallen könnte. [23]

---

<sup>2</sup> Die Kategorie der zellulosehaltigen Non-Food-Materialien umfasst u.a. Reststoffe von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, bestimmte Ackergräser, Untersaaten und Deckpflanzen sowie Zwischenfrüchte vor und nach Hauptkulturen.

<sup>3</sup> Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023



THG-Quote	2025 [Prozent]	2028 [Prozent]	2030 [Prozent]	2040 [Prozent]	Kommentar
Erneuerbare Kraftstoffe (gesamt)	10,5 10,6	-	25 25	53	§ 37a BImSchG
<b>Mindestquote</b>	-	-	-	-	-
fortschrittliche Biokraftstoffe	0,7 0,7	-	2,6 3	-	§ 14 38. BImSchV Wegfall der Doppelanrechnung
Nicht biogene Kraftstoffe	-	0,5	1,5	12	§ 3a 37. BImSchV Mehrfachanrechnung
<b>Obergrenze</b>	-	-	-	-	-
Konventionelle Biokraftstoffe	4,4 4,4	4,4 3,5	4,4 3	-	§ 13 38. BImSchV

Tabelle 5: THG-Quote nach Kraftstoffkategorie (derzeitige Regelung vs. Referentenentwurf BImSchG).

### **Der Einsatz von Wirtschaftsdüngern ermöglicht durch Emissionsgutschriften besonders hohe Treibhausgasminderungseffekte, die hohe Erlöse im Quotenhandel sichern**

Verpflichtete Unternehmen können ihre THG-Minderungspflichten entweder durch das eigenständige Inverkehrbringen von Biokraftstoffen oder durch den Kauf von THG-Quoten erfüllen. Für Hersteller von Biogaskraftstoffen bietet der Verkauf von THG-Quoten eine wichtige zusätzliche Erlösquelle. Die Erlöse im Quotenhandel hängen maßgeblich von der Treibhausgaseinsparung des eingesetzten Kraftstoffs im Vergleich zum fossilen Referenzwert ab. Bei der Nutzung von Wirtschaftsdüngern zur Biomethanherzeugung wird in der Treibhausgasbilanzierung zusätzlich eine Emissionsgutschrift berücksichtigt. Grund dafür ist, dass die unkontrollierte Lagerung erhebliche Methan- und Lachgasemissionen verursacht. Durch die Vergärung in Biogasanlagen sowie die fachgerechte Lagerung der entstehenden Gärreste können diese Emissionen weitgehend vermieden werden. [24] Der Treibhausgasminderungseffekt ist bei der energetischen Verwertung von Wirtschaftsdüngern daher besonders hoch und aufgrund der Emissionsgutschrift häufig sogar negativ (vgl. Abbildung 2). Biogaskraftstoffe auf Gülle- und Mistbasis erzielen entsprechend höhere Erlöse auf dem THG-Quotenmarkt. Die Doppelanrechnung steigert ihren Marktwert zusätzlich.<sup>4</sup> Die Europäische Kommission weist allerdings darauf hin, dass die Emissionsgutschrift für

<sup>4</sup> § 37a Absatz 4 Satz 2 BImSchG; BImSchG, 2023; RED II, Anhang IX Teil A

Biomethan aus Gülle nur berücksichtigt werden kann, solange es landwirtschaftliche Betriebe gibt, bei denen unbehandelte Gülle gelagert wird. [25]

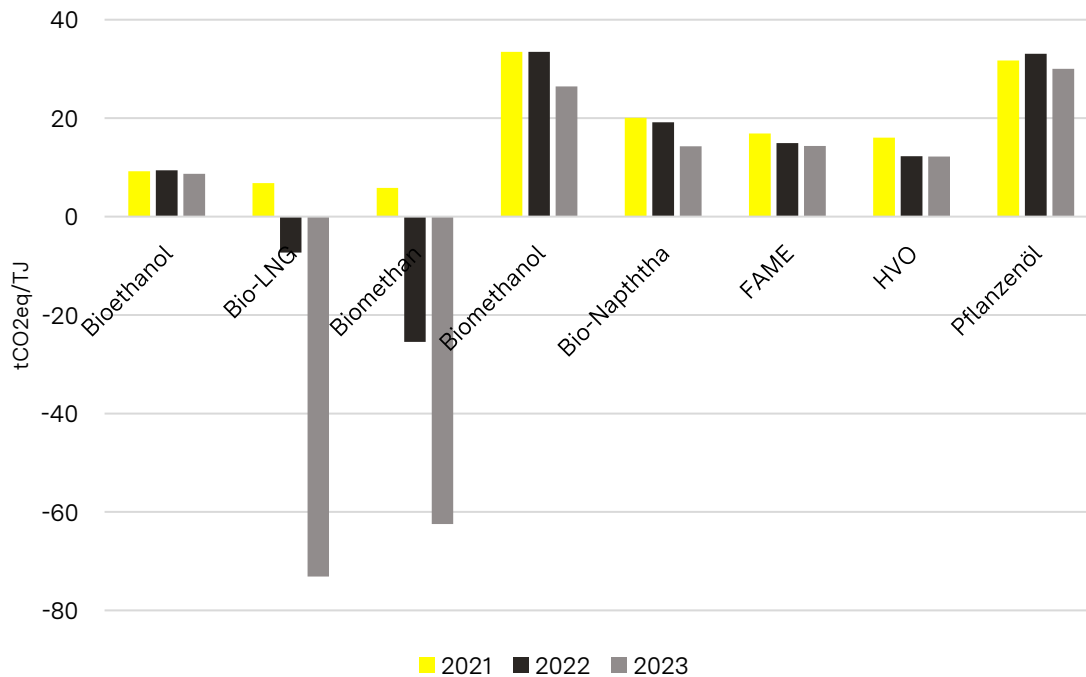


Abbildung 2: Durchschnittliche Emissionen von in Deutschland in den Verkehr gebrachten Biokraftstoffen nach Kraftstoffart in Tonnen Kohlenstoffdioxidäquivalenten pro Terra Joule [tCO<sub>2</sub>eq/TJ] (Stand 2023). Nach Abbildung 36 [26].

### **Preisvolatilität und regulatorische Änderungen prägen den Quotenhandel und wirken sich direkt auf die Investitionssicherheit und Wirtschaftlichkeit der Kraftstoffproduktion aus**

Der theoretische Maximalpreis im Quotenhandel entspricht der Höhe der Strafzahlung bei Nichterfüllung der THG-Quote. Durch die im BImSchG-Entwurf vorgesehene Abschaffung der Doppelanrechnung (vgl. Tabelle 5) würde dieser Maximalpreis für fortschrittliche Kraftstoffe von der doppelten auf die einfache Strafzahlung sinken. Dies kann die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen verringern, wird jedoch möglicherweise durch die erhöhte Nachfrage infolge des Wegfalls der Doppelanrechnung zum Teil ausgeglichen. [27]

In der Vergangenheit führten mutmaßlich falsch deklarierte Importe aus dem Ausland zu einem Überangebot und einem deutlichen Preisverfall im THG-Quotenhandel. In der Folge



verzeichneten Biokraftstoffproduzenten erhebliche Einnahmeverluste und die Investitionssicherheit im Biokraftstoffsektor wurde nachhaltig beeinträchtigt. [28] Der BImSchG-Entwurf sieht daher lange geforderte Maßnahmen zur Betrugsprävention vor. Erneuerbare Kraftstoffe sollen nur dann auf die THG-Quote anrechenbar sein, wenn Vor-Ort-Kontrollen durch staatliche Kontrolleure möglich sind.

**Biomethan sollte vorrangig in schwer elektrifizierbaren Verkehrszweigen eingesetzt werden, wo es fossile Energieträger am effektivsten substituieren kann**

Die Verfügbarkeit von Biomasse, insbesondere von Rest- und Abfallbiomasse, ist begrenzt, sodass biogene Kraftstoffe nur in eingeschränktem Umfang bereitgestellt werden können. Selbst unter optimistischen Annahmen tragen fortschrittliche Biokraftstoffe, einschließlich Biomethan, höchstens rund elf Prozent zum gesamten Verkehrsenergiebedarf bei. [29] Biokraftstoffe können somit keine flächendeckende Lösung bieten, sondern sollten gezielt dort eingesetzt werden, wo alternative Antriebe an ihre Grenzen stoßen. [30] Dazu gehören insbesondere die Schifffahrt, die Luftfahrt, der schwere landwirtschaftliche Verkehr, der Straßengüterverkehr sowie Teile des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV). Der Schwerpunkt dieser Studie liegt auf dem landwirtschaftlichen Verkehr; ergänzend werden auch der ÖPNV und der Schwerlastgüterverkehr untersucht.



## 4. Methanemissionen

Methanemissionen spielen vor allem aufgrund ihres hohen Treibhausgaspotenzials eine zentrale Rolle für die Klimabilanz von Biogaskraftstoffen. Entlang der gesamten Prozesskette von der Vergärung bis zur Aufbereitung zu Biomethan können Emissionen auftreten. Studien zeigen, dass in Deutschland etwa 3-5 Prozent des produzierten Biogases als Methan in die Atmosphäre entweichen. [31, 32] Die RED II berücksichtigt bereits einen Großteil dieser Emissionen in den THG-Standardwerten für Biogaskraftstoffe. Um das Austreten von klimaschädlichem Methan zu minimieren, sind regelmäßige Kontrollen und Wartung der Anlagen sowie die gasdichte Abdeckung von Gärrestbehältern von zentraler Bedeutung.

### **Methanemissionen beeinflussen die Klimabilanz von Biogasanlagen maßgeblich. Sie können entlang der gesamten Prozesskette auftreten**

Ein häufig diskutiertes Thema bei der Produktion von Biogas und Biomethan sind Methanemissionen, die während des Herstellungsprozesses austreten können. [33, 32] Methan wirkt sich aufgrund seines hohen Treibhauspotenzials deutlich stärker auf die Klimabilanz aus als Kohlendioxid: Über einen Zeitraum von 100 Jahren beträgt das Treibhauspotenzial von Methan etwa das 27- bis 29-Fache von Kohlenstoffdioxid (vgl. Tabelle 12). Entlang der Prozesskette von Biogasanlagen können Emissionen an unterschiedlichen Stellen auftreten, beispielsweise bei der Lagerung von Gärresten, während der Biogasverarbeitung infolge von Leckagen und/oder fehlender Wartungsarbeiten, bei Überdruckereignissen, in der Umwandlung zu Strom und Wärme im Blockheizkraftwerk oder bei der Aufbereitung zu Biomethan. Die Höhe der Emissionen variiert stark in Abhängigkeit von der eingesetzten Aufbereitungstechnologie, der Art der Gärrestelagerung sowie der Regelmäßigkeit von Kontroll- und Wartungsmaßnahmen. [34] [35]

### **Etwa 3-5 Prozent der produzierten Biogasmenge in Deutschland entweichen als Methan in die Atmosphäre**

Eine Hochrechnung des Forschungsprojekts „Bewertung und Minderung von Methanemissionen aus verschiedenen europäischen Biogasanlagenkonzepten“ (EvEmBi) ergab einen Emissionsfaktor (EF) von etwa 3–5 Prozent der Gesamtproduktion an Biogas (Fokus landwirtschaftliche Biogasanlagen) in Deutschland (vgl. Tabelle 6). Da diese

Berechnung auf einer begrenzten Anzahl von Messungen basiert, weisen die Forscher darauf hin, dass es sich lediglich um eine grobe Schätzung handelt. [31]

Komponente	BGA Anteil [%]	BGA min EF [%]	BGA max EF [%]	BGAA Anteil [%]	BGAA min EF [%]	BGAA max EF [%]	Gesamtbestand min [%]	Gesamtbestand max [%]
Biogasanlage	91,00	0,00	1,00	9,00	0,00	1,00	0,00	1,00
Gärproduktlager offen/abgedeckt	45,00	-	3,10	7,00	-	3,10	-	1,30
Gärproduktlager gasdicht	55,00	-	0,01	93,00	-	0,01	-	1,30
Biogasaufbereitung zu Biomethan	-	-	-	-	-	0,20*	0,02	0,02
BHKW	-	-	2,00	-	-	2,00	-	2,00
<b>Gesamt</b>	-	-	-	-	-	-	<b>3,30</b>	<b>4,30</b>

Tabelle 6: Hochrechnung der im EvEmBi-Projekt ermittelten Methan-Emissionsfaktoren auf den Anlagenbestand landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Deutschland je nach den Anlagentypen „Biogasanlage Vor-Ort-Verstromung“ (BGA) und „Biogasanlage + Aufbereitung zu Biomethan“ (BGAA). [31] \*Gesetzlich vorgeschriebener Maximalwert (Verfahren mit höheren Emissionen müssen eine Abgasnachbehandlung einsetzen)

### **Die THG-Standardwerte der RED II für Biokraftstoffe berücksichtigen realistische Methanemissionswerte für den Großteil der relevanten Emissionsquellen**

Methanemissionen werden auch in den Treibhausgaswerten der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II, Anhang VI) berücksichtigt. Enthalten in den Standardwerten der RED II sind Emissionen aus dem Anbau der Rohstoffe, dem Transport, der Aufbereitung zu Biomethan, der Kompression an der Tankstelle sowie der Gärrestlagerung (offen oder geschlossen). Die angesetzten Werte liegen im Bereich der in anderen Studien ermittelten Emissionswerte. Eine weitere wichtige Emissionsquelle, Emissionen bei der Verarbeitung zu Biogas z.B. durch Leckagen oder fehlerhaften Betrieb, werden jedoch nicht berücksichtigt. Forscher am Joint Research Committee der Europäischen Kommission empfehlen, auch diese Emissionen in den Standardwerten der RED II zu berücksichtigen. [36] Abbildung 3 verdeutlicht die Abhängigkeit der Treibhausgaseinsparungen von Biogaskraftstoffen sowohl vom eingesetzten Substrat als auch vom Lagerungssystem. Die gestrichelte Linie markiert dabei die von der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) vorgegebene Minderung von 65 Prozent gegenüber dem fossilen Referenzwert.

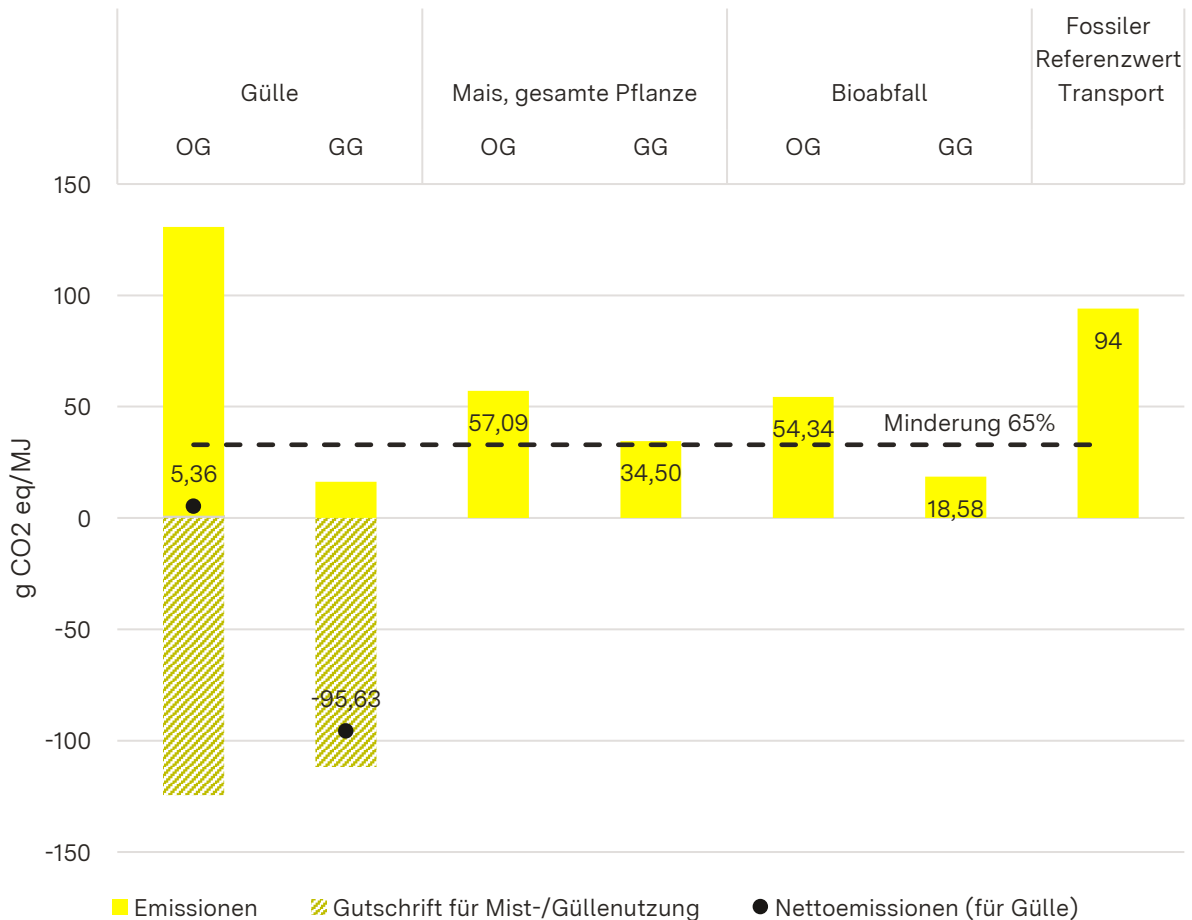


Abbildung 3: Standard-Treibhausgasemissionswerte gemäß RED II (nur Werte mit Abgasnachbehandlung). OG: Offene Gärrestlagerung; GG: Geschlossene Gärrestlagerung. Die gestrichelte Linie zeigt die Mindestminderung von Treibhausgasen gegenüber dem fossilen Referenzwert: 65 Prozent für Anlagen, die 2021 in Betrieb genommen wurden (§ 6 Biokraft-NachV).

### Die regelmäßige Begehung der Anlagen sowie die Leckagedetektion ist eine zentrale Maßnahme zur Minimierung von Emissionen

Aufgrund des hohen Treibhauspotenzials von Methan sind die an Biogasanlagen auftretenden Emissionen nicht zu vernachlässigen und bedürfen gezielter Minderungsmaßnahmen. Tabelle 7 gibt eine Übersicht möglicher Maßnahmen. Diese werden in direkte und indirekte Ansätze unterteilt: Direkte Maßnahmen umfassen technische und organisatorische Ansätze auf Anlagenebene, während indirekte Maßnahmen geeignete Rahmenbedingungen schaffen, die deren Umsetzung unterstützen. [37] Von Expertinnen und Experten des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) und des Landwirtschaftlichen Zentrums Baden-



Württemberg (LAZBW) werden insbesondere die regelmäßige Begehung der Anlagen sowie die Leckagedetektion durch Betreibende oder Sachverständige als zentrale Maßnahmen zur Erkennung und Minimierung von Emissionen bewertet. Für die Betreiber von Biogas- und Biogasaufbereitungsanlagen besteht außerdem ein ökonomischer Anreiz zur Emissionsminderung: Jede Freisetzung von Methan entspricht einem direkten Energieverlust und führt somit zu Erlöseinbußen.

<b>Kategorie</b>	<b>Unterkategorie</b>	<b>Auswahl an Maßnahmen</b>
Direkt	Technische Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"><li>- Detektion und Reparatur von Leckagen</li><li>- Optimierung/Instandhaltung (z. B. Gasspeichermembranen)</li><li>- Emissionsarme Planung und Bau (z. B. Abdeckung von Lagern)</li><li>- Einsatz von Überwachungssystemen</li><li>- Installationen zur direkten Emissionsvermeidung (z. B. Abgasnachbehandlung)</li></ul>
Direkt	Organisatorische Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"><li>- Regelmäßige Eigenkontrolle und Emissionsmessungen</li><li>- Wartung</li><li>- Anpassung von Betriebsparametern (z. B. Substratzugabe, Motoreinstellungen)</li><li>- Optimierte Gasspeichermanagement</li><li>- Regelmäßige externe Prüfungen (z. B. Gaskamera, Dichtheitsprüfungen)</li><li>- Regelmäßige Analysen (z. B. Massenbilanzen, Restgaspotenzial)</li></ul>
Indirekt	Indirekte Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"><li>- Gesetzliche Vorgaben zur Emissionsminderung</li><li>- Förderinstrumente und Optimierungsanreize</li><li>- Wissenstransfer (Schulungen, Veröffentlichungen, Beratung)</li><li>- Einrichtung freiwilliger Systeme zur Methanemissionsminderung</li></ul>

Tabelle 7: Maßnahmen zur Minderung von Methanemissionen an Biogasanlagen. [37]

### **Die Entwicklung eines freiwilligen Systems zur Methanemissionsminderung ist in Deutschland aktuell nicht vorgesehen**

Eine weitere mögliche Maßnahme ist die Einführung eines freiwilligen Systems zur Methanemissionsminderung. Solche Systeme wurden unter anderem in Schweden und in Dänemark eingeführt. In Deutschland wurde bislang kein freiwilliges System entwickelt, da bereits zahlreiche gesetzliche Vorschriften bestehen (44. BImSchV, TA Luft 2021, TRAS120, TRGS 529). Die Abgrenzung zwischen verpflichtenden Regelungen und einem freiwilligen System ist daher schwierig. [31]



### **Die gasdichte Abdeckung von Gärrestbehältern führt zu einer deutlichen Reduktion des austretenden Restgases**

Ein weiterer zentraler Ansatz zur Emissionsminderung, insbesondere bei der Vergärung von Wirtschaftsdüngern, ist die gasdichte Abdeckung von Gärrestbehältern (vgl. Abbildung 3 und Abbildung 4). Das Restgaspotenzial in den Gärresten kann ohne Abdeckung unkontrolliert als Methan in die Atmosphäre entweichen. Durch eine gasdichte Abdeckung lässt sich ein großer Teil dieses Methans jedoch zurückhalten und ggf. wieder für energetische Zwecke nutzen. [24] Eine Befragung des DBFZ zeigt, dass insbesondere Güllekleinanlagen häufig keine gasdichte Gärresteabdeckung besitzen. Bei Anlagen mit einer Bemessungsleistung von mehr als 1.000 kW verfügen hingegen rund 95 Prozent über eine gasdichte Abdeckung (Stand 2021). [15] Ein Förderprogramm des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft, das bis Ende 2024 lief, hat unter anderem die Investition in die gasdichte Abdeckung von Gärrestelagern gefördert (BANz AT 01.02.2022 B2).

### **Die Vergärung von Wirtschaftsdünger ist eine der wichtigsten Maßnahmen zur Minderung von Methan- und Lachgasemissionen in der Landwirtschaft**

Nicht zu vernachlässigen ist außerdem, dass die Vergärung von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen zu einer der wichtigsten Maßnahmen zur Minderung von Methan- und Lachgasemissionen in der Landwirtschaft gehört. [38] Abbildung 4 illustriert die THG-Emissionen in Abhängigkeit von Nutzungs- und Lagerungsart am Beispiel von Rindergülle. Die Vergärung von Rindergülle in einer Biogasanlage und die anschließende Lagerung in einem gasdichten Gärrestbehälter weist dabei mit Abstand die niedrigsten THG-Emissionen auf. [24]

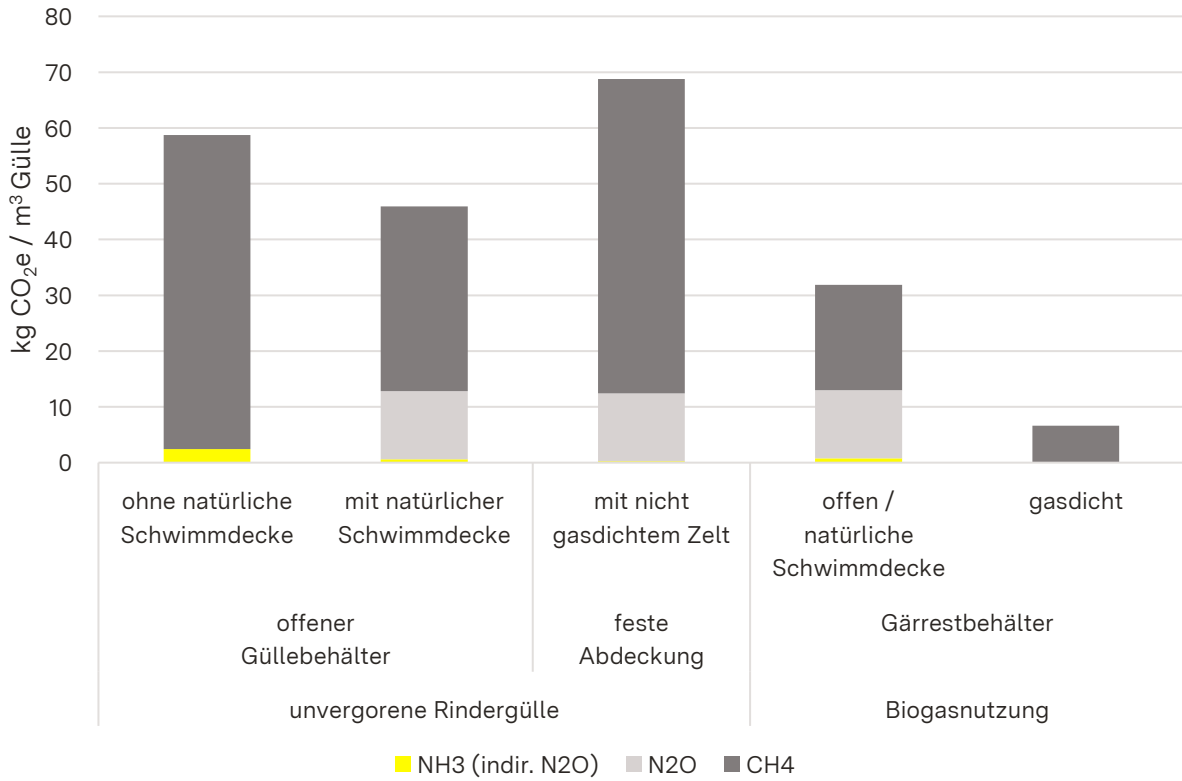


Abbildung 4: Darstellung der Treibhausgasemissionen von Rindergülle nach Nutzungs- und Lagerart. [24]



## 5. Einsatz in der Landwirtschaft

Die Umrüstung von Biogasanlagen auf Biomethan stärkt die regionale Wertschöpfung, ist jedoch unter anderem durch die begrenzte regionale Verfügbarkeit von nutzbarer Biomasse limitiert. Zwar bieten Clusterlösungen und Hoftankstellen Ansätze für eine wirtschaftliche Nutzung, doch hohe Investitionskosten, regulatorische Unsicherheiten sowie regionale Gegebenheiten schränken das Potenzial zur Herstellung von Biogaskraftstoffen ein. Dies schränkt gleichermaßen die Nutzung dieser Kraftstoffe in der Landwirtschaft ein. CNG-Traktoren sind verfügbar und klimafreundlich, bleiben aber teurer und in ihrer Leistung eingeschränkt. Insgesamt kann Biomethan als Kraftstoff daher nur punktuell eingesetzt werden und wird nur einen begrenzten Beitrag zur Dekarbonisierung des landwirtschaftlichen Verkehrs leisten können.

### 5.1. Landwirtschaft als Kraftstoffherzeuger

#### **Die Produktion von Biomethan zur Nutzung als Kraftstoff ist eine mögliche Option zum Weiterbetrieb von Bestandsanlagen und unterstützt die regionale Wertschöpfung**

Die Weiterentwicklung bestehender Biogasanlagen zur Biomethan- bzw. Kraftstoffherstellung könnte eine vielversprechende Möglichkeit für deren Weiterbetrieb sein und durch die Nutzung regionaler Ressourcen zur Wertschöpfung beitragen. Sie würde damit unmittelbar auf die Maßnahmen M21 und M22 der Landesstrategie Nachhaltige Bioökonomie einzahlen (vgl. Kapitel 1). [4]

#### **Das Potenzial für die Produktion von Kraftstoff aus Biomethan ist durch die verfügbare Biomasse in Baden-Württemberg limitiert**

Das Potenzial zur Kraftstoffherstellung an landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Baden-Württemberg wird maßgeblich durch die regionale Substratverfügbarkeit und die durch lokale Gegebenheiten möglichen Betriebsmodelle beeinflusst. Diese Punkte werden im Folgenden einzeln betrachtet.



### 5.1.1 Substratverfügbarkeit

#### **Eine Fokussierung auf Rest- und Abfallstoffe bietet die größten Erlöspotenziale und steht im Einklang mit der in der Biogasstrategie Baden-Württembergs verankerten Koppel- und Kaskadennutzung**

Aufgrund der höheren Erlöse aus der THG-Quote bei der Verwendung von Abfall- und Reststoffen werden in Deutschland derzeit überwiegend diese Rohstoffe für die Kraftstoffproduktion eingesetzt. [26] Die Fokussierung auf Reststoffe entspricht zudem den Zielsetzungen der Biogasstrategie Baden-Württembergs und trägt zur Stärkung der regionalen Kreislaufwirtschaft bei. Vor diesem Hintergrund wird im Rahmen der vorliegenden Analyse ausschließlich das Potenzial von Reststoffen als Substrat für landwirtschaftliche Biogasanlagen betrachtet. In die Untersuchung einbezogen werden Wirtschaftsdünger (Mist und Gülle) sowie Stroh.

Die Auswahl dieser Substrate berücksichtigt den begrenzten Umfang der Studie, der eine detaillierte Analyse nur weniger Substrate erlaubt. Darüber hinaus liegen für Wirtschaftsdünger und Stroh belastbare Daten zu Biomassepotenzialen vor, die eine fundierte Bewertung ermöglichen. Weitere vielversprechende Rohstoffe wie Ernterückstände von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, bestimmte Ackergräser (z. B. Weidelgras, Miscanthus, Rutenhirse, Pfahlrohr) sowie Zwischenfrüchte oder Untersaaten, die auch für die Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe genutzt werden können, werden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt, sollten jedoch Gegenstand vertiefender Analysen sein und könnten das Gesamtpotenzial erhöhen.

Die Bestimmung der Biomassepotenziale Baden-Württembergs folgt der Definition des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ). [39] Das DBFZ unterscheidet zwischen verschiedenen Potenzialarten, insbesondere dem theoretischen und dem technischen Biomassepotenzial. Während das theoretische Potenzial die gesamte in einer Region physikalisch verfügbare Biomassemenge innerhalb eines bestimmten Zeitraums beschreibt, berücksichtigt das technische Potenzial bereits technische, infrastrukturelle und ökologische Restriktionen und stellt damit den Teil dar, der unter realen Bedingungen tatsächlich erschlossen werden kann.



## Wirtschaftsdünger

Die Verwendung von Wirtschaftsdünger in landwirtschaftlichen Biogasanlagen bietet mehrere Vorteile. Durch den Einsatz lokaler Reststoffe entsteht keine Nutzungskonkurrenz, da die anfallenden Gärreste nach wie vor als Dünger auf den Feldern ausgebracht werden können. [40] Wie in Kapitel 4 erläutert, ist die Vergärung von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen außerdem eine wesentliche Stellschraube zur Minderung von Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement.

### **Bisher werden 40 - 50 Prozent des technischen Wirtschaftsdünger-Potenzials in Baden-Württemberg genutzt – eine Nutzung für fortschrittliche Biokraftstoffe ist möglich**

Nach Schätzung des LAZBW fällt in Baden-Württemberg jährlich ein Wirtschaftsdüngervolumen von etwa 14–15 Mio. t an. Derzeit werden rund 30 Prozent dieses theoretisch verfügbaren Potenzials in Biogasanlagen genutzt. Unter der Annahme, dass etwa 60–70 Prozent dieses Gesamtpotenzials technisch erschließbar ist, entspricht dies einer Ausschöpfung von rund 40–50 Prozent des technisch verfügbaren Wirtschaftsdüngerpotenzials.

Die Nutzung von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen wurde maßgeblich durch den im Jahr 2009 im EEG eingeführten Güllebonus beeinflusst.<sup>5</sup> Infolgedessen setzen die meisten Biogasanlagen in Baden-Württemberg mindestens 30 Prozent Gülle und Mist (bezogen auf die Frischmasse) ein [12]. Eine im Jahr 2023 von der Universität Hohenheim durchgeführte Umfrage ermittelte auf Grundlage der Angaben der Anlagenbetreiber, die an der Befragung teilgenommen haben, eine durchschnittliche Einsatzquote von 48 Prozent Wirtschaftsdünger.

Für Rindergülle liegen detaillierte Daten auf Landkreisebene vor. Laut DBFZ beläuft sich die Menge des technisch mobilisierbaren Potenzials in Baden-Württemberg auf rund 6–7,5 Millionen Tonnen Rindergülle (Stand 2020). [41] Neben Rindergülle können auch weitere

---

<sup>5</sup> Wenn eine Biogasanlage jederzeit mind. 30 Prozent Gülle (definiert als Gülle und Festmist) zuführt, besteht ein Anspruch auf den Güllebonus. Dabei handelt es sich um eine Anhebung der Grundvergütung abhängig von der Größe der Anlage (EEG 2009, Anlage 2, Ziffer VI).



Wirtschaftsdünger wie Schweinegülle, Hühnerkot oder Pferdemist in Biogasanlagen eingesetzt werden. Für diese Wirtschaftsdünger liegen jedoch keine vergleichbar detaillierten Daten vor. Betreiberbefragungen zeigen, dass Rindergülle den überwiegenden Anteil des in Biogasanlagen verwendeten Wirtschaftsdüngers darstellt. [42]

Der Anteil des technischen Potenzials von Wirtschaftsdünger, der wirtschaftlich erschlossen werden kann, wird durch verschiedene Faktoren begrenzt: Erstens, die eingeschränkte Transportwürdigkeit, insbesondere von Gülle, aufgrund des hohen Wassergehalts und der damit verbundenen geringen Energiedichte. Zweitens, hohe Investitionskosten in die Nachrüstung der Biogasanlage. Bei einer verstärkten Güllenutzung müssen aufgrund des hohen Wassergehalts zusätzliche Gär- und Lagervolumina zugebaut werden. Und drittens, die regulatorischen Rahmenbedingungen, welche die ökonomische Rentabilität entsprechender Biogasanlagen wesentlich beeinflussen.

## **Stroh**

Neben Wirtschaftsdünger ist Stroh ein vielversprechender landwirtschaftlicher Reststoff. Stroh ist jedoch in Biogasanlagen in der Regel nur als Teilsubstrat und in geringen Mengen nutzbar, meist nach entsprechender Vorbehandlung. Durch lange Strohpartikel können Verstopfungen entstehen und es besteht die Gefahr der Schwimmschichtbildung, welche die Effizienz und den Betrieb der Anlage beeinträchtigt. Bei größeren Einsatzmengen sind daher prozesstechnische Anpassungen erforderlich. [43, 44, 45]

Das DBFZ schätzt das technische Potenzial von Getreidestroh in Baden-Württemberg (Stand 2020) auf 1,11 bis 1,25 Mio. Tonnen. Grundlage für die Ableitung des technischen aus dem theoretischen Potenzial ist die Bergungsrate des Strohs, d.h. der Anteil des nach der Ernte auf dem Feld verbleibenden Strohs, der technisch entnommen werden kann. Es wird angenommen, dass das Stroh für die Vergärung in Biogasanlagen eingesetzt wird und die entstehenden Gärreste anschließend als Dünger auf die Felder zurückgeführt werden. Aus diesem Grund wird in der technischen Potenzialabschätzung kein Anteil für die Humusbildung zurückbehalten.

Im Gegensatz zu Wirtschaftsdünger unterliegt Stroh verschiedenen Nutzungskonkurrenzen. In Baden-Württemberg wird es vor allem als Einstreu, in der Pilzzucht sowie als Abdeckung



im Erdbeeranbau eingesetzt. Einstreu dient in Ställen zur Aufnahme von Kot und Harn und bedingt die Festmistbildung. Rund 90 Prozent des eingesetzten Strohens entfällt auf diese Verwendung. Die durch Einstreu bereits gebundene Strohmenge im Jahr 2020 wird auf 0,33 Mio. Tonnen geschätzt. [46]

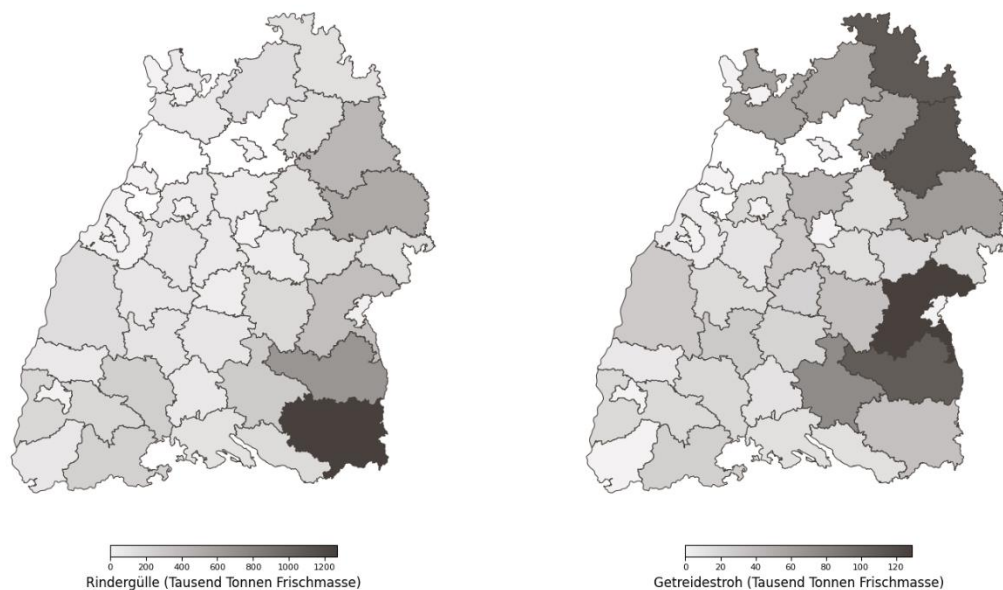


Abbildung 5: Darstellung des technischen Biomassepotenzials für Rindergülle (links) und Getreidestroh (rechts) auf Landkreisebene. [41]

Abbildung 5 zeigt das technische Biomassepotenzial für Rindergülle und Getreidestroh in Baden-Württemberg auf Landkreisebene. Das größte Potenzial aus Rindergülle findet sich im Landkreis Ravensburg (1.267.500 t FM), im Landkreis Biberach (660.500 t FM), im Ostalbkreis (518.500 t FM), im Landkreis Schwäbisch Hall (424.500 t FM) sowie im Alb-Donau-Kreis (367.500 t FM). Diese Landkreise weisen zugleich die höchste Dichte an Biogasanlagen in Baden-Württemberg auf. [12]

### Biogas-/Biomethanertrag

Der Biogasertrag aus einer Tonne Substrat variiert stark in Abhängigkeit vom eingesetzten Rohstoff. Wirtschaftsdünger weist im Vergleich zu Energiepflanzen wie Maissilage deutlich geringere Erträge pro Tonne Frischmasse auf. Eine verstärkte Nutzung von Wirtschaftsdünger

erfordert daher die Vergärung erheblich größerer Substratmengen, um die gleiche Biogasmenge zu erzielen. Eine Übersicht der spezifischen Biogaserträge sowie der jeweiligen Methananteile ist in Abbildung 6 dargestellt.

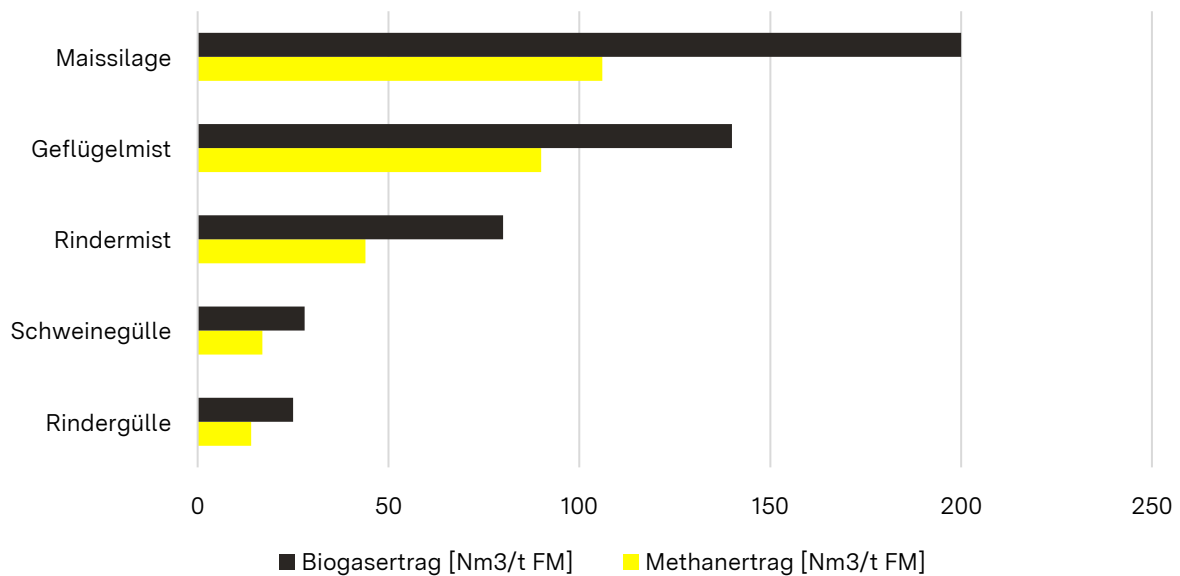


Abbildung 6: Biogas- und Methanerträge ausgewählter landwirtschaftlicher Substrate. [47]

Das technische Rindergülle- und Getreidestrohpotenzial liegt zwischen 256 und 347 m<sup>3</sup> Biomethan pro Jahr, welches umgerechnet zwischen 9.000 bis 12.000 TJ sind (vgl. Tabelle 8). [47] Zum Vergleich: Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor in Baden-Württemberg beträgt 303.019 TJ (Stand 2022). [9] **Eine vollständige Erschließung des technischen Potenzials könnte demnach 3 bis 4 Prozent des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor substituieren.**

**Die wirtschaftlich mögliche Erschließung der genannten Potenziale ist jedoch deutlich niedriger.** Grund dafür sind finanzielle und regulatorische Rahmenbedingungen. Hohe Investitions-, Betriebs- und Transportkosten sowie fehlende Investitionssicherheit (z. B. aufgrund von Schwankungen der THG-Quotenerlöse sowie der Abschaffung der Doppelanrechnung im aktuellen BImSchG-Entwurf) führen dazu, dass Teile des Potenzials nicht erschlossen werden. Außerdem wird ein Teil der Potenziale bereits anderweitig verwertet. Wie eingangs erwähnt, wird aktuell ca. 40-50 Prozent des technischen



Wirtschaftsdüngerpotenzials bereits als Rohstoff in Bestandsanlagen, hauptsächlich zur Vor-Ort-Verstromung, genutzt. Die Hauptnutzungskonkurrenz für Getreidestroh liegt in der Verwendung als Einstreu. Das eingestreute Stroh kann jedoch als Teil des Festmists in Biogasanlagen als Substrat eingebracht und ebenfalls energetisch verwertet werden. Dieses Strohpotenzial ist somit nicht verloren, sondern wird im Sinne einer Kaskadennutzung effizient eingesetzt, da es zunächst als Einstreu dient und anschließend einer energetischen Verwertung zugeführt werden kann. Zudem ist das Stroh durch die vorherige Nutzung als Einstreu mechanisch aufgeschlossen und dadurch leichter vergärbar. Im Zuge verstärkter Tierwohlaktivitäten ist zudem davon auszugehen, dass der Anteil an Einstreu künftig weiter steigen wird.

<b>Substrat</b>	<b>Mio. kg FM</b>	<b>Min Methanertrag (Mio. m3)</b>	<b>Max Methanertrag (Mio. m3)</b>	<b>Min Energiegehalt (TJ)</b>	<b>Max Energiegehalt (TJ)</b>
Rindergülle	6.704	75	125	2.611	4.387
Getreidestroh	1.249	182	222	6.353	7.760
<b>Summe</b>	<b>7.953</b>	<b>256</b>	<b>347</b>	<b>8.964</b>	<b>12.147</b>

Tabelle 8: Technisches Biomassepotenzial aus Rindergülle und Getreidestroh. [41]

## **Zukunftsausblick**

Der fortschreitende Rückgang der Tierbestände in Baden-Württemberg wirkt sich positiv auf die Emissionen der landwirtschaftlichen Tierhaltung aus [3], führt jedoch zugleich zu einer abnehmenden Verfügbarkeit von Wirtschaftsdünger, der vor Ort zur Herstellung von Biomethan eingesetzt werden kann. Von 2020 bis 2023 ist der Bestand an Rindern um 3,2 Prozent und der Bestand an Schweinen um 22,6 Prozent gesunken. [48] Gleichzeitig wird erwartet, dass in den nächsten Jahren viele Bestandsanlagen den Betrieb einstellen (siehe Abschnitt 2.1). Der dort bislang in der Vor-Ort-Verstromung eingesetzte Wirtschaftsdünger wird damit frei und kann, sofern eine geeignete nahegelegene Anlage vorhanden ist, für die Produktion von Biomethan genutzt werden. Mit dem Rückgang der Tierbestände ist zudem voraussichtlich eine Abnahme der für den Futtermittelanbau genutzten landwirtschaftlichen Flächen verbunden, während die Anbauflächen für Nahrungs- und Industriepflanzen ausgeweitet werden könnten. Die dabei anfallenden pflanzlichen Rest- und Nebenprodukte können ebenfalls für die Biomethanproduktion genutzt werden. Für Getreidestroh wird ein leichter Anstieg des Rohstoffpotenzials bis zum Jahr 2030 prognostiziert. [46]



Auch unter der Annahme einer stärkeren nationalen Selbstversorgung bleibt die Nutzung von Reststoffen grundsätzlich sinnvoll, da sie keine zusätzliche Flächenkonkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion erzeugt. Allerdings könnte bei einer ausgeprägteren Fokussierung auf die Eigenversorgung der Bedarf an heimischer Energieproduktion steigen, wodurch die ergänzende Nutzung nachwachsender Rohstoffe für die Kraftstoffproduktion an Bedeutung gewinnen könnte.

### **Weiterer Forschungsbedarf**

Für eine umfassende Abschätzung des Biomassepotenzials zur Herstellung von Biogaskraftstoffen in Baden-Württemberg ist eine breitere (aktualisierte) Datenbasis erforderlich. Hierzu gehört die Erfassung weiterer Wirtschaftsdüngerarten (z.B. Rindermist, Schweinegülle/-mist, Hühnertrockenkot, Pferdemist) sowie zusätzlicher Rest- und Abfallstoffe. Mit Blick auf eine stärkere Eigenversorgung und unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit sollten zudem auch Rohstoffe berücksichtigt werden, die unter den aktuellen Rahmenbedingungen bislang keine Relevanz für die Kraftstoffherstellung besitzen wie z. B. Mais, Getreide und Grassilage. Bei der Erhebung von Potenzialen für nachwachsende Rohstoffe, aber auch weiterer Abfall- und Reststoffe, sind insbesondere Nutzungskonkurrenzen und mögliche Landnutzungsänderungen zu berücksichtigen.

### **5.1.2 Betriebsmodelle und Wirtschaftlichkeit**

Das Auslaufen der EEG-Förderung und der damit verbundene Wegfall der Wirtschaftlichkeit vieler Biogasanlagen ist ein stark diskutiertes Thema. Entsprechend existiert eine Vielzahl an Studien, die sich mit möglichen Weiterbetriebsoptionen für bestehende Biogasanlagen befassen. [18, 49, 24] Die Umrüstung auf Biomethanproduktion wird insbesondere dann als sinnvolle Alternative bewertet, wenn eine erfolgreiche Teilnahme an künftigen EEG-Ausschreibungen als wenig wahrscheinlich eingeschätzt wird. [50]

Im Folgenden werden zwei dieser Umrüstungsoptionen, die sich aufgrund der Gegebenheiten in Baden-Württemberg anbieten und/oder bereits in Pilotprojekten erprobt werden, näher betrachtet: erstens die Clusterung von Bestandsanlagen und gemeinsame Einspeisung ins Erdgasnetz und zweitens der Betrieb einer Hoftankstelle. Die Wirtschaftlichkeit der



Betriebsmodelle muss für jede Bestandsanlage individuell bewertet werden. Im Folgenden werden relevante Faktoren benannt, die die Wirtschaftlichkeit maßgeblich beeinflussen.

Unabhängig von der Wahl des Betriebsmodells erfordert die Herstellung von Biomethan an landwirtschaftlichen Biogasanlagen eine Reihe an Investitionen, die in drei grobe Kategorien gegliedert werden können: (i) Überholung der Bestandsanlage<sup>6</sup>, (ii) Biogasaufbereitung, (iii) Netzeinspeisung und/oder Hoftankstelle. Die Kosten, die in den jeweiligen Kategorien anfallen, sind stark abhängig vom Zustand und der Größe der Bestandsanlage sowie im Fall einer Netzeinspeisung der Entfernung zu einem Einspeisepunkt.

### **Biomethaneinspeisung einzelner Biogas-Bestandsanlagen in BW ist meist unwirtschaftlich – ein Anlagencluster zur gemeinsamen Aufbereitung bietet eine mögliche Lösung**

Die Einspeisung des zu Biomethan in Erdgasqualität aufbereiteten Biogases in das Erdgasnetz ist aus energiesystemtechnischer Sicht die präferierte Weiterbetriebsoption. [18] Grund dafür ist, dass die Netzeinspeisung die flexibelste Nutzung des produzierten Methans bietet. Es kann zu Strom und Wärme umgewandelt werden oder bilanziell als Biogaskraftstoff an Tankstellen verkauft werden. Zudem zählt die Einspeisung von Biomethan auf die Ziele der REPowerEU ein, indem sie die Abhängigkeit von Gasimporten verringert.

Die Umwandlung einer Bestandsanlage zur Biomethaneinspeisung ist jedoch aufgrund der hohen Investitionskosten erst für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 500 kW<sub>el</sub> bzw. einem Rohbiogasfluss von mindestens 250 Nm<sup>3</sup>/h wirtschaftlich. [18, 51, 24] Aufgrund der in Süddeutschland generell kleiner dimensionierten Biogasanlagen bietet sich hier das Clustern mehrerer Anlagen und die gemeinsame Aufbereitung des gesammelten Rohbiogases an. Voraussetzung hierfür ist neben der Kooperationsbereitschaft der Anlagenbetreiber insbesondere die räumliche Nähe der Anlagen zueinander sowie die Anbindungsmöglichkeit an das Erdgasnetz. Im Fall der Vermarktung des Biomethans als Kraftstoff ist außerdem die Verfügbarkeit von Wirtschaftsdüngermengen sicherzustellen, um die Erlöse aus dem Quotenverkauf zu maximieren (vgl. Kapitel 3). Ein wesentlicher Vorteil der Bündelung besteht

---

<sup>6</sup> Eine detaillierte Übersicht möglicher Überholungskosten kann in dem Leitfaden „Biogas nach dem EEG – (wie) kann’s weitergehen“ eingesehen werden. Der Leitfaden entstand im Verbundvorhaben „Repoweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von Biogasanlagen“ (REzAB). [49]



darin, dass über eine gemeinsame Rohgassammelleitung die Versorgung einer größer ausgelegten Aufbereitungsanlage gesichert werden kann. Dadurch lassen sich Skaleneffekte bei Investitions- und Betriebskosten erzielen. Zudem ermöglicht das Rohbiogasnetz eine flexiblere Wahl sowohl des Standorts der Aufbereitungsanlage als auch des Netzanschlusspunkts. [52]

### **Das Fehlen einer dauerhaften Nachfolgeregelung für die GasNZV sorgt für erhebliche Investitionsunsicherheit für zukünftige Biomethan-Projektvorhaben**

Ein wesentlicher Faktor, der die Wirtschaftlichkeit der Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz bestimmt, ist die Nähe der Anlage zum Erdgasnetz. Bis zum 31. Dezember 2025 gilt für Biomethananlagen der Netzzugang gemäß der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV). Netzbetreiber sind danach verpflichtet, nach bestandener technischer Prüfung vorrangig und ohne Verzögerung den Netzzugang für Transportkunden von Biogas zu ermöglichen. Die Kosten des Netzanschlusses trägt der Netzbetreiber mit 75 Prozent, der Anlagenbetreiber mit 25 Prozent. Bei einem Anschluss inklusive Leitung bis 1 km gelten maximal 250.000 Euro; bei Verbindungsleitungen über 10 Kilometer trägt der Anlagenbetreiber zusätzlich die Mehrkosten. Die vom Bundeskabinett verabschiedete Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) schafft eine Übergangslösung für Projekte, die sich bereits im Bau befinden [53], findet aber keine dauerhafte Nachfolgeregelung für die GasNZV. **Mangels klarer Regelungen zu Netzanschluss und Kostenteilung besteht für künftige Projekte eine erhebliche Investitionsunsicherheit. Bereits 2024 schätzten Marktakteure angesichts der bestehenden Unsicherheiten und des niedrigen THG-Quotenpreises die Umsetzung geplanter Projekte als eher unwahrscheinlich ein.** [54]

Tabelle 9 veranschaulicht beispielhaft die Kosten der Einzeleinspeisung einer Biogasanlage mit einem Biogas-Volumenstrom von 300 m<sup>3</sup>/h im Vergleich zu den Kosten einer einzelnen Anlage innerhalb eines Biogas-Clusters mit rund 16 Anlagen. Zwar entfallen beim Einzelanschluss die Aufwendungen für Rohbiogasübergabestation und Sammelleitung, dennoch erweist sich die gemeinsame Aufbereitung aufgrund der Skaleneffekte als deutlich kostengünstiger.



Kategorie	Netzanschluss konventionell*	Beispiel-BGA im Cluster*
Rohbiogasübergabestation	-	ca. 85 T€
Rohbiogasnetz	-	~ 355 T€**
Biogasaufbereitungsanlage	Mind. 1.500 T€	~ 330 T€***
Biogaseinspeiseanlage + Netzanschluss (< 1 km)	250 T€	~ 16 T€
<b>Gesamtkosten für Netzanschlussnehmer</b>	ca. 1,75 Mio. €	ca. 0,81 Mio. €
<b>Gesamtkosten inklusive Baunebenkosten (20 Prozent) für Netzanschlussnehmer</b>	ca. 2,1 Mio. €	ca. 0,97 Mio. €

Tabelle 9: Gegenüberstellung der Kosten für einen Netzanschluss als Einzelanlage vs. im Cluster (16 Anlagen) [52]

\* Biogas-Volumenstrom ~ 300 m<sup>3</sup>/h, \*\* ~ 37 km Rohrleitungslänge, \*\*\* Biogas-Volumenstrom ~ 2.600 m<sup>3</sup>/h

In dieser Gegenüberstellung nicht berücksichtigt werden unabhängig von der Clusterung gleichbleibende Investitionen wie die Kosten für eine Überholung der Bestandsanlage.

In den vergangenen Jahren ist ein deutlicher Anstieg von Cluster-Projektaktivitäten in Regionen mit hoher Vieh- und Biogasanlagendichte zu verzeichnen, insbesondere in Niedersachsen. In Süddeutschland ist hingegen weniger Projektaktivität zu vernehmen. [55] Die Landkreise mit der höchsten Biogasanlagendichte sowie dem höchsten technischen Rindergüllepotenzial in Baden-Württemberg sind Ravensburg (115 Anlagen) und Biberach (101 Anlagen) [12]. Diese Regionen bieten sich daher am ehesten für eine potenzielle Clusterung von Bestandsanlagen an.

Kostenkomponente	Kosten €/kg
Biogas	0,69
Strom	0,20
Energiesteuer	0,35 – 0,49
Investition	0,60 – 0,65
Instandhaltung	0,25
Betriebsführung	0,15
<b>Summe</b>	<b>2,24 - 2,43</b>

Tabelle 10: Kostenkomponenten der Bio-CNG Produktion am Hofgut Duelli nach Tabelle 4 [56]

**Eine Alternative zur Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz ist der Betrieb einer eigenen Hoftankstelle.** Voraussetzung hierfür ist die Sicherstellung (i) eines hohen



Wirtschaftsdüngeranteils, um das Erlöspotenzial im THG-Quotenmarkt auszuschöpfen und (ii) lokaler Abnehmer des Kraftstoffs (z.B. ein Fuhrpark). [49] Neben einer Einnahmequelle außerhalb des EEG eröffnet eine Hoftankstelle außerdem die Möglichkeit der Eigenversorgung mit Kraftstoff (vgl. Abschnitt 5.2).

### **Der Betrieb einer Hoftankstelle zur reinen Eigenversorgung wird nicht als wirtschaftlich tragbare Option bewertet**

Der ausschließliche Betrieb einer Hoftankstelle zur Eigenversorgung wird von Fachleuten in der Regel nicht als ökonomisch tragfähige Lösung eingeschätzt. Aufgrund des regional oftmals begrenzten Bedarfs an CNG empfehlen Experten zudem, lediglich einen Teilstrom des erzeugten Biogases für die Kraftstoffproduktion einzusetzen. [49] Hierfür etablieren sich containerbasierte Anlagenkonzepte, die eine Gasaufbereitung auch in kleinem Maßstab ermöglichen. Mit sinkenden Investitions- und Betriebskosten solcher Systeme könnte die Kraftstoffbereitstellung perspektivisch auch bei geringeren Absatzmengen wirtschaftlich realisierbar werden.

### **Das Pilotprojekt NEOBus verdeutlicht, wie sich eine Hoftankstelle durch Teilstromaufbereitung und Kooperation mit lokalen Abnehmern erfolgreich realisieren lässt**

Das Projekt NEOBus, gefördert vom Ministerium für Ernährung, ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg (MLR), zeigt, wie sich eine Hoftankstelle in der Praxis umsetzen lässt. Ein Teilstrom des produzierten Rohbiogases der Bestandsanlage am Hofgut Duelli wird zu Biomethan aufbereitet und vor Ort als Bio-CNG an der Hoftankstelle bereitgestellt. Neben der notwendigen Investition in die Biogasaufbereitung und die Tankstelle wurde außerdem der Substratinput auf einen höheren Wirtschaftsdüngeranteil umgestellt. Dieser Teil wird bilanziell als Kraftstoff vermarktet, um möglichst hohe THG-Quotenerlöse zu erreichen. Das restliche Rohbiogas erzeugt weiterhin Strom und Wärme für den Hof sowie benachbarte Gebäude. [57] Eine kontinuierliche Abnahmequelle existiert durch die Kooperation mit einem lokalen Busunternehmen und ermöglicht dadurch eine genaue Abstimmung der Biogasaufbereitung mit der in der Tankstelle abzugebenden Menge. [56] Die in Tabelle 10 dargestellten Erzeugungskosten pro Kilogramm Bio-CNG zeigen, dass neben den Kosten für das Rohbiogas und den getätigten Investitionen, die Energiesteuer der



drittgrößte Kostenpunkt ist. Bei einem Marktpreis für Bio-CNG von 1,50 Euro pro Kilogramm ist der Betreiber auf Erlöse aus dem THG-Quotenhandel angewiesen, um ein positives Betriebsergebnis zu erreichen. Aufgrund der Volatilität im THG-Quotenmarkt (vgl. Kapitel 3) ist die Investition in eine Hoftankstelle daher mit einem hohen Risiko behaftet. Für weitere Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen anhand von Beispielanlagen siehe [49] und [58]. Auch hier wird deutlich, dass ein wirtschaftlicher Betrieb ohne beträchtliche Quoteneinnahmen nicht möglich ist. Die im BImSchG-Entwurf vorgesehene Abschaffung der Doppelanrechnung erhöht die Unsicherheit hinsichtlich künftiger Quotenerlöse. Wie in Kapitel 3 dargestellt, lässt sich die Auswirkung dieser Maßnahme nicht eindeutig quantifizieren. Zwar sinkt dadurch der theoretisch erzielbare Maximalpreis, gleichzeitig könnte jedoch eine stärkere Nachfrage entstehen, da zur Quotenerfüllung künftig mehr fortschrittliche Biokraftstoffe benötigt werden.

## 5.2. Landwirtschaft als Kraftstoffnutzer

Der Einsatz von Biomethan als Kraftstoff in der Landwirtschaft wird anhand der Kriterien Technologie, Rohstoffeinsatz und Klimabilanz, Marktreife und Wirtschaftlichkeit bewertet.

### Technologie

#### **CNG-Traktoren sind technisch zuverlässig einsetzbar, während LNG-Traktoren aufgrund praktischer und ökologischer Nachteile keine Option für die Landwirtschaft darstellen**

Die volumetrische Energiedichte von CNG ist deutlich geringer als die von Dieselmotorkraftstoff (vgl. Kapitel 4). Um die Reichweite eines Dieselmotors zu erreichen, wäre ein vier- bis fünfmal größeres Tankvolumen erforderlich. In der Praxis lassen sich Speichermengen von bis zu 200 Kilogramm CNG realisieren, was jedoch lediglich 60 Prozent der Reichweite eines Dieselfahrzeugs (660 Liter Tankvolumen) entspricht. Bio-LNG bietet durch seine Verflüssigung bei  $-162\text{ °C}$  eine höhere Energiedichte und ermöglicht mit nur etwa zwei Dritteln mehr Tankvolumen eine dieselähnliche Reichweite. Auf den ersten Blick erscheint LNG daher als vorteilhafte Alternative für den Einsatz in schweren landwirtschaftlichen Maschinen. Allerdings erweist sich der praktische Einsatz von LNG in diesem Anwendungsbereich als problematisch. Landwirtschaftliche Großmaschinen, insbesondere Erntemaschinen, weisen ein charakteristisches Nutzungsprofil auf. Sie werden über wenige



Monate im Jahr sehr intensiv betrieben, verbleiben jedoch während der restlichen Zeit über längere Zeiträume ungenutzt. Durch die Erwärmung des verflüssigten Kraftstoffs bei längeren Standzeiten tritt der sogenannte Boil-Off-Effekt auf, bei dem Methan verdampft und über den notwendigen Druckausgleich aus dem Tank entweicht. Dies führt zu Energieverlusten und unerwünschten Methanemissionen, die sowohl die ökologische als auch die ökonomische Bilanz von LNG im landwirtschaftlichen Bereich verschlechtern. Aus diesem Grund müssen LNG-Tanks vor längeren Standzeiten geleert werden. Die technischen Anforderungen an die Handhabung von LNG sind wesentlich höher und schränken die Betriebssicherheit und die Nutzerfreundlichkeit im Vergleich zu CNG deutlich ein. [59] [60] Die Nutzung von LNG in schweren landwirtschaftlichen Maschinen wird von Experten des DBFZ und des Technologie- und Förderzentrums (TFZ) daher nicht als praktikable Option gesehen.

## **Rohstoffeinsatz und Klimabilanz**

### **Biomethan aus Reststoffen vermeidet Landnutzungsänderungen und trägt durch Kreislaufwirtschaft und Emissionsminderung zu einer positiven Klimabilanz bei**

Da die Produktion von Biomethan zur Kraftstoffnutzung aufgrund der aktuellen Regulatorik (vgl. Kapitel 3) zu 97 Prozent aus Abfällen und Reststoffen hergestellt wird [26], besteht keine Gefahr der Landnutzungsänderung. Die Nutzung von Reststoffen leistet einen Beitrag zur regionalen Kreislaufwirtschaft und trägt im Fall von Wirtschaftsdünger darüber hinaus zu einer Minderung der durch die offenen Düngerlagerung entstehenden Methanemissionen bei (vgl. Kapitel 4).

## **Marktreife**

### **Stand September 2025 existiert ein serienreifer Traktor mit CNG-Antrieb im mittelschweren Leistungsbereich – elektrisch betriebene Maschinen in diesem Leistungsbereich existieren nicht**

Aktuell gibt es einen Hersteller landwirtschaftlicher Maschinen, der CNG-Traktoren anbietet. Die kleinere Variante mit 180 PS befindet sich in Serienproduktion und ist verfügbar. Eine leistungsstärkere Version mit bis zu 270 PS wurde bereits auf Fachmessen präsentiert. Der Beginn der Serienproduktion ist hier für das Jahr 2026 vorgesehen. [61] Eine deutliche



Steigerung der Reichweite kann durch die Installation eines Range Extenders an der Fronthydraulik erreicht werden. Die Nutzung des Range Extenders schränkt jedoch die Einsatzmöglichkeiten des Traktors ein, da dadurch keine Geräte im Frontanbau mehr angebracht werden können. [62, 63] Ein weiterer Hersteller hatte den Start der Serienproduktion seines CNG-Traktors für 2026 angesetzt. Aufgrund finanzieller Schwierigkeiten wurde die Arbeit daran jedoch zunächst eingestellt. [64] Elektrische Traktoren sind in diesem Leistungssegment bislang nicht verfügbar. Derzeit erreichen marktreife Modelle lediglich eine Höchstleistung von etwa 70 bis 100 PS. [65]

### **Der Antrieb von Maschinen im schweren Leistungsbereich wird mit Biomethan voraussichtlich nicht umsetzbar sein**

In Expertengesprächen wurde deutlich, dass CNG für landwirtschaftliche Maschinen im schweren Leistungssegment aufgrund des hohen erforderlichen Tankvolumens nicht als praktikable Option betrachtet wird. Ebenso wird der Einsatz von LNG kritisch eingeschätzt, da sowohl die hohen Anforderungen an das Handling als auch die Kosten der Verflüssigung sowie potenzielle Methanemissionen wesentliche Hemmnisse darstellen.

### **Voraussetzung für die Nutzung von CNG in landwirtschaftlichen Betrieben ist eine nahegelegene oder eigene Tankstelle**

In Baden-Württemberg existieren aktuell 72 CNG-Tankstellen und 16 LNG-Tankstellen. Ein Großteil dieser Tankstellen bietet ausschließlich Bio-CNG/LNG an. [66] Deutschlandweit ist ein abnehmender Trend bei der Abdeckung mit CNG-Tankstellen zu beobachten. [67] Für landwirtschaftliche Betriebe ist es unwahrscheinlich, dass sich eine öffentliche Tankstelle in ausreichender Nähe befindet, um sie im täglichen Betrieb praktikabel nutzen zu können. Daher sind sie voraussichtlich auf eine eigene Hoftankstelle angewiesen. Dies setzt jedoch hohe Investitionen voraus und ist bei ausschließlicher Nutzung für den Eigenbedarf in der Regel nicht wirtschaftlich darstellbar (vgl. Abschnitt 5.1). Entsprechend müssen zusätzliche Abnehmer gewonnen werden, was mit einem erheblichen organisatorischen Aufwand verbunden ist, und die Kooperation lokaler Logistik- oder ÖPNV-Unternehmen voraussetzt.



## **Wirtschaftlichkeit**

Im Gegensatz zu anderen alternativen Kraftstoffen wie Biodiesel und HVO, handelt es sich bei Biomethan nicht um einen „Drop-In“ Kraftstoff. Die Umstellung auf Biomethan setzt dementsprechend die Neuanschaffung landwirtschaftlicher Maschinen voraus. Eine Umrüstung bestehender Maschinen wird von Experten nicht als Option gesehen. Biomethan-Traktoren sind aktuell ca. 20.000 Euro teurer als ein vergleichbarer Diesel-Traktor. [68] Ein Vergleich der Kraftstoffpreise zeigt, dass Bio-CNG trotz der ab 2026 wieder voll eingeführten Agrardieselmrückvergütung [69] mit umgerechnet ca. 0,12 €/kWh der günstigere Kraftstoff ist.

<b>Kraftstoff</b>	<b>Preis (€/Einheit)</b>	<b>Steuerliche Förderung</b>	<b>Preis inkl. Förderung (€/kWh)<sup>7</sup></b>
<b>Diesel</b>	Ca. 1,60 €/l	0,2148 €/l	Ca. 0,141 €/kWh
<b>Bio-CNG (öff. Tankstelle)</b>	Ca. 1,50-1,60 €/kg	-	Ca. 0,115-0,122 €/kWh

Tabelle 11: Kraftstoffpreise im Vergleich: Diesel und Bio-CNG. [69] [70] [71]

## **Biomethan bietet ökologisches und technisches Potenzial, kann wegen struktureller Hemmnisse nur begrenzten Beitrag zur Dekarbonisierung der Landwirtschaft leisten**

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Nutzung von Biomethan als Kraftstoff insbesondere mit Blick auf den eingesetzten Rohstoff und die Klimabilanz großes Potenzial hat. Im Gegensatz zu batterieelektrischen- und Wasserstoffantrieben existiert bereits ein serienreifes Angebot im mittleren Leistungsbereich. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit an CNG-Tankstellen und der mit dem Bau einer Hoftankstelle verbundenen Investitionskosten sowie der schwierigen Rahmenbedingungen wird der Einsatz von Bio-CNG nicht flächendeckend bzw. nur in Einzelfällen möglich sein. Der potenzielle Beitrag von Bio-CNG zur Dekarbonisierung des landwirtschaftlichen Verkehrs ist dadurch deutlich begrenzt.

---

<sup>7</sup> Annahmen zum Energiegehalt: Diesel 9,8 kWh/l, CNG 13,1 kWh/kg.



## 6. Einsatz in ÖPNV und Logistik

Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse ist die Elektrifizierung im Straßenverkehr grundsätzlich vorzuziehen. In ländlichen Regionen und bei langen Umlaufstrecken können hohe Batterieanforderungen, bergiges Gelände und begrenzte Netzanschlüsse die Umsetzung jedoch erschweren. Unter diesen Bedingungen können im ÖPNV Busse mit Bio-CNG als Übergangs- und Nischenlösung sinnvoll sein. Auch im Logistik- und Schwerlastverkehr, wo hohe Reichweiten und Nutzlasten die Elektrifizierung erschweren, kann Biomethan eine Brückenfunktion einnehmen. Darüber hinaus trägt der Einsatz von Biokraftstoffen aus regionalen Reststoffen und Wirtschaftsdüngern zur Stärkung lokaler Kreislaufwirtschaft und zur Schaffung von Synergien zwischen Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Verkehr bei. Zudem liefern Biogaskraftstoffe durch lokale Produktion einen wichtigen Beitrag zur Sicherung der Resilienz indem die Versorgungssicherheit vor Ort verbessert wird.

### **Der Bestand an CNG-Bussen und Lkw in Baden-Württemberg ist seit Jahren rückläufig**

Der Bestand an CNG-betriebenen Kraftomnibussen und Lastkraftwagen in Baden-Württemberg ist seit mehreren Jahren rückläufig (vgl. Abbildung 7). Besonders deutlich zeigt sich dieser Trend im Bereich der Kraftomnibusse, deren Anzahl zwischen 2014 und Januar 2025 um rund 82 Prozent zurückgegangen ist. Der Bestand an CNG-Zugmaschinen nahm zwischen 2018 und 2024 zunächst deutlich zu, verzeichnete jedoch ab Anfang 2025 wieder einen signifikanten Rückgang. [72] Für LNG-betriebene Fahrzeuge liegt bislang keine spezifische Statistik für Baden-Württemberg vor. Deutschlandweit wird der Bestand an Zugmaschinen und schweren Lkw (> 12 Tonnen zulässige Gesamtmasse) auf etwa 7.000 Fahrzeuge geschätzt. [73]

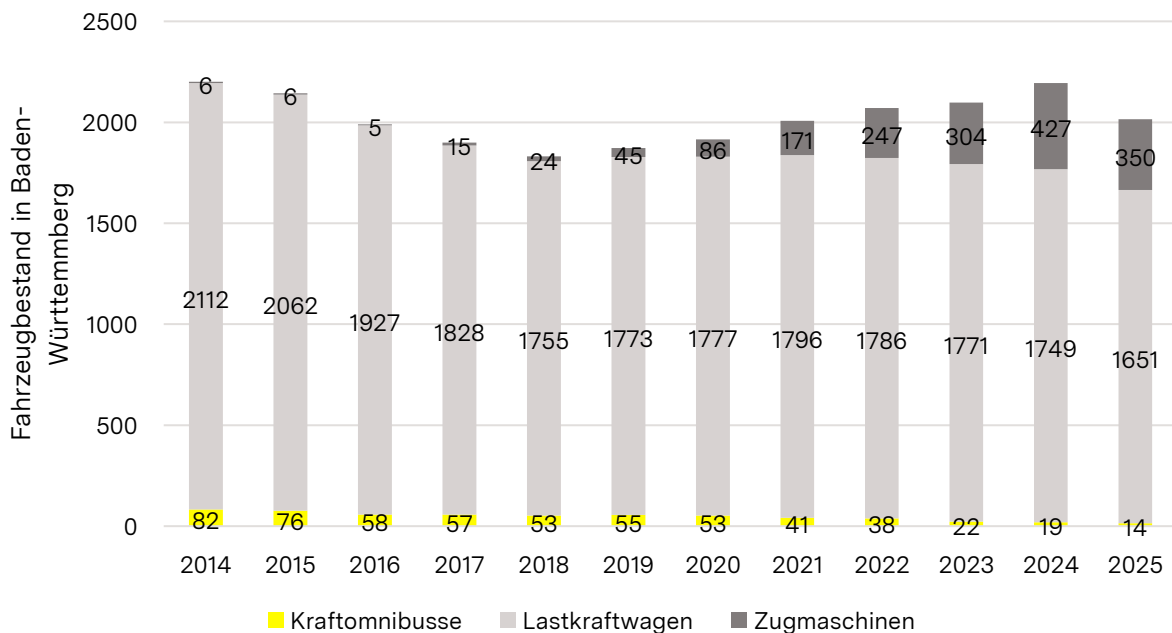


Abbildung 7: Bestand an Kraftfahrzeugen mit der Kraftstoffart CNG (einschl. bivalent) in Baden-Württemberg. [72]

Im Folgenden wird der Einsatz von CNG-Bussen und CNG/LNG-LKW anhand der Kriterien Technologie, Marktreife, Wirtschaftlichkeit und Klimabilanz beurteilt und auch der Vergleich zum batterieelektrischen Antrieb gezogen.

### **CNG-Busse erreichen Reichweiten von 450-600 km und eignen sich damit für viele ländliche ÖPNV-Strecken**

CNG-Busse erreichen Reichweiten von 450 bis 600 km und sind damit für viele ÖPNV-Strecken im ländlichen Raum geeignet. [74] [75] [56] Im Vergleich dazu erreichen elektrische Solobusse im Regionalverkehr nach aktuellem Stand dauerhaft mögliche Reichweiten (d.h. unter Berücksichtigung der Lebensdauer und Restspeicherfähigkeit der Batterie) von 250-300 km. Eine konservative Schätzung möglicher Reichweiten mit Batterien der nächsten Generation ergibt eine Reichweite von 350-400 km. [76] Die Reichweite der verschiedenen Antriebsalternativen im ländlichen Raum Baden-Württembergs wird maßgeblich durch die bergige Landschaft mit ihren zahlreichen Steigungen beeinflusst, die den Energieverbrauch zusätzlich steigern. Zudem kann die Anbindung an das Mittelspannungsnetz in ländlichen Gebieten mit hohen Investitionskosten verbunden oder durch fehlende Netzreserven limitiert



sein. [76] [77] Unter diesen Bedingungen können mit Bio-CNG betriebene Busse eine tragfähige Übergangs- und Nischenlösung darstellen.

### **CNG-Busse sind wirtschaftlich attraktiver als Elektrobusse und eignen sich als Übergangstechnologie, wobei Tankinfrastruktur kostenintensiv sein kann**

Die ökonomische Analyse des NEOBus-Projekts zeigt, dass CNG-Busse trotz leicht höherer Betriebskosten gegenüber Dieselnissen eine kostengünstigere Alternative zu Elektrofahrzeugen darstellen. Bei einem CNG-Preis von 1,50 Euro/kg ergeben sich über zehn Jahre Mehrkosten von rund 180.000 Euro im Vergleich zum Dieselnissen. Sinken die Kraftstoffpreise auf 1,10 Euro/kg, reduzieren sich die Mehrkosten auf lediglich etwa 54.000 Euro. Damit weisen CNG-Busse eine deutlich höhere Wirtschaftlichkeit als Elektrobusse auf und können als attraktive Übergangstechnologie im öffentlichen Verkehr gelten. In dieser Rechnung nicht berücksichtigt sind mögliche Kosten für den Bau der Tank- oder Ladeinfrastruktur.

Ein weiterer potenziell großer Kostenpunkt ist der Bau einer CNG-Tankstelle, sollte keine nahegelegene oder geeignete Tankstelle verfügbar sein, z.B. im Rahmen einer Kooperation mit einem Biogasanlagenbetreiber (vgl. Kapitel 5.1.2). Die Kosten für eine bustaugliche Tankstelle inklusive Gasspeicher liegen in der Größenordnung von 1 bis 1,5 Millionen Euro (Stand 2019) [78] und sind damit erst für größere Betriebshöfe wirtschaftlich tragbar.

### **Aktuell existieren keine spezifischen Förderprogramme für Biomethanbusse – eine technologieoffene Förderung im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 ist in Vorbereitung**

Baden-Württemberg ist eines der wenigen Bundesländer mit einer eigenen Linienbusförderung. Batterieelektrische und wasserstoffbetriebene Antriebe werden dabei gezielt unterstützt. Derzeit existiert kein spezifisches Programm zur Förderung von biomethanbetriebenen Bussen. Beihilferechtlich ist eine Förderung grundsätzlich nur für die umweltschutzbezogenen Investitionsmehrkosten im Vergleich zum Referenzstandard, in diesem Fall einem konventionellen Dieselnissen, möglich. Aufgrund der hohen Anschaffungskosten für Batterie- und Brennstoffzellenbusse fällt die mögliche Fördersumme in diesen Fällen entsprechend hoch aus. Im Gegensatz dazu ist der Preisunterschied bei



CNG-Bussen deutlich geringer. Verbrennerfahrzeuge, einschließlich gasbetriebener Varianten, werden aktuell unabhängig vom verwendeten Kraftstoff mit einem Festbetrag von 40.000 Euro gefördert, sofern ihre Anschaffung der Erweiterung des ÖPNV-Angebots oder der Ersatzbeschaffung von Fahrzeugen dient. [79]

Auf Bundesebene bestehen aktuell keine gesonderten Fördermechanismen für Biomethan-Busse. Busse, die zu 100 Prozent mit Biomethan betrieben werden, waren zunächst im Bundesförderprogramm für alternative Antriebe im ÖPNV förderfähig.<sup>8</sup> Mit der Novelle der Förderrichtlinie im Jahr 2024 wurde diese Möglichkeit jedoch gestrichen, sodass die Förderung seither ausschließlich auf batterieelektrische Fahrzeuge sowie Brennstoffzellentechnik fokussiert ist.<sup>9</sup> Im Gespräch mit einem Branchenvertreter wurde deutlich, dass ein Umstieg auf CNG-Busse ohne entsprechende Förderanreize nicht realistisch erscheint.

Im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung ist jedoch eine technologieoffene Förderung von Bussen mit alternativen Antrieben vorgesehen. Eine entsprechende Förderrichtlinie befindet sich derzeit in Erarbeitung und im Notifizierungsprozess bei der Europäischen Kommission. Nach aktuellem Stand soll diese sowohl Batterie- und Brennstoffzellenbusse als auch Batterieoberleitungsbusse und biomethanbetriebene Fahrzeuge umfassen. Für die Umsetzung der Richtlinie sind insgesamt Fördermittel in Höhe von 1,75 Milliarden Euro vorgesehen. [80]

### **Ein mit Bio-CNG (hergestellt aus Wirtschaftsdünger) betriebener Regionalbus weist im Vergleich zu alternativen Antrieben die günstigste Klimabilanz auf**

Abbildung 8 stellt die jährlichen THG-Emissionen (in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten, CO<sub>2</sub>eq) bei einer angenommenen Fahrleistung von 55.000 Kilometern für drei Fahrzeugtypen gegenüber: einen mit Bio-CNG betriebenen CNG-Bus, einen Diesibus (betrieben mit HVO oder fossilem Diesel) sowie einen Elektrobuss. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass der CNG-Bus die günstigste Klimabilanz aufweist. Ausschlaggebend hierfür ist die Emissionsgutschrift, die

---

<sup>8</sup> BAnz AT 17.09.2021 B6

<sup>9</sup> BAnz AT 26.06.2024 B5

Biogaskraftstoffen aus Wirtschaftsdünger angerechnet wird (vgl. Kapitel 133). Als Grundlage der Emissionsberechnung für den CNG-Bus wurden die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>eq-Emissionen des in Deutschland in Verkehr gebrachten Biomethans benutzt. Diese lagen 2023 bei -62,43 tCO<sub>2</sub>eq/TJ (vgl. Abbildung 2).

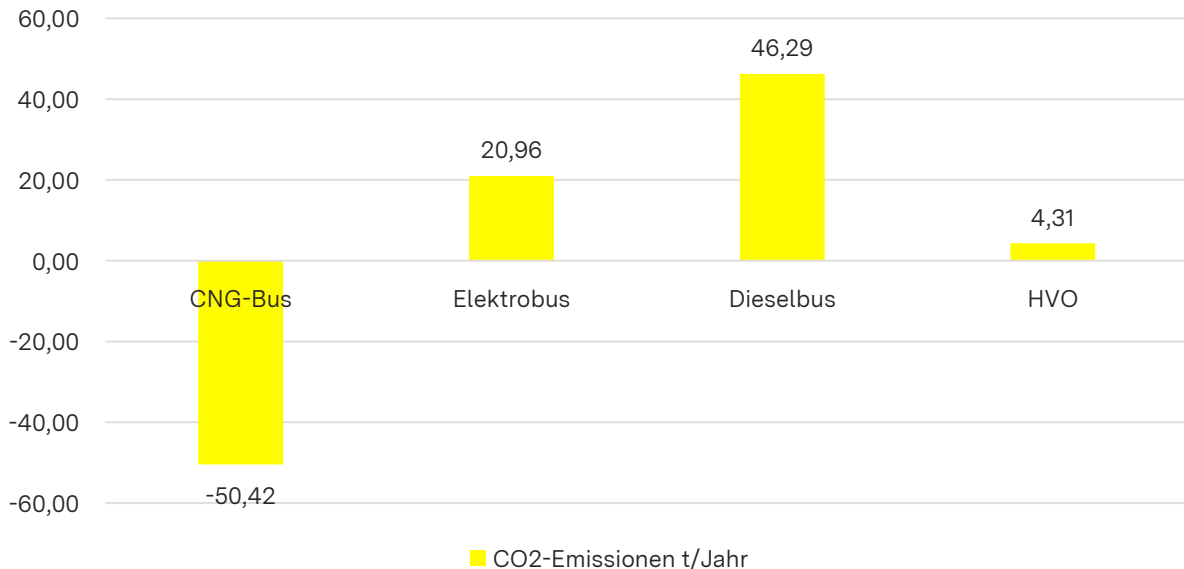


Abbildung 8: Darstellung der Well-to-Wheel Emissionen verschiedener Antriebs- und Kraftstoffoptionen. Getroffene Annahmen zu Verbrauch, Emissionen und Fahrleistung sind in Tabelle 13 in Anhang 1 hinterlegt.

### **CNG und LNG sind in Reichweite und Tankinfrastruktur unterschiedlich geeignet: LNG für Fernverkehr, CNG vor allem für den regionalen Einsatz**

Im Schwerlastverkehr ist die Anzahl der CNG- und LNG-Lkw insbesondere durch die Förderung der Anschaffung gasbetriebener Lkw und die bis 2023 geltende Mautbefreiung deutlich angestiegen. [81, 82] LNG-Fahrzeuge sind hinsichtlich ihrer Reichweite mit dieselbetriebenen Alternativen wettbewerbsfähig. [73] Die Tankstelleninfrastruktur für LNG-Lkw ist entlang der Hauptverkehrsrouten verfügbar. In Deutschland existieren derzeit rund 180 für Lkw geeignete LNG-Tankstellen, davon 16 in Baden-Württemberg, die ausschließlich Bio-LNG anbieten. CNG-Lkw eignen sich aufgrund ihrer geringeren Reichweite vor allem für den regionalen Verteilerverkehr. Zwar ist das CNG-Tankstellennetz insgesamt dichter ausgebaut, jedoch sind nicht alle Stationen für schwere Nutzfahrzeuge geeignet. [83] [84] In Baden-Württemberg wird an 72 CNG-Tankstellen ausschließlich Bio-CNG angeboten. [85]



### **Nutzfahrzeughersteller setzen primär auf batterieelektrische und Brennstoffzellenantriebe, CNG- und LNG-Lkw bleiben ein Nischenmarkt mit geringen Absatzprognosen**

Trotz dieser technologischen Einsatzfähigkeit rücken Gasantriebe in den Strategien der großen Hersteller zunehmend in den Hintergrund. In den vom Bundesministerium für Verkehr geführten Cleanroom-Gesprächen bestätigten die Hersteller eine klare Fokussierung auf batterieelektrische und brennstoffzellenbasierte Antriebe. Haupttreiber hierfür sind die europäischen CO<sub>2</sub>-Flottenzielwerte, die den Hochlauf emissionsfreier Antriebe begünstigen. Erdgas und Biogas werden hingegen nur von wenigen Herstellern als relevante Optionen zur Erreichung ihrer unternehmensspezifischen Klimaschutzziele betrachtet. Dazu zählen insbesondere Volvo und Iveco, die explizit Multiantriebsstrategien verfolgen. [86] [87] Nichtsdestotrotz haben sich die prognostizierten Absatzzahlen für Nutzfahrzeuge mit Erdgasantrieb in Deutschland von der Befragung 2022 zur Befragung 2024 für den Zeitraum 2026 bis 2033 von mittleren dreistelligen auf den unteren vierstelligen Bereich erhöht. Im Vergleich zu dem erwarteten Absatz von über 50.000 batterieelektrischen Lkw im Jahr 2033 wird jedoch deutlich, dass CNG- bzw. LNG-Lkw aus Sicht der Hersteller lediglich eine Nischenrolle einnehmen werden. [88] [89] [90]

### **Gasbetriebene Lkw waren durch Förderungen und Mautbefreiung wirtschaftlich, verlieren jedoch nach deren Wegfall deutlich an Attraktivität**

CNG- und LNG-Lkw waren bis 2023 von der Lkw-Maut befreit und zusätzlich galt eine reduzierte Energiesteuer auf Erdgas (vgl. Kapitel 3). Mit dem Auslaufen der Mautbefreiung, der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Komponente in der Lkw-Maut ab 2024 sowie der schrittweisen Erhöhung der Energiesteuer auf Erdgas verliert der Einsatz gasbetriebener Lkw jedoch erheblich an Wirtschaftlichkeit. Für Bio-CNG und Bio-LNG wird im Gegensatz zu fossilem Erdgas kein CO<sub>2</sub>-Preis im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes erhoben. [73] Dennoch ist aufgrund der von den Herstellern weiterhin niedrig prognostizierten Absatzzahlen, anders als bei batterieelektrischen Nutzfahrzeugen, nicht von sinkenden Anschaffungskosten auszugehen.



## **Lokale Biomethan-Potenziale können durch regionale Nutzung und langfristige Lieferverträge effizient für Klimaschutz und Versorgungssicherheit genutzt werden**

Aufgrund des begrenzten Produktionspotenzials von Biomethan und der langfristig hohen Konkurrenz durch andere Sektoren, in denen kosteneffizientere Klimaschutzoptionen fehlen, besteht die Sorge, dass ein Umstieg auf gasbetriebene Fahrzeuge zu einem Lock-in in einen kostenineffizienten Technologiepfad führen könnte. Dies würde potenziell zu gestrandeten Investitionen in Infrastruktur und Antriebstechnologien führen. [91] In dieser Argumentation bleibt jedoch unberücksichtigt, dass weiterhin unausgeschöpfte lokale Potenziale zur Herstellung von Biokraftstoffen bestehen (vgl. Abschnitt 5.1.1). Diese sollten nicht nur aus klimapolitischer Perspektive, sondern auch im Hinblick auf Resilienz und Versorgungssicherheit möglichst ausgeschöpft werden. Insbesondere kleinere Betreiber, für die sich eine Netzanbindung wirtschaftlich nicht realisieren lässt, sind auf lokale Abnehmer angewiesen. Langfristige Lieferverträge zwischen potenziellen Abnehmern im öffentlichen Personennahverkehr oder in der Logistik und den Anlagenbetreibern können hier einen Beitrag zur Investitionssicherheit leisten. Gleichzeitig reduzieren sie die Abhängigkeit von volatilen Kraftstoffmärkten und schaffen damit mehr Planungssicherheit.



## **7. Handlungsempfehlungen**

Es lassen sich verschiedene Handlungsfelder identifizieren, die die Nutzung des Potenzials von Produktion und Einsatz von Biogaskraftstoffen in Baden-Württemberg fördern können. Die maßgeblichen Rahmenbedingungen werden dabei wesentlich durch europäische Regulierungen bestimmt, insbesondere durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) sowie den Vorschlag der Europäischen Kommission zur Reform der Energiebesteuerung. Die konkrete Umsetzung dieser Richtlinien bzw. Vorschläge in deutschem Recht hat einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklungsmöglichkeiten des Sektors. Die Gestaltung und Unterstützung dieser regulatorischen Rahmenbedingungen ist dabei nicht nur für Biogaskraftstoffe, sondern für Biokraftstoffe insgesamt von entscheidender Bedeutung.

Neben der regulatorischen Ebene spielen auch lokale Maßnahmen eine entscheidende Rolle, um die Produktion von Biogaskraftstoffen unmittelbar zu fördern. Da es sich um die Erschließung komplexer neuer Geschäftsfelder mit hohen organisatorischen Anforderungen handelt, bedarf es insbesondere einer gezielten Unterstützung bei Koordination, Vernetzung und Um-setzung der Stakeholder durch das Land Baden-Württemberg. So lassen sich bestehende Hemmnisse wirksamer abbauen und regionale Potenziale für die Herstellung von Biogaskraftstoffen können umfassender ausgeschöpft werden.

### **7.1. EU-Ebene**

#### **[REG1] Reform der Energiebesteuerung basierend auf Energiegehalt und Klimabilanz (EU-Ebene / Bundesebene)**

Die Energiebesteuerung sollte nicht länger nach volumetrischen Kennzahlen erfolgen, sondern nach Energiegehalt und Klimabilanz. Biomethan würde dadurch aufgrund seiner Nachhaltigkeit steuerlich klar begünstigt und dessen Markthochlauf unterstützt.

Der Vorschlag 2021/0213(CNS) der EU-Kommission sieht vor, die Energiebesteuerung künftig am Energiegehalt und an der Klimabilanz der jeweiligen Produkte auszurichten. Während Erdgas und damit auch Biomethan nach dem deutschen Energiesteuergesetz bereits pro Energieeinheit besteuert wird, gilt dies für andere Kraftstoffe wie Diesel und Benzin bislang nicht (vgl. §2 EnergieStG). Nach Ansicht der Kommission führt dies zu einer Benachteiligung



erneuerbarer Kraftstoffe mit geringerer volumetrischer Dichte gegenüber fossilen Alternativen. [92] Für Biomethan ist insbesondere die stärkere Gewichtung der Klimabilanz relevant. Da Biomethan aus Abfall- und Reststoffen in die Kategorie der fortschrittlichen Biokraftstoffe gemäß RED II fällt, würde es nach dem Kommissionsvorschlag lediglich mit einem Mindeststeuersatz von 0,15 Euro pro Gigajoule belegt. [21] Dies würde eine deutliche wirtschaftliche Besserstellung biomethanbasierter Kraftstoffe ermöglichen und deren Markthochlauf beschleunigen. Die Bundesregierung sollte die rasche Verabschiedung des Kommissionsvorschlags und dessen Umsetzung unterstützen, um die Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan zu stärken und dessen Beitrag zur Emissionsminderung im Verkehrssektor zu erhöhen.

Der Koalitionsvertrag der Bundesregierung sieht neben der Wiedereinführung der Agrardieselmückvergütung auch eine Steuerbefreiung für alternative Kraftstoffe in der Landwirtschaft vor. [93] Dieses Vorhaben ist grundsätzlich als positiv zu bewerten, da es die Attraktivität alternativer Kraftstoffe in der Landwirtschaft erhöht. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Landwirtschaft nur einen geringen Anteil am Gesamtverbrauch von Biomethan ausmachen wird. Um nicht nur die Nutzung, sondern auch die Produktion von Biomethan-Kraftstoffen in der Landwirtschaft zu fördern, erscheint eine generelle Besteuerung auf Basis von Klimamerkmale, wie im Kommissionsvorschlag vorgesehen, zielführender. Dadurch könnte Biomethan auch für Fuhrparks und den öffentlichen Personennahverkehr wirtschaftlich attraktiver werden.

## 7.2. Einwirkung auf nationale Gesetze und Regulierungen

### **[REG2] Einsatz für eine Nachfolgeregelung der GasNZV (Bundesebene)**

Aufsetzen einer Nachfolgeregelung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zur Schaffung langfristiger Investitionssicherheit durch eine klar festgelegte Kostenteilung zwischen Anlagen- und Verteilnetzbetreibern beim Netzanschluss.

Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) regelt in Deutschland den Zugang zum Gasnetz, einschließlich der Einspeisung von Biomethan. Die spezifischen Regelungen der GasNZV laufen am 31. Dezember 2025 aus; für bereits bestehende Projekte ist eine Übergangsregelung angedacht. Der Netzzugang für Biomethan wird von der



Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen eines Feststellungsverfahrens neu geregelt. Die Ausgestaltung des Netzanschlusses, inklusive der in § 33 Absatz 1 GasNZV geregelten Kostenteilung, ist jedoch nicht Teil dieses Feststellungsverfahrens. Die Bundesnetzagentur verweist auf fehlende Kompetenz zur Neuregelung des § 33 GasNZV. Es sei zunächst eine gesetzliche Regelung notwendig. [90] Die Bundesregierung sollte daher zeitnah und spätestens zum Auslaufen der Übergangsregelung im Juni 2026 eine verbindliche Nachfolgeregelung schaffen. Ziel ist es, langfristige Rechts- und Planungssicherheit zu gewährleisten und Produzenten verlässliche Rahmenbedingungen zu bieten.

### **[REG3] Strengere Regeln zur Betrugsprävention bei Nachhaltigkeitsnachweisen (Bundesebene)**

Ein stabiler THG-Quotenpreis ist Voraussetzung für Planungs- und Investitionssicherheit und erfordert effektive Betrugsprävention (z.B. bei „Palm Oil Mill Effluent“ (POME)-basierten Kraftstoffen).

Ein wesentlicher Faktor für die Investitionssicherheit in der Biogaskraftstoffherstellung ist ein stabiler THG-Quotenpreis. Der aktuelle BImSchG-Entwurf sieht zwar Maßnahmen zur Betrugsprävention vor, diese werden jedoch als nicht ausreichend eingeschätzt. Um die Integrität des Systems zu stärken, sollten Vor-Ort-Kontrollen nicht nur an Produktionsanlagen für Kraftstoffe, sondern auch an Anlagen der Rohstoffherstellung möglich sein. Ergänzend bieten sich weitere Maßnahmen an, wie die Einführung von Obergrenzen für besonders risikobehaftete Rohstoffe sowie eine erweiterte Zertifizierungspflicht für diese Rohstoffe. Besonders risikobehaftete Rohstoffe sind Abwässer aus Palmölmühlen (engl.: Palm Oil Mill Effluent, POME), Altspeiseöle und -fette (engl.: Used Cooking Oil, UCO) sowie Zwischenfrüchte und Non-Food-Pflanzen, d.h. Pflanzen, die für andere Zwecke als den direkten menschlichen Verzehr angebaut werden, von stark degradierten Flächen. [26]



## 7.3. Lokale Maßnahmen

### **[LOK1] Kohärenz der Landwirtschafts- und Verkehrsstrategien des Landes (Landesebene)**

Die Strategien des Verkehrs- und des Landwirtschaftsministeriums zur Nutzung von Biogaskraftstoffen sollten besser aufeinander abgestimmt werden (z. B. bei Fördermaßnahmen).

Auf Landesebene sollten die Strategien der Verkehrs- und Landwirtschaftsministerien künftig stärker aufeinander abgestimmt werden. Während das Landwirtschaftsministerium mit dem Förderprogramm „Zukunft Biogas Plus“ im Jahr 2025 unter anderem die Herstellung von Biogaskraftstoffen unterstützt [6], wird der Einsatz dieser Kraftstoffe in Fahrzeugen wie z. B. biogasbetriebenen Linienbussen derzeit vom Verkehrsministerium nicht als emissionsarme Alternative gefördert. Eine Festbetrags-Förderung für Verbrennerfahrzeuge generell ist jedoch vorhanden. [75] Eine engere Abstimmung der Ressorts könnte langfristig dazu beitragen, die Nutzung von Biogaskraftstoffen entlang der Wertschöpfungskette zu fördern und potenzielle Synergien zwischen Produktion und Anwendung insbesondere im ländlichen Raum besser zu nutzen.

### **[LOK2] Bedarfs- und Kooperationsanalyse für den Einsatz von Biogas im ländlichen ÖPNV**

Durchführung einer systematischen Analyse und Erfassung des Bedarfs an Biogas im ländlichen ÖPNV, verbunden mit der Ermittlung des Interessensniveaus relevanter Akteure.

Die Durchführung einer systematischen Analyse und Erfassung des Bedarfs an Biogas im ländlichen ÖPNV stellt einen zentralen Schritt dar, um das Potenzial für den Einsatz von Biogas in ländlichen Busflotten realistisch einschätzen zu können. Dabei sollte nicht nur die absolute Nachfrage ermittelt, sondern auch das Interessen- und Motivationsniveau der relevanten Akteure auf der Produktionsseite untersucht werden.

Es wird vorgeschlagen, unter Federführung des WBO und des LAZBW sowie in enger Einbindung der kommunalen Vergabestellen, eine umfassende Analyse durchzuführen, um geeignete Kooperationsmöglichkeiten mit Betreibern von Biogasanlagen zu identifizieren und



zu bewerten. Insbesondere sollten Modelle priorisiert werden, die eine langfristige Zusammenarbeit zwischen ÖPNV-Unternehmen und Biogasanlagenbetreibern ermöglichen, um so die Planungs- und Investitionssicherheit für beide Seiten zu erhöhen.

### **[LOK3] Betreiberschulungen zur Reduktion von betriebsbedingten Methanemissionen (Landesebene)**

Schulungen durch das LAZBW können Betreiber für Methanemissionen sensibilisieren und durch gezielten Wissensaufbau dazu beitragen, betriebsbedingte Emissionen zu reduzieren.

Biogas- bzw. Biogasaufbereitungsanlagen unterliegen bereits einer Vielzahl von Verordnungen und technischen Regeln, die sowohl die Betriebssicherheit als auch den Emissionsschutz betreffen. Eine effektive Minderung von Emissionen hängt dabei nicht nur von technischen Maßnahmen ab, sondern auch vom Verhalten und Fachwissen der Betreiber (vgl. Kapitel 4). Durch gezielte Schulungen können Betreiber in die Lage versetzt werden, Risiken zu erkennen, Emissionsquellen zu identifizieren und Maßnahmen zur Reduktion wirksam umzusetzen. Es wird vorgeschlagen, dass das LAZBW (kostenfreie) Schulungen oder Online-Webinare anbietet, um praxisnahes Wissen zu vermitteln und einen breiten Teilnehmerkreis zu erreichen.

### **[LOK4] Beratungsangebote ausweiten (Landesebene)**

Die Erweiterung bestehender Beratungsangebote des LAZBW um Themenfelder relevant für die Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff (z.B. THG-Bilanzierung und Quotenhandel) verringert Einstiegshemmnisse.

Auf Betreiberseite erfordert die Erschließung neuer und komplexerer Geschäftsfelder wie die Biomethanaufbereitung und die Vermarktung als Kraftstoff eine hohe Bereitschaft, sich mit neuen Themen, Geschäfts- und Organisationsmodellen auseinanderzusetzen. Das LAZBW stellt bereits Beratungsangebote für Biogasanlagenbetreiber bereit. Eine gezielte Erweiterung dieses Angebots um Aspekte, die für die Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff relevant sind, sei es bilanziell über das Erdgasnetz oder über eine Hoftankstelle, kann dazu beitragen, bestehende Einstiegshemmnisse deutlich zu verringern. Dazu zählen insbesondere Themen



wie die Einspeisung ins Gasnetz, die Treibhausgasbilanzierung und -zertifizierung sowie der THG-Quotenhandel.

### **[LOK5] Unterstützung der Anlagenclusterung**

Unterstützung der Anlagenclusterung zur Biomethanherzeugung durch die Identifikation geeigneter Cluster-Standorte und regionaler Informationsveranstaltungen.

Durch die gezielte Identifizierung geeigneter Cluster-Standorte und die Organisation regionaler Informationsveranstaltungen kann die Anlagenclusterung für die Biomethanherzeugung effektiv unterstützt werden. Neben der Förderung von technischen Anlagen und dem Bau von Rohbiogasleitungen, wie sie beispielsweise durch das Programm "Zukunft Biogas Plus" des Ministeriums für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz (MLR) im Jahr 2025 umgesetzt wird, könnte das LAZBW auch die Identifizierung geeigneter Cluster-Standorte und den dazugehörigen Organisationsaufbau gezielt unterstützen. Durch lokale Informationsveranstaltungen in Gebieten mit hoher Biogasanlagendichte kann die Vernetzung der regionalen Akteure gefördert und die Zusammenarbeit zwischen ihnen gestärkt werden.



## Literaturverzeichnis

- [1] Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg, „Roadmap reFuels für Baden-Württemberg,“ 2022.
- [2] Land Baden-Württemberg, „Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.landesrecht-bw.de/bsbw/document/jlr-KlimaSchGBW2023rahmen>. [Zugriff am 8 September 2025].
- [3] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, „Emissionsbericht 2024. Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Baden-Württemberg,“ 2024.
- [4] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, „Landesstrategie Nachhaltige Bioökonomie. Fortschreibung für die Jahre 2025-2029,“ 2024.
- [5] „Biogasstrategie des Landes vorgestellt,“ 2023. [Online]. Available: <https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/biogasstrategie-des-landes-vorgestellt>.
- [6] Ministerium für Ernährung, Ländlichen Raum und Verbraucherschutz, „Zukunft Biogas Plus,“ [Online]. Available: <https://mlr.baden-wuerttemberg.de/de/unsere-themen/biooekonomie-und-innovation/foerderprogramme/zukunft-biogas-plus>. [Zugriff am 8 September 2025].
- [7] European Commission, „Biomethane,“ [Online]. Available: [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomethane_en). [Zugriff am 8 September 2025].
- [8] Landtag von Baden-Württemberg, „Drucksache 17/7248. Zukunftsperspektiven von Biogasanlagen in Baden-Württemberg,“ 2024.



- [9] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, „Energiebericht 2024,“ 2024.
- [10] Bundesgesetzblatt, „Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung,“ 2025.
- [11] J. Schürer, „Trotz Biomasse-Gesetz: Viele Biogasanlagen stehen weiter auf der Kippe,“ agrarheute, 2 Februar 2025. [Online]. Available: <https://www.agrarheute.com/energie/trotz-biomasse-gesetz-viele-biogasanlagen-stehen-kippe-632851>. [Zugriff am 8 September 2025].
- [12] J. Messner, H. Brandauer und C. S. Fuentes, „Aktuelle Situation der Biogaserzeugung in Baden-Württemberg,“ LAZBW, 2025.
- [13] FNR, „Gasausbeuten verschiedener Substrate (FM),“ [Online]. Available: <https://mediathek.fnr.de/gausausbeuten-verschiedener-substrate-fm.html>. [Zugriff am 8 September 2025].
- [14] FNR, „Themenportal Biogas. Stromerzeugung,“ [Online]. Available: <https://biogas.fnr.de/biogaz-nutzung/stromerzeugung>. [Zugriff am 8 September 2025].
- [15] N. Rensberg, V. Denysenko und J. Daniel-Gromke, „Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan. DBFZ-Report Nr. 50,“ DBFZ, Leipzig, 2023.
- [16] BMW, „Drei Wasserstoff-Projekte geben Gas mit Biogas,“ 21 Februar 2022. [Online]. Available: <https://www.energieforschung.de/de/aktuelles/news/2022/biomasse-start-wasserstoff-projekte-bmwk-kreislaufwirtschaft-wertschoepfung>. [Zugriff am 8 September 2025].



- [17] Plattform H2BW, „Wasserstoffbereitstellung aus Biomasse in Baden-Württemberg. Kurzanalyse der Technologieoptionen und Potenziale,“ Plattform H2BW, Stuttgart, 2022.
- [18] J. Daniel-Gromke, N. Rensberg, V. Denysenko, T. Barchmann, K. Oehmichen, M. Beil, W. Beyrich, B. Krautkremer, M. Trommler, T. Reinholz, Vollprecht, Jens und C. Rühr, „Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2020.
- [19] J. Artz und P. Ruff, „Normkonformität und Materialverträglichkeit alternativer Kraftstoffe,“ DEHEMA, Frankfurt am Main, 2023.
- [20] H. Eckel, E. Remmel, L. Frerichs, J. Hipp, Müller-Langer, Franziska und J. Schröder, „Verwendung erneuerbarer Antriebsenergien in landwirtschaftlichen Maschinen,“ KTBL, Darmstadt, 2023.
- [21] Europäische Kommission, „Überarbeitung der Richtlinie über die Energiebesteuerung: Fragen und Antworten (QANDA/21/3662),“ 2021.
- [22] BMUKN, „Referentenentwurf eines zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote,“ 19 Juni 2025. [Online]. Available: <https://www.bundesumweltministerium.de/gesetz/referentenentwurf-eines-zweiten-gesetzes-zur-weiterentwicklung-der-treibhausgasminderungs-quote>. [Zugriff am 29 September 2025].
- [23] S. Winter und M. Steinhau, „argus,“ 19 Juni 2025. [Online]. Available: <https://www.argusmedia.com/de/news-and-insights/latest-market-news/2701051-bmwe-legt-red-iii-entwurf-vor>. [Zugriff am 14 Oktober 2025].



- [24] B. Hülsemann, M. Paterson, J. Pertagnol, A. Kipp, P. Lang, V. van der Sanden und S. Zielonka, „BIOGAS PROGRESSIV - zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas). Schlussbericht zum Verbundvorhaben.“, KTBL, 2022.
- [25] M. Prussi, M. Yugo, L. De Prada, M. Padella und R. Edwards, „JEC Well-To-Wheels report v5“, Office of the European Union, Luxembourg, 2020.
- [26] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, „Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2023.“, Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, Bonn, 2024.
- [27] DBFZ, „Stellungnahme des DBFZ zum Entwurf eines zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der“, 2025.
- [28] E. Muntschick, „Von falschen Klimazertifikaten und Palmölschwindel. Bioenergiebranche unter Druck“, 5 April 2025. [Online]. Available: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/bioenergie-klimaneutralitat-100.html>. [Zugriff am 8 September 2025].
- [29] Agora Verkehrswende, „Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen“, 2019.
- [30] N. Dögnitz, H. Etzold und K. Naumann, „Marktanalyse und Treibhausgasquote für erneuerbares Methan im Verkehr: Fokusheft im Projekt Pilot-SBG“, DBFZ, Leipzig, 2023.
- [31] L. Knoll, T. Reinelt, T. Clauß, A. Vesenmaier und M. Reiser, „Verbundvorhaben ERA-NET Bioenergy: Bewertung und Minderung von Methanemissionen aus verschiedenen europäischen Biogasanlagenkonzepten (EvEmBi)“, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Universität Stuttgart, 2022.
- [32] R. Fendler, T. Hermann und M. Reuter, „Biogasanlagen. Sicherheitstechnische Aspekte und Umweltauswirkungen“, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2019.



- [33] Deutsche Umwelthilfe, „Methan-Lecks an Biogasanlagen und Klärwerken: Neue Messungen der Deutschen Umwelthilfe belegen unkontrolliertes Ausweichen von extrem schädlichem Klimagas,“ 14 April 2025. [Online]. Available: <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/methan-lecks-an-biogasanlagen-und-klaerwerken-neue-messungen-der-deutschen-umwelthilfe-belegen-unkon/>. [Zugriff am 24 September 2025].
- [34] V. Wechselberge, T. Reinelt, J. Yngvesson, D. Scharfy, C. Scheutz, M. Huber-Humer und M. Hrad, „Methane losses from different biogas plant technologies,“ Waste Management, Bd. 157, pp. 110-120, 2023.
- [35] O. Hurtig, M. Buffi, R. Besseau, N. Scarlet, C. Carbone und A. Agostini, „Mitigating biomethane losses in European biogas plants: A techno-economic assessment,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 210, pp. 115-187, 2025.
- [36] M. Buffi, O. Hurtig und N. Scarlet, „Methane emissions in the biogas and biomethane supply chains in the EU,“ Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2024.
- [37] DBFZ, Universität Stuttgart, Fachverband Biogas, „Hintergrundpapier – Methanemissionen an Biogasanlagen,“ Fachverband Biogas, Freising, 2020.
- [38] Bundesregierung, „Klimaschutzbericht 2025. Drucksache 21/1250,“ 2025.
- [39] D. Thrän, K. Müller, K. Günther, J. Zeddies und J. Schweinle, „Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen. Endbericht,“ DBFZ, Leipzig, 2010.
- [40] M. Wietschel, C. Moll, S. Oberle, B. Lux, S. Timmerberg, U. Neuling und N. Ashleybelbin, „Klimabilanz, Kosten und Potenziale verschiedener Kraftstoffarten und Antriebssysteme für Pkw und Lkw,“ Fraunhofer-Institut für System-und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2019.



- [41] F. Naegeli de Torres, J. Kalcher, T. Karras und F. Sittaro, „Biogene Abfälle und Reststoffe in Deutschland: technisches Biomassepotenzial auf Landkreisebene in Deutschland 2015-2020,“ 2024. [Online].
- [42] FNR, „Basisdaten Bioenergie Deutschland 2024,“ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow-Prüzen, 2023.
- [43] KTBL, „Faustzahlen für die Landwirtschaft,“ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt, 2018.
- [44] G. Reinhold, „Standpunkt zur Vergärung von Stroh in landwirtschaftlichen Biogasanlagen,“ <https://www.tlllr.de/www/daten/pflanzenproduktion/nawaro/biogas/gaer0412.pdf>, Jena, 2014.
- [45] N. Grösch, W. Zörner, C. Herrmann, C. Freydank, S. Altmann, C. Aeschebach, J. Kaun, U. Kilburg und R. Wagner, „Zukunftskonzept Koppelprodukte: Biogasproduktio aus Stroh, Mist und Co.,“ Technische Hochschule Ingolstadt, ATB Potsdam, C.A.R.M.E.N. e.V., 2022.
- [46] L. Wietschel, A. Thorenz und A. Tuma, „Rohstoffdatenbank Landwirtschaftlicher Reststoffe für Bayern und Baden-Württemberg,“ Zenodo, 2021.
- [47] DBFZ, KTBL, „Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung,“ FNR, Gülzow-Prüzen, 2016.
- [48] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, „Agrarstrukturerhebung. Entwicklung der Viehbestände seit 1950,“ [Online]. Available: [https://daten.statistik-bw.de/genesisonline/online?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1759182759633&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=41121\\_0008&auswahltext](https://daten.statistik-bw.de/genesisonline/online?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1759182759633&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=41121_0008&auswahltext). [Zugriff am 29 September 2025].



- [49] N. Grösch, T. Baldauf, C. Trox, A. Saidi, W. Zörner, V. Grüner, J. Häner, S. Mehnert, D. Baumkötter, E. Brüggling, C. Wetter, M. Glötzl, U. Kilburg, J. Kaun, R. Wagner und R. Vogt, „Biogas nach dem EEG - (wie) kann's weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreibende,“ Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V, ifeu Heidelberg, 2025.
- [50] M. Paterson, M. Dotzauer, P. Matschoss, N. Rensberg und B. Wern, „Auswertung von Post-EEG-Projekten. Schlussfolgerungen für die Biogas-Praxis,“ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL), Darmstadt, 2024.
- [51] F. Gökgöz, J. Liebetrau und M. Nelles, „Kombinierte Bereitstellung von Strom und Kraftstoff an Biogasanlagen - Wirtschaftlichkeit von Anschlusszenarien,“ Landtechnik, Bd. 75, Nr. 3, pp. 141-160, 2020.
- [52] K. Bär, C. Zeller, F. Mörs, F. Graf, A. Stockl, A. Lemmer, S. Rauh, D. Bonse, A. Bott, F. Knebel, M. Buck und J. Gorre, „Clustering von Biogasanlagen. Leitfaden für die Bereitstellung von Biomethan,“ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow-Prüzen, 2025.
- [53] BMW, „Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften,“ 2025.
- [54] K. Völler und T. Reinholz, „Branchenbarometer Biomethan 2024,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2024.
- [55] H. Neumann, „Biomethan: Clusterprojekte stark im Kommen,“ 2 August 2024. [Online]. Available: <https://www.topagrar.com/energie/news/biomethan-clusterprojekte-stark-im-kommen-20005748.html>. [Zugriff am 8 September 2025].



- [56] S. Genkinger, H. Bottenschein, C. Bühler, P. Duelli, L. Friedmann und A. Lemmer, „Abschlussbericht "NEOBus - negative Emission ÖPNV",“ 2025.
- [57] Plattform Erneuerbare Energien Baden-Württemberg, „Biogasanlage des Monats steht in Wilhelmsdorf-Pfrungen im Landkreis Ravensburg,“ 23 September 2024. [Online]. Available: [https://erneuerbare-bw.de/fileadmin/user\\_upload/pee/Startseite/Pressemitteilungen/PDF/2024/240923\\_PM\\_Biogasanlage\\_des\\_Monats.pdf](https://erneuerbare-bw.de/fileadmin/user_upload/pee/Startseite/Pressemitteilungen/PDF/2024/240923_PM_Biogasanlage_des_Monats.pdf). [Zugriff am 8 September 2025].
- [58] R. Ißler, „Biogasaufbereitung für Einspeisung und Tankstellenbetrieb,“ 7 Oktober 2021. [Online]. Available: [https://veranstaltungen.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Bioenergiedoerfer/5\\_Biogasaufbereitung\\_Robert\\_I%C3%9Fler\\_Abschlussveranstaltung\\_\\_final.pdf](https://veranstaltungen.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Bioenergiedoerfer/5_Biogasaufbereitung_Robert_I%C3%9Fler_Abschlussveranstaltung__final.pdf). [Zugriff am 8 September 2025].
- [59] K. Thuncke und E. Remmele, „Klimafreundliche Antriebe für Landmaschinen,“ Technologie- und Förderzentrum (TFZ), Straubing, 2021.
- [60] E. Holl, C. Müller, C. Staudt, F. Mörs, J. Schütte, G. Prato Fiorito, F. Pult, S. Becker, M. Geimer, F. Wohlfahrt und F. Pontzen, „Bereitstellung von methanbasierten Kraftstoffen aus biogenen Abfällen,“ gwf Gas + Energie, Bd. 9, 2022.
- [61] J. Paar, „New Holland Methan-Traktor T7.270 geht in den Feldeinsatz,“ 23 September 2024. [Online]. Available: <https://landwirt-media.com/new-holland-methan-traktor-t7-270-geht-in-den-feldeinsatz/>. [Zugriff am 24 September 2025].
- [62] agrarwelt, „Biogas-Traktor: Der T6.180 Methane Power von New Holland,“ agrarwelt, 2 Februar 2025. [Online]. Available: [https://www.agrarwelt.com/technik/traktoren/biogas-traktor-der-t6-180-methane-power-von-new-holland.html?utm\\_source=newsletter&utm\\_medium=email&utm\\_campaign=nl-20250217](https://www.agrarwelt.com/technik/traktoren/biogas-traktor-der-t6-180-methane-power-von-new-holland.html?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=nl-20250217). [Zugriff am 21 Oktober 2025].



- [63] New Holland, „New Holland T7.270 Methane Power ab sofort bestellbar,“ 23 September 2025. [Online]. Available: <https://agriculture.newholland.com/de-de/europe/die-new-holland-welt/news/2025/t7-270-methane-power-ab-sofort-bestellbar>. [Zugriff am 21 Oktober 2025].
- [64] J. Hutton, „Auga Group Halts Hybrid Tractor Project Amid Financial Struggles,“ 20 November 2024. [Online]. Available: <https://agritechinsights.com/index.php/2024/11/20/auga-group-halts-hybrid-tractor-project-amid-financial-struggles/>. [Zugriff am 24 September 2025].
- [65] R. Engeler und R. Hunger, „Elektrisch unterwegs: Marktübersicht zu Elektro-Traktoren,“ Landwirt, 23 April 2025. [Online]. Available: <https://landwirt-media.com/elektrisch-unterwegs-marktuebersicht-zu-elektro-traktoren/>. [Zugriff am 25 September 2025].
- [66] dena, „CNG- & LNG-Tankstellenkarte,“ [Online]. Available: <https://www.dena.de/biogaspartner/biomethan/einspeiseatlas-1/>. [Zugriff am 23 Oktober 2025].
- [67] BDEW, „Gasmobilität,“ 11 Juni 2025. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/gasmobilitaet/>. [Zugriff am 24 September 2025].
- [68] H. Eckel, L. Frerichs, J. Hipp, F. Müller-Langer und E. Remmele, „Verwendung erneuerbarer Antriebsenergien in landwirtschaftlichen Maschinen. Maßnahmenkatalog,“ Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt, 2024.
- [69] Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat, „Kurswechsel: Volle Agrardieselrückvergütung kommt zurück,“ 24 Juni 2025. [Online]. Available: <https://www.bmleh.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/053-agrardieselr%C3%BCckverg%C3%BCtung.html>. [Zugriff am 24 September 2025].



- [70] OG Clean Fuels, „Bio-CNG bleibt der günstige Kraftstoff,“ 5 März 2025. [Online]. Available: <https://ogcleanfuels.com/de/preise>. [Zugriff am 24 September 2025].
- [71] clever-tanken, [Online]. Available: [https://www.clever-tanken.de/tankstelle\\_liste?lat=48.7784484942412&lon=9.18001317865454&ort=70173+Stuttgart&spritsorte=8&r=25](https://www.clever-tanken.de/tankstelle_liste?lat=48.7784484942412&lon=9.18001317865454&ort=70173+Stuttgart&spritsorte=8&r=25). [Zugriff am 24 September 2025].
- [72] KBA, „Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen (FZ13),“ Kraftfahrt-Bundesamt, Flensburg, 2025.
- [73] M. Goering, „Erneuerbare Energieträger im Schwerlastverkehr. Factsheet,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2024.
- [74] MAN, „MAN Lion’s City G: Umweltfreundlichkeit in Reinkultur,“ [Online]. Available: [https://www.man.eu/de/de/bus/der-man-lion\\_s-city/gasantrieb/man-lion\\_s-city-g.html](https://www.man.eu/de/de/bus/der-man-lion_s-city/gasantrieb/man-lion_s-city-g.html). [Zugriff am 24 September 2025].
- [75] IVECO Kundencenter Ulm, „FlixBus setzt mit dem IVECO Crossway-Natural-Gas-Bus mit Bio-CNG auf eine nachhaltige Mobilitätslösung,“ 12 Juli 2021. [Online]. [Zugriff am 24 September 2025].
- [76] T. Knotte, A. Velasco, M. Reichmuth, L. Horbach, M. Ebert und P. Krause, „Vergleichende Studie zum Einsatz von Linienbussen mit alternativen Antrieben in Sachsen-Anhalt und deren spezifischer Infrastruktur zur Energieversorgung,“ Fraunhofer IVI, Leipziger Institut für Energie, 2024.
- [77] VDE Renewables GmbH, „Elektrifizierung von KMU-Busunternehmen. Grundsatzstudie,“ Alzenau, 2023.



- [78] M. Henneka, W. Köppel, K. Kröger und D. Gerstein, „Bewertung von Gasbussen für den öffentlichen Personennahverkehr und Vergleich mit Alternativkonzepten,“ DVGW, Bonn, 2019.
- [79] BWVM, „Linienbusse. Förderprogramme,“ [Online]. Available: <https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/service/foerderprogramme-und-aufrufe/linienbusse>. [Zugriff am 29 September 2025].
- [80] Bundesministerium für Verkehr, „Klimaschutz im Verkehr – Öffentlicher Verkehr,“ 31 Juni 2025. [Online]. Available: <https://www.bmv.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/Klimaschutz-im-Verkehr/klimaschutz-oeffentlicher-verkehr.html>. [Zugriff am 29 September 2025].
- [81] D. Heckler, S. Siegemund und N. Wendt, „Positionspapier zur Fortsetzung der Mautbefreiung für mit Erdgas und Biomethan betriebene Lkw,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2020.
- [82] Bundesregierung, „Klimaschutzbericht 2019. Drucksache 19/22180,“ 2020.
- [83] D. Gerstein, M. Sorayaei und P. L. Wagner, „Nachhaltiger Schwerlastverkehr. Hintergrundpapier,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2023.
- [84] dena, „Lkw-Tankstellen & -Ladestationen. Tankstellen für (Bio-)LNG in Deutschland,“ Februar 2025. [Online]. Available: <https://www.dena.de/plattform-nachhaltiger-schwerlastverkehr/karten/>. [Zugriff am 29 September 2025].
- [85] bdew, „Deutschlandkarte: Wasserstoff- und Biogasprojekte vor Ort finden,“ Juni 2025. [Online]. Available: [https://www.bdew.de/energie/erdgas/deutschlandkarte-wasserstoff-und-biogas\\_bdew/](https://www.bdew.de/energie/erdgas/deutschlandkarte-wasserstoff-und-biogas_bdew/). [Zugriff am 29 September 2025].
- [86] Iveco Group, „Iveco Group showcases its multi-energy strategy and launches innovative solutions at IAA Transportation 2024,“ 14 September 2024. [Online]. Available:



[https://www.ivecogroup.com/media/corporate\\_press\\_releases/2024/september/iveco\\_group\\_showcases\\_its\\_multi\\_energy\\_strategy\\_and\\_launches\\_innovative\\_solutions\\_at\\_iaa\\_transportation\\_2024](https://www.ivecogroup.com/media/corporate_press_releases/2024/september/iveco_group_showcases_its_multi_energy_strategy_and_launches_innovative_solutions_at_iaa_transportation_2024). [Zugriff am 24 September 2025].

- [87] Volvo Trucks Deutschland, „Gemeinsam in Richtung null Emissionen: Unser Weg zur Dekarbonisierung des Transports,“ 17 September 2024. [Online]. Available: <https://www.volvotrucks.de/de-de/news/magazine-online/2024/sep/towards-zero-emissions.html>. [Zugriff am 24 September 2025].
- [88] NOW GmbH, „Marktentwicklung klimafreundlicher Technologien im schweren Straßengüterverkehr,“ Berlin, 2024.
- [89] NOW GmbH, „Marktentwicklung klimafreundlicher Technologien im schweren Straßengüterverkehr. Auswertung der Cleanroom-Gespräche 2022 mit Nutzfahrzeugherstellern,“ Berlin, 2023.
- [90] F. Hacker, J. Le Corguillé, K. Göckeler, L. Minnich, L. Ziegler und T. Dolinga, „Elektrifizierung von schweren Nutzfahrzeugen und Aufbau von Ladeinfrastruktur – Entwicklungsperspektiven und Handlungsempfehlungen aus Sicht von Ladeinfrastruktur,“ Öko-Institut.
- [91] M. Mottschall, P. Kasten und F. Rodriguez, „Decarbonization of on-road freight transport and the role of LNG from a German perspective,“ International Council on Clean Transportation, Berlin, 2020.
- [92] Europäische Kommission, „Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (Neufassung). 2021/0213 (CNS),“ Brüssel, 2021.



- [93] CDU, CSU, SPD, „Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode,“ 2025.
- [94] Bundesnetzagentur, „Zweite Konsultation im Rahmen des Festlegungsverfahrens in Sachen Zugangsregelungen für Biogas - ZuBio,“ 2024.
- [95] Umweltbundesamt, „CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilowattstunde Strom 2024 gesunken,“ 9 April 2025. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-2024>. [Zugriff am 24 September 2025].

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Hauptprozessschritte bei der Produktion von Biogaskraftstoffen. [18] [16] [17] [15].....	12
Abbildung 2: Durchschnittliche Emissionen von in Deutschland in den Verkehr gebrachten Biokraftstoffen nach Kraftstoffart in Tonnen Kohlenstoffdioxidäquivalenten pro Terra Joule [tCO <sub>2</sub> eq/TJ] (Stand 2023). Nach Abbildung 36 [26].....	17
Abbildung 3: Standard-Treibhausgasemissionswerte gemäß RED II (nur Werte mit Abgasnachbehandlung). OG: Offene Gärrestlagerung; GG: Geschlossene Gärrestlagerung. Die gestrichelte Linie zeigt die Mindestminderung von Treibhausgasen gegenüber dem fossilen Referenzwert: 65 Prozent für Anlagen, die 2021 in Betrieb genommen wurden (§ 6 Biokraft-NachV). .....	21
Abbildung 4: Darstellung der Treibhausgasemissionen von Rindergülle nach Nutzungs- und Lagerart. [24].....	24
Abbildung 5: Darstellung des technischen Biomassepotenzials für Rindergülle (links) und Getreidestroh (rechts) auf Landkreisebene. [41].....	29
Abbildung 6: Biogas- und Methanerträge ausgewählter landwirtschaftlicher Substrate. [47]	30
Abbildung 7: Bestand an Kraftfahrzeugen mit der Kraftstoffart CNG (einschl. bivalent) in Baden-Württemberg. [72].....	42
Abbildung 8: Darstellung der Well-to-Wheel Emissionen verschiedener Antriebs- und Kraftstoffoptionen. Getroffene Annahmen zu Verbrauch, Emissionen und Fahrleistung sind in Tabelle 13 in Anhang 1 hinterlegt.....	45



## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Art und Anzahl von Biogasanlagen in Baden-Württemberg (Stand: 2024) [8] .....	8
Tabelle 2: EEG-Förderende der ersten Periode für Biogasanlagen in BW (Schätzung). [8].....	10
Tabelle 3: Wirkungsgrad und benötigter Speicher von CNG und LNG im Vergleich zu Dieselkraftstoff. [20] .....	13
Tabelle 4: Besteuerung nach Kraftstoffart. Darstellung der aktuellen deutschen Gesetzgebung im Vergleich zum Kommissionsvorschlag. [21].....	14
Tabelle 5: THG-Quote nach Kraftstoffkategorie (derzeitige Regelung vs. Referentenentwurf BImSchG).....	16
Tabelle 6: Hochrechnung der im EvEmBi-Projekt ermittelten Methan-Emissionsfaktoren auf den Anlagenbestand landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Deutschland je nach Anlagentyp und -komponente. [30] *Vor-Ort-Verstromung **Gesetzlich vorgeschriebener Maximalwert (Verfahren mit höheren Emissionen müssen eine Abgasnachbehandlung einsetzen).....	20
Tabelle 7: Maßnahmen zur Minderung von Methanemissionen an Biogasanlagen. [36].....	22
Tabelle 8: Technisches Biomassepotenzial aus Rindergülle und Getreidestroh. [40].....	31
Tabelle 9: Gegenüberstellung der Kosten für einen Netzanschluss als Einzelanlage vs. im Cluster (16 Anlagen) [51] * Biogas-Volumenstrom ~ 300 m <sup>3</sup> /h, ** ~ 37 km Rohrleitungslänge, *** Biogas-Volumenstrom ~ 2.600 m <sup>3</sup> /h.....	35
Tabelle 10: Kostenkomponenten der Bio-CNG Produktion am Hofgut Duelli nach Tabelle 4 [55] .....	35
Tabelle 11: Kraftstoffpreise im Vergleich: Diesel und Bio-CNG. [65] [66] [67].....	40
Tabelle 14: Global Warming Potential (GWP) von Methan über einen Zeitraum von 100 Jahren. Quellen: AR4, Table 2.14 ( <a href="https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4-wg1-chapter2-1.pdf">https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4-wg1-chapter2-1.pdf</a> ), AR5, Table 8.A.1 ( <a href="https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf">https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf</a> ), AR6, Table 7.15 (Chapter 7: The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity   Climate Change 2021: The Physical Science Basis).....	71
Tabelle 15: Inputdaten für den Emissionsvergleich in Abbildung 8: Darstellung der Well-to-Wheel Emissionen verschiedener Antriebs- und Kraftstoffoptionen. ....	71



## Abkürzungsverzeichnis

BAnz. Bundesanzeiger	(Forschungsprojekt)
BGA. Biogasanlage	FM. Frischmasse
BGAA. Biogasaufbereitungsanlage	GasNZV. Gasnetzzugangsverordnung
BHKW. Blockheizkraftwerk	GG. Geschlossene Gärrestlagerung
BImSchG. Bundes- Immissionsschutzgesetz	GJ. Gigajoule
BImSchV. Bundes- Immissionsschutzverordnung	HVO. Hydrotreated Vegetable Oil (hydriertes Pflanzenöl)
Bio-CNG. Biomethan in Form von komprimiertem Erdgas (Compressed Natural Gas)	kW. Kilowatt
Bio-LNG. Biomethan in Form von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas)	kWel. Kilowatt elektrisch
Biokraft-NachV. Biokraftstoff- Nachhaltigkeitsverordnung	LAZBW. Landesanstalt für Landwirtschaft, Ernährung und Ländlichen Raum Baden-Württemberg
Boil-Off-Effekt. Verdampfung von Flüssigerdgas (LNG) durch Erwärmung und Druckausgleich	LNG. Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
BW. Baden-Württemberg	LZBW. Landwirtschaftliches Zentrum Baden-Württemberg
CNG. Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas)	MWh. Megawattstunde
CO <sub>2</sub> . Kohlenstoffdioxid	MLR. Ministerium für Ernährung, Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg
CO <sub>2</sub> eq. Kohlendioxid-Äquivalent	NaWaRo. Nachwachsende Rohstoffe
DBFZ. Deutsches Biomasseforschungszentrum	Nm <sup>3</sup> . Normkubikmeter
EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz	OG. Offene Gärrestlagerung
EF. Emissionsfaktor	ÖPNV. Öffentlicher Personennahverkehr
EnWG. Energiewirtschaftsgesetz	POME. Palm Oil Mill Effluent (Abwasser aus Palmölmühlen)
EnergieStG. Energiesteuergesetz	RED. Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU)
EvEmBi. Evaluierung und Minderung von Methanemissionen aus europäischen Biogasanlagenkonzepten	RED II. Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001
	RED III. Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2023/2413
	t. Tonne(n)



TA Luft. Technische Anleitung zur  
Reinhaltung der Luft  
THG. Treibhausgas  
THG-Quote. Treibhausgasminderungs-  
Quote  
TJ. Terajoule  
tCO<sub>2</sub>eq/TJ. Tonnen  
Kohlendioxidäquivalent pro Terajoule  
TRAS 120. Technische Regel für  
Anlagensicherheit 120  
TRGS 529. Technische Regel für  
Gefahrstoffe 529  
UCO. Used Cooking Oil (Altspeiseöle und  
-fette)  
VOV. Vor-Ort-Verstromung  
WBO. Verband Baden-  
Württembergischer Omnibusunternehmen

## Anlagenverzeichnis

Zu diesem Dokument gehören folgende Anlagen:

- Anlage 1

### Anlage 1

Treibhausgas	IPCC AR4 (2007)	IPCC AR5 (2013)	IPCC AR6 (2021)
Kohlenstoffdioxid	1	1	1
Methan – Fossil	-	30	29,8
Methan – nicht-fossil	25	28	27

Tabelle 12: Global Warming Potential (GWP) von Methan über einen Zeitraum von 100 Jahren. Quellen: AR4, Table 2.14 (<https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4-wg1-chapter2-1.pdf>), AR5, Table 8.A.1 ([https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5\\_Chapter08\\_FINAL.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf)), AR6, Table 7.15 (Chapter 7: The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity | Climate Change 2021: The Physical Science Basis)

Vergleichsgröße	CNG-Bus	Elektrobus	Dieselbus	HVO
Fahrleistung [km/Jahr]	55000	55000	55000	55000
CO <sub>2</sub> -Emissionen [kg/kg] bzw. [kg/kWh] bzw. [kg/l]	-3,12	0,363	2,65	0,265
Verbrauch [kg/100 km] bzw. [kWh/100 km] bzw. [l/100 km]	29,38	105	31,76	29,6
CO <sub>2</sub> -Emissionen [kg/Jahr]	-50416,1	20963,25	46290,2	4314,2

Tabelle 13: Inputdaten für den Emissionsvergleich.