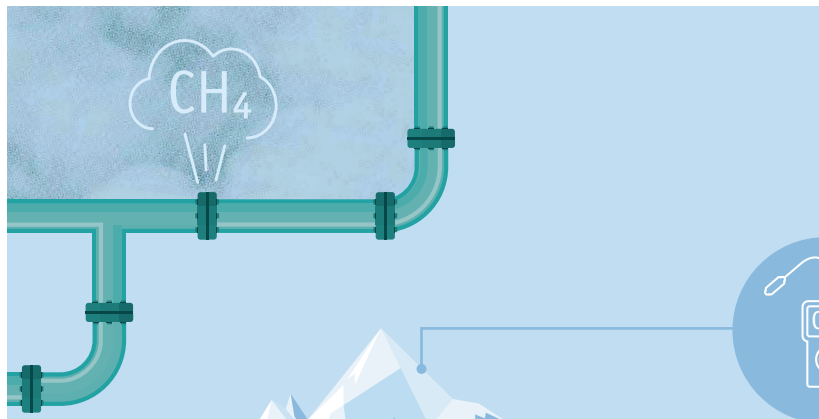




1%
TATSÄCHLICH GEMESSEN



19%
MESSUNGEN BEHAUPTET



50%
KEINE MESSUNGEN



29%
KEIN BERICHT EINGEREICHT

Methanverordnung:

Emissionsberichte für Deutschland

Auswertung der Berichtsjahre 2024 und 2025



Die EU-Methanverordnung verpflichtet erstmals **Betreiber von Öl- und Gasinfrastruktur** in Deutschland, ihre Methanemissionen genau zu erfassen, zu berichten und öffentlich zugänglich zu machen.¹ Mit anderen Worten sollte transparent gemacht werden, wie dicht die Infrastruktur ist und wie viel Gas dabei ungenutzt in die Atmosphäre entweicht, statt beim Verbraucher anzukommen – und so zusätzlich zum Klimawandel beiträgt. Diese Berichte spielen eine zentrale Rolle als Grundlage für die nationale Methanberichterstattung und Minderungsmaßnahmen.

Tatsächlich wurden die Berichte entgegen den Vorgaben der Methanverordnung nicht veröffentlicht. Durch Umweltinformationsanfragen hat die Deutsche Umwelthilfe (DUH) jedoch Zugriff erhalten. Die Auswertung zeichnet ein klares Bild: Die Berichterstattung ist in der Praxis **unvollständig, fehlerhaft und intransparent**. Diese Analyse erfasst die ersten zwei Berichtswellen: Schätzberichte für das Geschäftsjahr 2024 und dann für das Geschäftsjahr 2025 erstmals eine **messbasierte Erfassung von Methanemissionen an der Quelle**.

Das Fazit ist ernüchternd: Für 2024 **fehlt** rund **ein Drittel der Berichte** vollständig. Auch 2025 bleibt die Situation trotz höherer Einreichungsquote unzureichend – erneut **fehlt mehr als ein Viertel der Berichte**. Weder wurden alle Berichte fristgerecht und vollständig vorgelegt, noch bilden die eingereichten Unterlagen die Methanemissionen verlässlich ab, da sie erhebliche methodische Mängel aufweisen.

Besonders gravierend ist die in der Breite fehlende Umsetzung von Messungen für das vergangene Jahr. Weniger als ein Dutzend Betreiber legen nachvollziehbar dar, tatsächlich Messungen durchgeführt zu haben. Stattdessen verweisen insbesondere Verteilnetzbetreiber flächendeckend auf **DVGW-Emissionsfaktoren (ME D50, 2022)**, anstatt reale Emissionen durch Messverfahren an der eigenen Infrastruktur zu quantifizieren. Die gesetzliche Vorschrift, eine messbasierte Datengrundlage zu schaffen, wird so faktisch unterlaufen.

Neue Berichtspflichten durch die EU-Methanverordnung

Nach Art. 12 der EU-Methanverordnung mussten Öl- und Gasinfrastrukturbetreiber spätestens bis **zum 5. August 2025** den zuständigen Behörden einen Bericht zur **Quantifizierung quellenbezogener Methanemissionen** vorlegen. Davon betroffen sind Betreiber von Verteilnetzen, Fernnetzen, Gasspeichern, Öl- und Gasförderung, sowie FSRUs (LNG-Terminals) – also alle in Deutschland ansässigen Betreiber, die unter die Methanverordnung fallen.² Für die ersten beiden Berichtswellen war das UBA die Kontaktstelle und mit der Sammlung der Berichte und Weitergabe an die EU-Kommission betraut. Die eigentliche Zuständigkeit für die Veröffentlichung lag aber bei den zuständigen Landesbehörden, die jedoch in den meisten Bundesländern bisher nicht benannt sind. Somit ist die Veröffentlichung ausgeblieben, obwohl die Methanverordnung dies spätestens bis drei Monate nach Frist vorschreibt.

Die Quantifizierung musste für die ersten Berichte mindestens auf Basis **generischer Emissionsfaktoren** für alle Emissionsquellen erfolgen, das heißt begründete Literaturwerte. Bis zum Erlass der einschlägigen Durchführungsrechtsakte sollen Betreiber die technischen Leitfäden und Berichtsvorlagen der OGMP 2.0 nutzen – einem etablierten Methanberichtsrahmen, bei dem viele Unternehmen selbst Mitglied sind.

Die ersten Methanberichte nach der EU-Methanverordnung sind bewusst als niedrigschwelliger Einstieg in die dreistufigen MRV-Pflichten (Messen, Berichten and Verifikation) angelegt: Zuerst reicht eine quellenbezogene Schätzung mindestens auf Basis generischer Emissionsfaktoren. Danach folgen **schrittweise strengere Anforderungen**: erst quellenspezifische Quantifizierung mit Messdaten (Bis 5. Februar 2026), später zusätzlich Messungen auf Standortebene (Für 2027).

Der Aufwand für diese erste Stufe war dabei gering. Die Betreiber mussten lediglich ein Inventar der Anlagen und Komponenten zusammenstellen, generische Emissionsfaktoren pro Komponente bzw. Quelle ansetzen und transparent für das Berichtsjahr 2024 dokumentieren. Bis Februar 2026 mussten Betreiber Methanberichte für das Berichtsjahr 2025 vorlegen. Für diese zweite Berichtswelle gelten bereits verschärfte Anforderungen. Insbesondere steht hier die **messbasierte Erfassung von Methanemissionen auf Quellenebene** im Mittelpunkt. Betreiber sind

hier allerdings nicht verpflichtet, Messungen an allen inventarisierten Komponenten durchzuführen, sondern generische Emissionsfaktoren durch Emissionsfaktoren auf Basis von repräsentativen Messungen an der eigenen Infrastruktur zu ersetzen. Diese müssen dokumentiert und so aufbereitet werden, dass sie nachvollziehbar und überprüfbar sind.

Ziel ist es, die Schätzungen schrittweise durch reale Messdaten zu ersetzen und damit die Datenqualität, Vergleichbarkeit und Transparenz der Berichterstattung deutlich zu erhöhen. Das ist essenziell, da die Methanemissionen, die die fossile Industrie verursacht, laut IEA in deren Berichterstattung immer noch um 80 Prozent unterschätzt werden.³

Wie schneiden verschiedene Infrastrukturbetreiber ab?

Von den etwa 800 von der Methanverordnung betroffenen Betreibern haben 535 ihre Berichte in der ersten Welle und 569 in der zweiten Welle eingereicht.⁴ Klar ist: hier fehlen die Daten zahlreicher Betreiber. Während für das Geschäftsjahr 2024 lediglich ca. 67 Prozent der Betreiber ihren Berichtspflichten nachgekommen sind, wurden für das Jahr 2025 ca. 71 Prozent der vorgeschriebenen Berichte eingereicht.⁵ Dieser Anstieg ergibt sich aus einem kleinen Zuwachs der Gasnetzbetreibern, der mit Abstand größten Gruppe unter den Infrastrukturbetreibern. Bei LNG-Terminalbetreibern hat sich das Bild indes verschlechtert.



Berichtsjahr 2024 (Schätzbericht) ⁶	Berichtsjahr 2025 (Messbericht) ⁷
Gasnetzbetreiber (Verteilnetz und Fernnetz)	
Von den über 700 Gasnetzbetreibern haben 489 ihre Berichte eingereicht. Das entspricht etwa 68 Prozent der im Marktstammregister gemeldeten Betreiber. ⁸	Von den über 700 Gasnetzbetreibern haben 532 ihre Berichte eingereicht. Das entspricht etwa 74 Prozent der im Marktstammregister gemeldeten Betreiber. Jedoch haben lediglich einige Fernnetzbetreiber überhaupt nachvollziehbar Messungen durchgeführt.
FSRUs (Schwimmende LNG-Terminals)	
Nur die Betreiber der FSRUs Höegh Esperanza (Wilhelmshaven) und Hoegh Gannet (Brunsbüttel) haben Berichte eingereicht. Die FSRUs Neptune und Energos Power (Rügen) sind ihren Pflichten nicht nachgekommen.	In dem Datensatz für 2025, den die DUH auf Basis des Umweltinformationsgesetzes vom Umweltbundesamt erhalten hatte, war kein Bericht eines deutschen LNG-Terminals enthalten. ⁹
Gasspeicher	
16 von 28 Speicherbetrieben haben Emissionsberichte eingereicht. ¹⁰	17 von 28 Speicherbetrieben haben Emissionsberichte eingereicht. Nur ein Speicherbetreiber hat nachvollziehbar gemessen.
Gas & Ölproduzenten	
Sieben von neun Betreibern haben Berichte für die von ihnen betriebenen Anlagen eingereicht. Nur 5P, sowie NAFTA haben keine Berichte eingereicht. Jedoch fehlen selbst in den Berichten großer Betreiber wie dem amerikanischen Milliardenkonzern ExxonMobil wichtige Pflichtangaben. ¹¹	Nur sechs der acht Betreiber haben ihre Berichte eingereicht. Hier wurde nicht nachvollziehbar gemessen. ¹²

Gibt es Unterschiede zwischen den Bundesländern?

Die über 700 in Deutschland tätigen Gasnetzbetreiber sind flächendeckend im gesamten Bundesgebiet verteilt. Anhand dieser Betreiberkategorie lässt sich also ein grober Vergleich zwischen verschiedenen Bundesländern ziehen.

Insgesamt zeigt die Analyse: Es gibt in allen Bundesländern erhebliche Lücken. Gleichzeitig bestehen große Unterschiede zwischen den Bundesländern. Während für das Berichtsjahr 2024 in Schleswig-Holstein nur knapp die Hälfte der Gasnetzbetreiber Methanemissionen berichtet, berichteten in Thüringen 93 Prozent ihre Emissionen.

Die Abdeckung eingereichter Berichte von Verteilnetzbetreibern zeigt eine **klar steigende Tendenz** vom Berichtsjahr 2024 auf 2025. Viele Bundesländer konnten die Einreichungsquote verbessern. Besonders hervorzuheben ist Schleswig-Holstein, wo noch die Hälfte der Berichte für 2024 fehlte, für 2025 aber starke Zugewinne zu verzeichnen sind. Trotz der positiven Entwicklung bleiben die bestehenden Lücken kritisch und sind angesichts der schrittweisen und bereits seit Jahren erwarteten Einführung der neuen Berichtspflichten nicht zu rechtfertigen. Bayern, Rheinland-Pfalz und Mecklenburg-Vorpommern, die bislang keine zuständigen Behörden benannt haben, stechen besonders negativ hervor: Die Berichterstattungsquote stagniert auf niedrigem Niveau oder ist sogar rückläufig.

Ein Grund für diese durchwachsene Bilanz ist sicherlich auch die Versäumnis mehrerer Bundesländer, über ein Jahr nach Ablauf der entsprechenden Frist **immer noch keine zuständige Behörde für die Überwachung der Betreiber** benannt zu haben. Die bloße Benennung von Behörden ist dabei nicht genug. Es braucht zudem personelle und fachliche Kapazitäten für eine wirksame Umsetzung und Kontrolle der Methanverordnung. Ebenso wurde immer

noch kein Rahmen für die vorgesehenen Strafen und Sanktionen verabschiedet. Zahlreiche positive Beispiele in den eingereichten Berichten zeigen dabei aber, dass eine rechtskonforme Umsetzung der neuen Berichtspflichten jetzt bereits möglich ist. **Viele Betreiber weigern sich bislang schlicht, ihren neuen Pflichten nachzukommen** und tragen dafür keinerlei Konsequenzen.

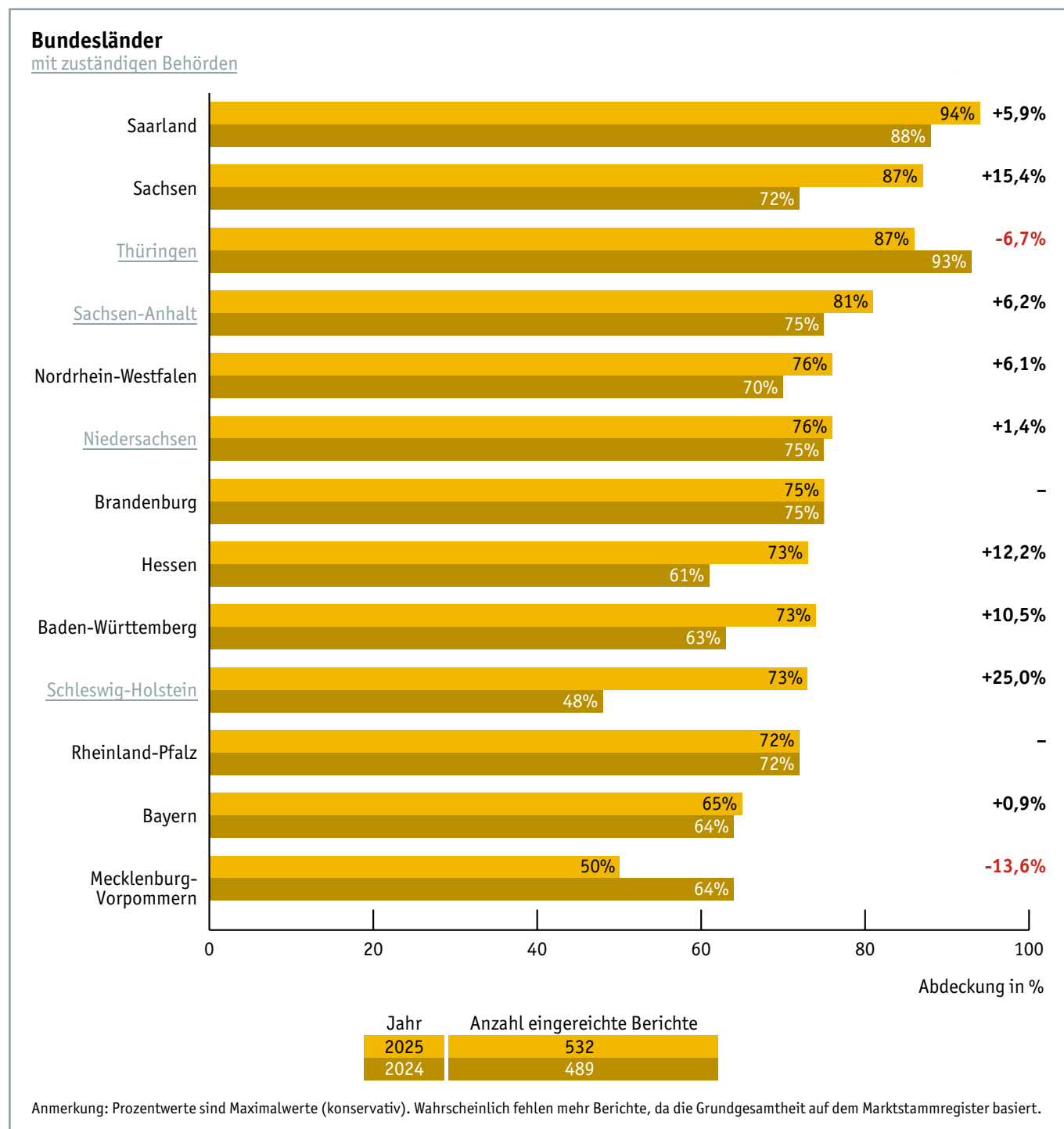


Abbildung 1: Veränderung eingereicherter Berichte der Verteilnetzbetreiber zwischen 2024 und 2025 nach Bundesland

Systematische Defizite in den eingereichten Berichten

Selbst bei den eingereichten Berichten ist die Qualität häufig unzureichend: Die bloße Berichtsabgabe genügt nicht. Die Angaben müssen vollständig, methodisch fundiert und entsprechend der Vorgaben ausgestaltet sein, um die Berichte für die zuständigen Behörden, die EU-Kommission und die Öffentlichkeit lesbar zu machen und damit Transparenz herzustellen. Die eingereichten Berichte weisen jedoch wiederkehrende systematische Mängel auf, die den Anforderungen der Methanverordnung widersprechen und die Validität der Emissionsangaben erheblich einschränken.

Fehlende Standortinformationen (2024 und 2025)

Die Methanverordnung schreibt ausdrücklich vor, dass **Standorte eindeutig identifizierbar** sein müssen. In der Praxis wird diese Anforderung jedoch regelmäßig verfehlt: In den eingereichten Excel-Templates fehlen oft selbst grundlegende Angaben wie der Name des Betreibers und grobe Standortdaten (z. B. GPS-Koordinaten).

Auch grundlegende Informationen – etwa zur Netzlänge, Komponenten oder zur Zusammensetzung der betriebenen Anlagen – werden nur in Ausnahmefällen transparent und nachvollziehbar aufgeschlüsselt. In vielen Fällen bleiben die berichteten Assets somit völlig unbestimmt, geschweige denn einzelne Emissionsquellen. Damit fehlt eine wesentliche Voraussetzung, um Methanemissionen zwischen Betreibern deutschland- und europaweit vergleichbar zu machen. Genau diese Vergleichbarkeit ist jedoch ein Kernziel der Verordnung.

Fehlende Emissionsfaktoren und Aktivitätsfaktoren, sowie Quantifizierungsmethodik (2024 und 2025)

Die Auswertung zeigt erhebliche Compliance-Defizite bei den Emissionsdaten. Besonders gravierend ist das Fehlen von **Emissionsfaktoren (EF)** und **Aktivitätsfaktoren (AF)**. Emissionsfaktoren geben an, wie viel Methan typischerweise für eine gegebene Nutzungseinheit emittiert wird, während Aktivitätsfaktoren die tatsächliche Nutzung oder den Umfang dieser Quellen beschreiben (z. B. Anzahl von Komponenten, Leckagen, Kilometeranzahl oder Betriebsstunden). Erst das Zusammenspiel beider Größen ermöglicht die Berechnung der Emissionen: Die Gesamtemissionen einer Komponente bzw. Infrastruktur ergeben sich aus einer Multiplikation des EF mit dem AF. Ohne diese Angaben bleibt unklar, wie die berichteten Werte zustande kommen – eine unabhängige Prüfung oder ein Vergleich zwischen Betreibern ist damit faktisch unmöglich. Teils fehlen sogar Einheiten, oder Emissionen werden ohne Begründung mit Null angegeben.

Auch bei der **Methodologie** bestehen systematische Mängel. Die Verordnung verlangt eine transparente Darstellung, wie Emissionen berechnet wurden – also auf welche Literaturquellen Bezug genommen wird bzw. welche Annahmen getroffen wurden, um einen bestimmten Emissionsfaktor zu erhalten. In vielen Berichten fehlen diese Informationen jedoch vollständig oder bleiben so vage, dass die Herleitung der Emissionswerte nicht nachvollzogen werden kann. Bei denjenigen Verteilnetzbetreibern, die überhaupt Quellen angeben, wird meist einfach auf „ME DSO“ verwiesen, eine DVGW-Publikation von 2022, ohne jedoch klarzumachen welcher Emissionsfaktor genau gemeint ist.

Fehlende Angaben zu Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren, Berechnungsmethoden oder sogar fehlende Einheiten machen viele Quantifizierungen letztlich unbrauchbar und untergraben die Wirksamkeit der Berichterstattung als Grundlage behördlicher und öffentlicher Kontrolle.



Fehlende oder nicht nachvollziehbare Messungen (2025)

Die Analyse für die Berichtsemissionen für das Jahr 2025 zeigt erhebliche **Defizite** bei der Umsetzung und Offenlegung von **Messtandards**. Nach unserer Analyse berichteten etwa 70 Prozent der Betreiber weiterhin, als ob noch die Anforderungen für die 2024-Berichte gelten würden und ignorieren die Pflicht, eigene Messungen durchzuführen gänzlich. Doch selbst bei 155 der 162 Betreiber, die mindestens teilweise eigene Messungen angeben, fehlt es an der notwendigen methodischen Transparenz, wie überhaupt gemessen wurde. Das ist jedoch zentral, um die Berechnung der Methanemissionen nachvollziehen und valide prüfen zu können. Nur sieben Betreiber dokumentieren nachvollziehbar wirklich zu messen (sechs Fernnetzbetreiber und ein Speicherbetreiber).

Ein messbasierter Ansatz wird meist lediglich behauptet, ohne die zugrunde liegende Methodik offenzulegen. Konkrete Angaben zu Messtechniken wie beispielsweise High-Flow Sampling (HFS) oder Flammenionisationsdetektormessungen (FID) und die jeweilige Messunsicherheit fehlen vielfach vollständig. Stattdessen bleiben die Angaben vage („Monitoring“, „Messung“) oder werden gar nicht gemacht, wodurch eine unabhängige Prüfung unmöglich wird. Dieses Muster tritt besonders bei Öl- und Gasproduzenten wiederholt auf – also genau dort, wo Emissionen direkt an der Quelle entstehen und belastbare Messungen zur grundlegenden Betriebspraxis gehören sollten.

Insbesondere bei Verteilnetzen werden offiziell Messberichte angegeben, diese aber mit einem Verweis auf zahlungspflichtige DVGW-Studien (insb. „ME DSO“ u. „ME TSO“) bzw. sogenannte „spezifische deutsche Emissionsfaktoren“ kombiniert. Diese DVGW-Emissionsfaktoren beruhen jedoch auf einer selektiven Messkampagne der Industrie aus dem Jahr 2022 und entsprechen damit methodisch nicht den Anforderungen empirischer Messungen an der eigenen Infrastruktur – faktisch handelt es sich damit um Literaturwerte – welche zudem nicht frei zugänglich sind. Lediglich die Hälfte der Fernleitungsnetzbetreiber erfüllen die Anforderungen und zeigen damit, dass gute Compliance möglich ist. Insgesamt führt diese Praxis sehr wahrscheinlich zu einer deutlichen Unterschätzung der tatsächlichen Emissionen, mangelnder Vergleichbarkeit und eingeschränkter Prüfbarkeit.

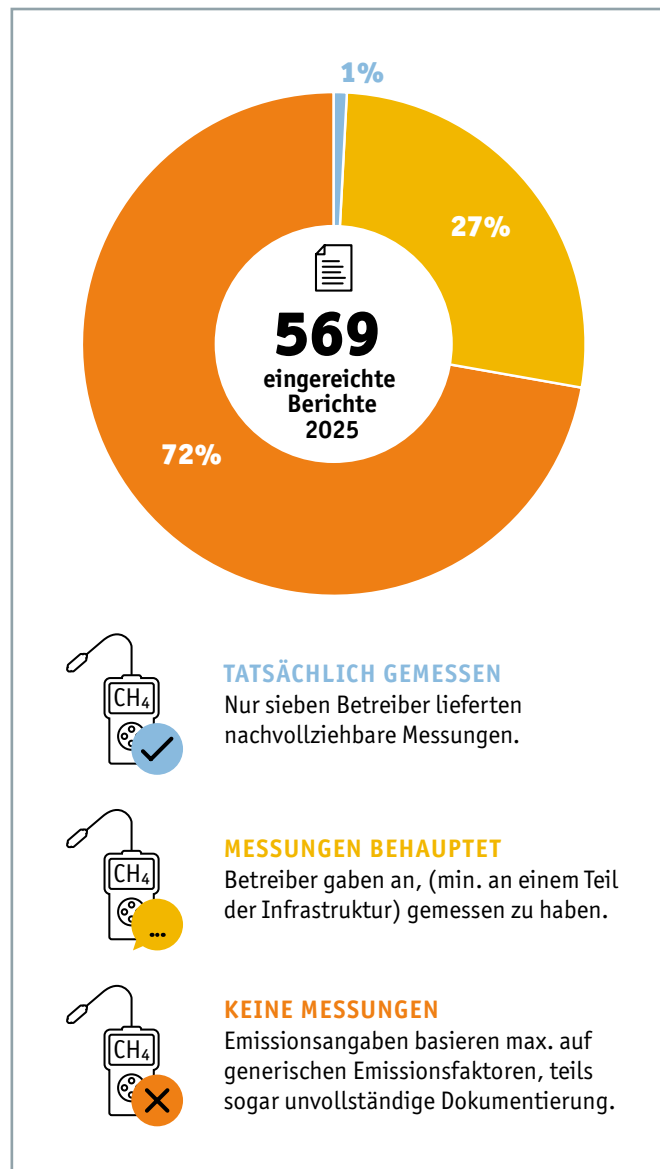


Abbildung 2: Eigene Darstellung der Transparenzdefizite in für eingereichten Methanemissionsberichte für das Betriebsjahr 2025

Beispiele aus der Praxis der Betreiber

Die Verantwortung für eine transparente, vollständige und rechtskonforme Berichterstattung über Methanemissionen liegt bei den Unternehmen. Zwischen Betreibern finden sich jedoch große Unterschiede. Während einige Betreiber mit gutem Beispiel vorangehen und damit zeigen, dass die neuen Berichtspflichten durchaus einzuhalten sind, verweigern sich andere völlig oder geben unvollständige Berichte ab. Im Folgenden werden drei Positivbeispiele und drei Negativbeispiele aus den eingereichten Berichten dargestellt.¹³

Schwere Verstöße gegen die Berichtspflichten

1. LNG-Terminalbetreiber – Emissionen unbekannt

Laut dem Datensatz, der der DUH vom UBA zur Verfügung gestellt wurde, lag der zuständigen Behörde zum Fristende kein einziger Bericht der LNG-Betreiber für das Jahr 2025 vor.⁹ Das ist besonders gravierend, da über diese Anlagen Gasimporte im Wert von über drei Milliarden US-Dollar abgewickelt wurden – mehr als zehn Milliarden Kubikmeter Gas, zu 96 Prozent Fracking-Gas aus den USA. Bei solchen Mengen haben selbst kleine Unterschiede in der Methanintensität einzelner Anlagen enorme Auswirkungen. Ausgerechnet an diesen zentralen Knotenpunkten der Gasversorgung fehlt damit jegliche Transparenz über Methanemissionen. Ohne eingegangene Berichte bleiben trotz enormer LNG-Importmengen die Methanemissionen der Terminalinfrastruktur unsichtbar und entziehen sich jeder öffentlichen und behördlichen Kontrolle.

2. Equinor – Leere Berichte trotz voller Speicher

Auch bei großen Speicherbetreibern zeigen sich eklatante Mängel. So betreibt Equinor in Deutschland 19 Salzkavernen, die bis zu 200 Millionen Kubikmeter Gas lagern können – dennoch wurden für 2024 und 2025 faktisch leere Templates eingereicht. Es fehlen nahezu alle relevanten Angaben, von der Methodik bis zu den zugrunde liegenden Daten wie Emissionsfaktoren. Übrig bleibt lediglich eine niedrige Emissionszahl ohne jede Nachvollziehbarkeit. Diese Form der Berichterstattung unterläuft die Anforderungen der Verordnung vollständig und macht eine Prüfung unmöglich. Das ist bei Equinor besonders schockierend, da das Unternehmen eigentlich sogar OGMP-Level 5 Mitglied, also auf der höchsten Stufe der „Selbstverpflichtung“ der Industrie ist.

3. ExxonMobil (Gasförderung) – Intransparenz trotz hoher Gewinne

In der Öl- und Gasförderung zeigt ExxonMobil exemplarisch, wie es nicht geht: Die im Rahmen der ersten Berichtswelle eingereichten Daten sind unvollständig und selbst bei den Literaturwerten methodisch intransparent. Es wird weder klar, woher die Daten kommen, noch warum

für einige Teile der Infrastruktur keine Emissionen angefallen sein sollen welche eigentlich zu erwarten sind. Diese Verfehlungen sind angesichts der von ExxonMobil in 2025 erzielten von 35,59 Milliarden Euro besonders eklatant, denn an mangelndem Kapital wird es nicht liegen. Gleichzeitig betont das Unternehmen öffentlich seine angeblichen Methanreduktionen und setzt sich politisch für eine Abschwächung der Methanverordnung ein. Vor dem Hintergrund dieser intransparenten Berichterstattung stellt sich die Frage, ob diese Diskrepanz zwischen Anspruch und Realität Zufall oder Strategie ist.

Gute Beispiele – mit Einschränkungen

1. Regionalwerke Neckar-Kocher – nachvollziehbare Schätzung statt Black Box

Auch kleinere Netzbetreiber zeigen sich in der Lage, die neuen Berichtspflichten einzuhalten. Die Regionalwerke Neckar-Kocher dokumentierten wie viele andere lokale Stadtwerke für 2024, zumindest die Quelle für ihre Emissionsfaktoren. Zudem wurden Aktivitäts- und Emissionsfaktoren korrekt angegeben, sodass die Berechnung der Methanemissionen grundsätzlich nachvollzogen werden kann. Die Berichte für 2025 beruhen jedoch wie bei allen Verteilnetzbetreibern auf Schätzungen; soweit ersichtlich wurden keine plausibel belegten eigenen Messungen dokumentiert. Hier besteht dringender Nachholbedarf.

2. Bayernets – transparente Messpraxis als Standard

Bayernets zeigt, dass eine messbasierte und transparente Berichterstattung möglich ist. Bereits 2024 wurden Emissionen durch konkrete Messverfahren quantifiziert, hier sogar eine Kombination High-Flow Sampling (HFS), Flammenionisationsdetektion (FID) und quantitativem Optical Gas Imaging (Q-OGI). Positiv hervorzuheben ist die detaillierte Dokumentation der Methodik einschließlich Unsicherheiten sowie die nachvollziehbare Verknüpfung von Emissions- und Aktivitätsfaktoren. Damit steht Bayernets exemplarisch für diejenigen Fernleitungsnetzbetreiber, bei denen die nötigen Schritte getätigt wurden, die Anforderungen umzusetzen – auch wenn dies noch nicht flächendeckend der Fall ist.

3. Erdgasspeicher Peissen – solide und nachvollziehbar

Die Erdgasspeicher Peissen GmbH zeigt, dass auch im Speicherbereich eine weitgehend rechtskonforme Berichterstattung möglich ist. In beiden Einreichungen werden die Methanemissionen der Kavernenspeicher nachvollziehbar dokumentiert, Emissionsfaktoren werden angegeben und die Quantifizierung begründet. Für einzelne Armaturen wurden bereits 2024 Messungen durchgeführt, obwohl diese erst im Folgejahr nötig gewesen wären.

In der Berichtswelle 2025 sind die Qualitätsunterschiede zwischen den Speicherbetreibern besonders deutlich: Während andere große Speicherbetreiber wie Equinor teilweise nahezu leere Templates ohne belastbare Angaben einreichen, liefert die Peissen GmbH eine konsistente und prüfbare Datengrundlage.

Schlussfolgerung und Handlungsbedarf

Jahrelang hat die Industrie betont, große Fortschritte bei der Erfassung und Reduktion von Methanemissionen zu machen. Doch jetzt, wo gesetzlich echte Transparenz verlangt wird, zeigt sich ein anderes Bild: Die Berichterstattung ist vielfach mangelhaft, unvollständig und nicht überprüfbar. Damit wird die Methanverordnung unterlaufen und sogar große Akteure machen sich einen schlanken Fuß. Das stellt die Integrität der deutschen Methanberichterstattung infrage.

Die fehlenden oder unzureichenden Angaben sind dabei kein Detailproblem: Ohne vollständige und transparente Informationen können weder Behörden noch Zivilgesellschaft die Emissionsberichte nachvollziehen und kritisch prüfen. Gleichzeitig fehlen den zuständigen Behörden die Kapazitäten, jede Angabe durch eigene Messungen zu verifizieren. Umso wichtiger ist eine belastbare, vergleichbare und transparente Berichterstattung durch die Betreiber, wie von der Verordnung gefordert

Daraus ergibt sich klarer Handlungsbedarf: Zuständige Behörden müssen endlich benannt und handlungsfähig gemacht werden. Es muss dringend ein starkes Umset-

zungsgesetz für die Methanverordnung verabschiedet werden, das institutionelle Verantwortlichkeiten auch im nationalen Rahmen festschreibt. Denn derzeit wird diese Blockade als Vorwand genutzt sich vor Verantwortungen zu drücken. Zudem braucht es einen wirksamen nationalen Sanktionsrahmen, der rechtswidrige Berichte konsequent sanktioniert und gleichzeitig diejenigen Unternehmen stärkt, die bereits in transparente und messbasierte Systeme investiert haben.



Endnoten

- 1 [Verordnung \(EU\) 2024/1787](#)
- 2 Die Berichtspflichten für Importeure sind in Art. 27ff. geregelt. Auf diese Berichtspflichten wird in dieser Auswertung nicht eingegangen.
- 3 [Key findings – Global Methane Tracker 2025 – Analysis - IEA](#)
- 4 Die Grundgesamtheit hierfür ist das Marktstammregister, diese Zahl ist also konservativ, da nicht alle Betreiber im Marktstammregister eingetragen sind.
- 5 Bei den Analysezahlen handelt es sich ebenfalls um konservative Schätzungen, da die zugrunde liegende Datenbasis (Marktstammdatenregister + Abdeckung durch Berichteinreichung) nicht alle Betreiber vollständig erfasst. Die tatsächliche Abdeckung dürfte also real geringer sein.
- 6 Generische Emissionsfaktoren auf Komponentenebene.
- 7 Messbasierte Emissionsfaktoren auf Komponentenebene.
- 8 Bundesnetzagentur, Marktstammdatenregister (MaStR) – öffentliche Marktakteursliste (Abruf über „Marktakteure“; Filter MaStR-Nr. beginnt mit „GNB“ für Gasnetzbetreiber inkl. Verteil- und Fernleitungsnetzbetreiber), abgerufen am 30.01.2026.
- 9 Nach eigenen Angaben hat jedoch zumindest die Deutschen Energy Terminal GmbH, die die LNG-Terminalschiffe an der Nordsee betreibt, fristgerecht Berichte abgegeben. Diese liegen der DUH bis heute nicht vor.
- 10 Die hier angegebenen 28 Speicherbetreiber umfassen alle Unternehmen, die Speicher betreiben, und entweder im Marktstammregister der Bundesnetzagentur als aktiv eingetragen sind und/oder einen Bericht eingereicht haben. Bundesnetzagentur, Marktstammdatenregister (MaStR) – Registerauskünfte zu Gasspeichern (Einheiten-/Anlagendaten im MaStR), abgerufen am 30.01.2026.
- 11 Basis für die Öl- und Gasproduzenten ist der Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2024“ des LBEG. [Förderung von Erdöl und Erdgas in Deutschland: LBEG legt Jahresbericht für 2024 vor | Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie](#)
- 12 Im Jahr 2024 wurde Wintershall Dea von Harbour Energy übernommen, weshalb für das Jahr 2025 die Berichtspflicht von Wintershall Dea auf Harbour Energy übergeht.
- 13 Noch bessere Positivbeispiele liegen uns aus Ungarn und Italien vor. Auf Nachfrage stellt die DUH diese Berichte und jegliche Berichte deutscher Betreiber (sofern vorhanden) gerne zur Verfügung.

Bildnachweis

DUH; stock.adobe.com (S.1 (Eisberg): DiBronzino; S.2: aerial-drone, industrieblick, pichitstocker; S.3: AA+W, Grispb (2x); S.6: Kalyakan; S.9: christian42)

Stand: Juni 2026



Deutsche Umwelthilfe e.V.

Bundesgeschäftsstelle Radolfzell
Fritz-Reichle-Ring 4
78315 Radolfzell
Tel.: 07732 9995-0

Bundesgeschäftsstelle Berlin
Hackescher Markt 4
Eingang: Neue Promenade 3
10178 Berlin
Tel.: 030 2400867-0

Kontakt

Constantin Zerger
Bereichsleiter Energie
Energie & Klimaschutz
E-Mail: zerger@duh.de

Simon Sackers
Projektassistenz Methan
Energie & Klimaschutz
E-Mail: sackers@duh.de

www.duh.de info@duh.de www.duh.de/newsletter-abo

[Instagram](#) [Facebook](#) [Twitter](#) [YouTube](#) [LinkedIn](#) [TikTok](#) [WhatsApp](#) .../umwelthilfe

Als gemeinnütziger und politisch unabhängiger Verein machen wir uns bereits seit 50 Jahren für Natur-, Umwelt- und Verbraucherrechte stark. Von der Einführung des Dosenpfands über unsere historische Klimaklage bis zum Kampf gegen Greenwashing-Kampagnen:

Wir setzen Umweltschutz durch. Für uns alle.

Transparent gemäß der Initiative Transparente Zivilgesellschaft, dem DZI Spendensiegel und dem Deutschen Spendenrat.



Initiative
Transparente
Zivilgesellschaft



Deutscher
Spendenrat e.V.
Die gute Tat im Blick



Bitte unterstützen Sie unsere Arbeit: www.duh.de/spenden

Spendenkonto: SozialBank | IBAN: DE45 3702 0500 0008 1900 02 | BIC: BFSWDE33XXX | Kontoinhaber: Deutsche Umwelthilfe