

Forschungsprojekt ME DSO abgeschlossen:

deutlich geringere Methanemissionen im Gasverteilnetz als bisher angegeben

Das Forschungsprojekt ME DSO (DVGW-Förderkennzeichen: G 201812) hatte nicht nur die Inventur der Datenlage zur **Abschätzung von Methanemissionen aus dem deutschen Gasverteilnetz** zum Ziel, sondern es sollte auch ein repräsentatives Messprogramm zur Erhebung der erforderlichen Daten entwickeln und durchführen. Die Ergebnisse zeigen, dass die ermittelten Emissionsfaktoren (EF) für erdverlegte Rohrleitungen und Gas-Druckregel- und -Messanlagen (GDRMA) **ca. eine Zehnerpotenz unter aktuell veröffentlichten Emissionsfaktoren liegen**. Zudem wurden ein Messorganisationskonzept und Messprotokolle entwickelt, die in zukünftigen Messkampagnen zum Einsatz kommen können, um die **einheitliche Durchführung von Messungen sowie Standardisierungsbestrebungen zu unterstützen**.

von: Charlotte Große, Melanie Eyßer, Stefanie Lehmann, Jenny Sammüller, Marco Behnke (alle: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH) & Klaus Peters (Westnetz GmbH)

Der Anstieg von Treibhausgasen in der Erdatmosphäre und deren Beitrag zur Erderwärmung hat die Aufmerksamkeit für das Thema Methanemissionen stark erhöht. Methan ist nach Kohlendioxid die zweitgrößte Quelle des anthropogenen Beitrags zum Klimawandel [1]. Die Europäische Kommission hat darauf im Oktober 2020 mit der Veröffentlichung der EU-Methanstrategie [2] reagiert, aus der im Dezember 2021 der Entwurf einer EU-Methanverordnung hervorgegangen ist. Darauf basierend sieht die Kommission u. a. im Sektor Energie signifikantes Potenzial, Methanemissionen kosteneffizient zu senken. Der Verordnungsentwurf enthält nicht nur Verpflichtungen zu Messungen, Berichterstattung und Überprüfungen von Methanemissionen, sondern auch Vorgaben zu Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen und lehnt sich stark an die Vorgaben der Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) [3] an. Darüber hinaus wurde während der UN-Klimakonferenz COP26 in Glasgow im November 2021 der Global Methane Pledge vorgestellt und von 111 Ländern einschließlich der EU-Staaten und der USA unterzeichnet [3]. Die

Staaten verpflichten sich darin, die weltweiten Methanemissionen bis 2030 um mindestens 30 Prozent gegenüber 2020 zu reduzieren, um einen Beitrag zur Beschränkung der Erderwärmung auf möglichst 1,5 °C zu leisten [4].

Weiterhin sieht der aktuelle Entwurf zur EU-Methanverordnung vor, dass Betreiber von Gasinfrastrukturen die Methanemissionen ihrer relevanten Assets zwölf Monate nach Inkrafttreten der Verordnung mit generischen, aber quellspezifischen Emissionsfaktoren (EF) berichten müssen [5]. Das Umweltbundesamt (UBA) berichtet jährlich die Methanemissionen Deutschlands innerhalb der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) [6]. Die dort verwendeten EF für erdverlegte Rohrleitungen und Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRMA) sind die bislang bestverfügbaren für das deutsche Gasverteilnetz, basieren jedoch auf Emissionsraten aus dem Jahr 1997, veröffentlicht in einer Studie im Jahr 2000 [2], sowie auf Schadensangaben der Jahre 2003 bis 2008, veröffentlicht in einer Studie im Jahr 2012 [1]. Da in den letzten Jahren

vermehrt PE-Leitungen im Gasverteilnetz verlegt wurden, die eine geringere Leckhäufigkeit als andere Materialien aufweisen, ist zu erwarten, dass die EF des UBA nicht mehr den heutigen Stand widerspiegeln. Zudem sind sie zwar quellspezifisch, unterteilen aber nicht die geforderten Emissionsarten gemäß OGMP. Das bedeutet: Die Anforderungen der EU-Methanverordnung an den ersten Bericht der Betreiber würden mit diesen EF vermutlich nicht erfüllt werden können.

Zielsetzung

Das Forschungsprojekt ME DSO sollte daher die aktuelle mit der erforderlichen Datenlage abgleichen, die für eine transparente, konsistente und ausreichend genaue Ermittlung der Methanemissionen aus dem Gasverteilnetz erforderlich ist. Die erforderliche Datenlage geben die Leitlinien von OGMP [7], der Entwurf der EU-Methanverordnung [8] und der Entwurf einer Technical Specification von CEN [9] vor. An diesen Vorgaben hat sich das Projekt hinsichtlich der verwendeten Definitionen und Begriffe orientiert.

Weiterhin sollte das Projekt aktuelle nationale EF für das deutsche Gasverteilnetz ermitteln. Für fehlende Emissionsraten sollte ein geeignetes Messprogramm entwickelt werden, um die Durchführung einer zielgerichteten Messkampagne an ausgewählten Assets zu ermöglichen. Hierbei sollten auch Messprotokolle entwickelt werden, die als Grundlage für zukünftige Messungen dienen können. Der Fokus des Projekts lag auf erdverlegten Rohrleitungen – Netzanschlussleitungen (NAL) und Versorgungsleitungen (VL) – und auf Gas-Druckregel- und -Messanlagen (GDRMA). Diese Assets wurden bei der bisherigen Emissionsberichterstattung des UBA als Hauptemissionsquellen identifiziert.

Messungen an erdverlegten Rohrleitungen

Zur Messung von Emissionen an unterirdischen Leitungsleckagen wurde die sogenannte Absaugmethode (Suction Method) angewendet (Abb. 1 & 2). Bei dieser Messung wird mit hohen Volumenströmen ein Probevolumen im Erdreich über der Leitungsleckage abgesaugt. Der aus einer Leckage in der Erdgasleitung austretende Gasstrom wird über die Absaugglanzen gerichtet abgesaugt und anschließend wird im abgesaugten Gasstrom die Methankonzentration gemessen.

Die bei der Überprüfung gefundenen Leckagen stellen potenzielle Messstellen dar. Da die gefundenen Leckagen aber nach DVGW-Arbeitsblatt G 465-3 zeitnah instand zu setzen sind, gibt es keinen „Pool“, aus dem Leckagen zufällig für die Messungen ausgewählt werden können [13]. Die Messungen mussten in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern geplant werden und in der Zeit zwischen Überprüfung und Reparatur durchgeführt werden. Die Auswahl der Leckagen erfolgte durch die Netzbetreiber, die bereit waren, Messungen an Leckagen in ihrem Netz durchführen zu lassen und zu finanzieren. Dabei waren vor allem organisatorische und sicherheitstechnische Aspekte entscheidend dafür, ob eine Leckage zur Messung geeignet ist.

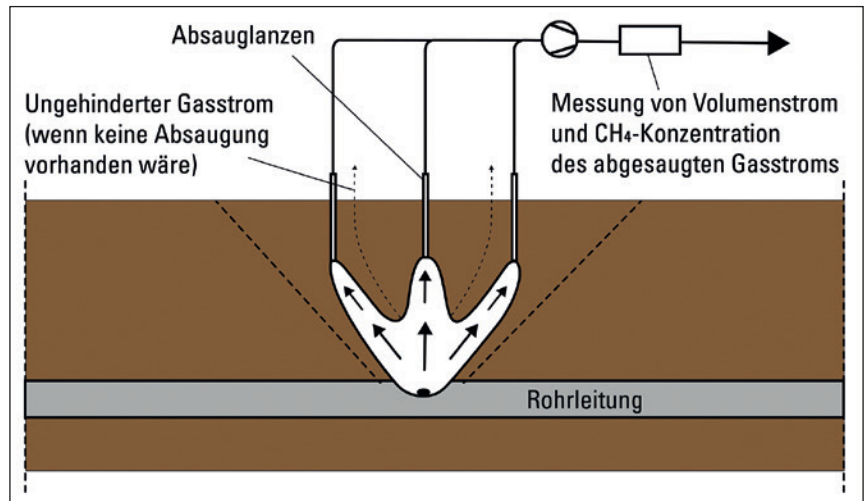


Abb. 1: Absaugmethode: Schematischer Messaufbau und Darstellung der Absaugung der Bodenluft



Abb. 2: Messung mittels Absaugmethode an einer erdverlegten Rohrleitung

Um ein möglichst repräsentatives Abbild zu geben, wurden Leckagen verteilt über ganz Deutschland gemessen, um unterschiedliche Bodenbeschaffenheiten und klimatische Bedingungen einzubeziehen. Außerdem wurden Messungen an allen relevanten Materialien und Druckstufen durchgeführt. Die Messunsicherheit wurde mithilfe klassischer Fehlerfortpflanzung und Simulationsmethoden (Bootstrap und Monte-Carlo-Simulation) bewertet.

Messungen an Gas-Druckregel- und -Messanlagen

Zur Messung der Methanemissionen an Anlagen (speziell an Gas-Druckregel- und -Messanlagen) wurde ebenfalls die Absaugmethode – zum Teil auf Anlagen- und zum Teil auf Komponentenebene (Ausbläser) – angewendet (Abb. 3). Da-

bei wird die gesamte Anlage mit einem hohen Volumenstrom von Umgebungsluft durchströmt. Methanemissionen werden mit dem gerichteten Volumenstrom erfasst und die Methankonzentration wird am Ausgang des Luftstroms aus der Anlage gemessen.

Um möglichst repräsentative Anlagen für die Messungen auszuwählen, erfolgte die Auswahl nach den Vorgaben der mathematischen Stichprobentheorie. Dabei sollte die Stichprobe der Anlagen für die Messung sowohl repräsentativ für den Bestand der teilnehmenden VNB sein als auch für die Anlagencharakteristik des Betreibers, bei dem die Messung durchgeführt wurde. Für jeden teilnehmenden Betreiber wurde eine isolierte Stichprobe bestimmt, die nach den Kriterien Baujahr („vor 1990“ und „nach 1990“) und Anlagengröße

small/medium ($MOP_u \cdot Q_n \leq 20.000$) bzw. large/citygate ($MOP_u \cdot Q_n > 20.000$) geschichtet war.

Betriebsdruck und Baujahr der Leitung, Bodenabdeckung etc.). Nachfolgend werden nur die Einflüsse der wichtigsten Parameter beschrieben.

Messergebnisse an erdverlegten Rohrleitungen

Mithilfe der Absaugmethode wurden bei 28 VNB 126 Messungen an Leckagen erdverlegter Rohrleitungen des deutschen Gasverteilnetzes im Erhebungszeitraum vom 14. Mai 2019 bis zum 22. Oktober 2021 durchgeführt. **Abbildung 4** zeigt, dass die Messungen über das gesamte deutsche Bundesgebiet verteilt wurden. Für jede Messstelle wurden über 40 Parameter erfasst (z. B.

Aufgrund der vorliegenden Messwerte ergibt sich ein arithmetischer Mittelwert (MW) von $30 \pm 5 \text{ l/h}^1$. Dieser liegt deutlich unter dem bisher seitens des UBA verwendeten Wertes von erdverlegten Leitungen mit $140 \pm 40 \text{ l/h}$ pro Leckage [2]. Im Detail wurden 24 Messungen an NAL und 102 Messungen an VL durchgeführt. Leckagen an NAL weisen signifikant geringere Methanemissionsraten (Mittelwert = $14,7 \text{ l/h}^2$) auf als Leckagen an VL (Mittelwert = $33,8 \text{ l/h}^3$).



Abb. 3 (links): Messung mittels Absaugmethode an einer GDRMA

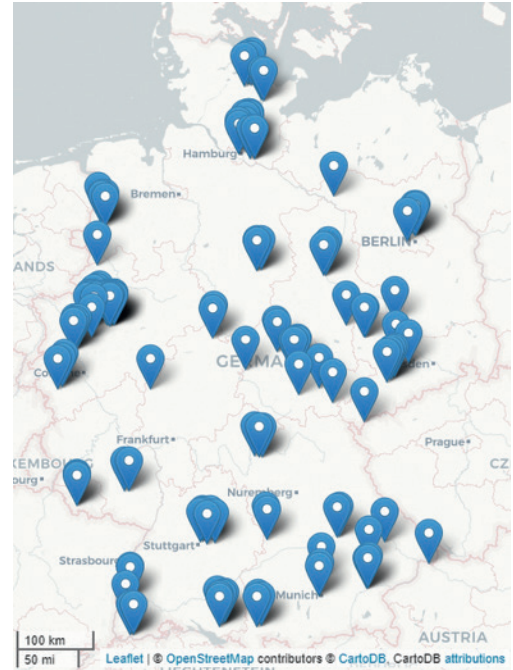


Abb. 4 (rechts): Geografische Lage gemessener Leckagen an Leitungen

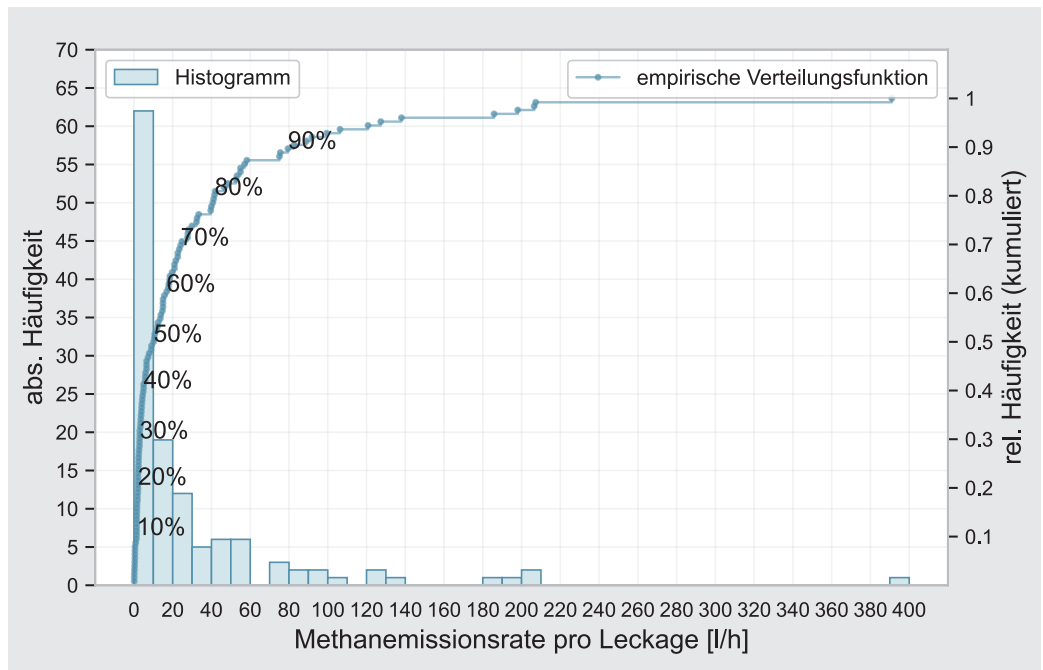


Abb. 5: Histogramm gemessener Methanemissionsraten an Leitungsleckagen (n = 126)

Die Messdaten zeigen, dass es zwar einige wenige Leckagen mit hohen Methanemissionsraten, jedoch viele Leckagen mit relativ niedrigen Methanemissionsraten gibt. Ein Großteil (90 Prozent) der Messwerte ist geringer als 83 l/h. Die Hälfte aller Messwerte (= Median) liegt unter 10 l/h. Am häufigsten wurden Raten in der Klasse von 0 l/h bis 10 l/h gemessen.

Ein Einfluss der Druckstufe der VL auf die Emissionsrate konnte nicht nachgewiesen werden. Allerdings zeigen statistische Tests⁴, dass die Methanemissionsrate bei Stahlleitungen ohne KKS signifikant höher ist (Mittelwert = 47,0 l/h)⁵ als bei den übrigen Materialien (17,6 l/h)⁶.

Die Messungen fanden an Leitungen der Baujahre von 1905 bis 2020 statt. Es zeigt sich, dass zwischen dem Leitungsbaujahr und der Höhe der Methanemissionsrate kein linearer Zusammenhang besteht.

Messergebnisse an Gas-Druckregel- und -Messanlagen (GDRMA)

Mittels der Absaugmethode wurden bei 10 VNB-Messungen an 159 GDRMA, einschließlich 662 Ausbläsern, im Erhebungszeitraum

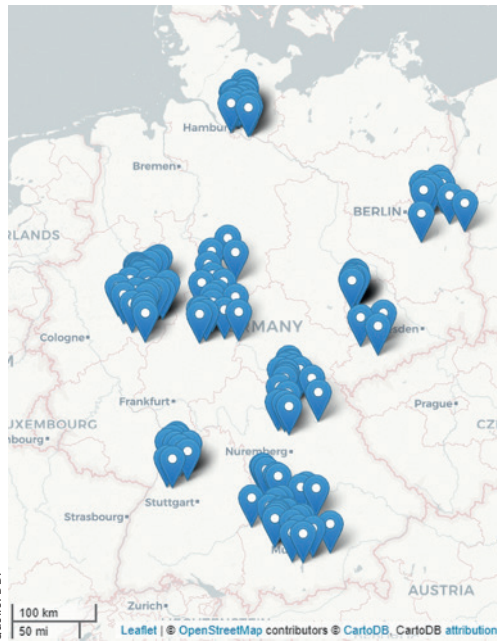


Abb. 6: Geografische Lage gemessener GDRMA

vom 1. September 2020 bis zum 29. Oktober 2021 durchgeführt. **Abbildung 6** zeigt, dass die Messungen über das gesamte deutsche Bundesgebiet verteilt wurden.

Für jede GDRMA wurden über 35 Parameter erfasst (z.B. Betriebsdruck und Baujahr der GDRMA, Anzahl der Regelschienen etc.). Nach-

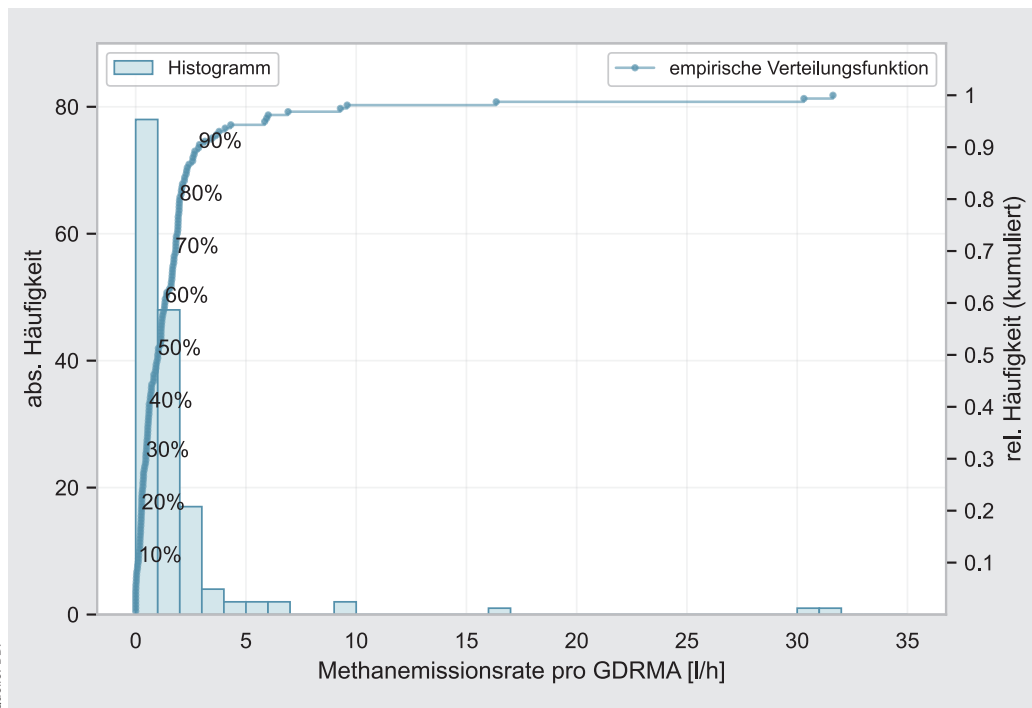


Abb. 7: Histogramm gemessener Methanemissionsraten an GDRMA (n = 159)

¹ Mittelwert ± Standardabweichung des Mittelwerts (SEM)

² Median = 2,9 l/h

³ Median = 13,8 l/h

⁴ Aussage basiert auf Kruskal-Wallis-Test ($\chi^2 = 15,5$; $p = 0,001$) mit anschließendem Post-hoc-Test.

⁵ Mittelwert aus 56 Messungen an Stahlleitungen ohne KKS (alle Druckstufen); Median = 23,0 l/h.

⁶ Mittelwert aus 46 Messungen an anderen Materialien (alle Druckstufen); Median = 5,4 l/h.

Tabelle 1: Emissionsfaktoren für Leckagen an Versorgungsleitungen, die in planmäßiger Überprüfung gefunden wurden

Druckbereich [bar]	EF [kg CH ₄ /Leckage]				Mittelwert alle Materialien ^c
	Stahl ohne KKS ^a	Stahl mit KKS ^b	PE + PVC ^b	andere (Duktilguss) ^b	
≤ 1	664,7	359,5	359,5	248,9	555,3
> 1 bis ≤ 5	369,3	248,9	248,9	138,3	285,5
> 5 bis ≤ 16	– ^d	83,0	(83,0) ^e	83,0	83,0
> 16	– ^d	83,0	– ^d	– ^d	83,0

^a Die Unsicherheit der angegebenen EF beträgt -95 %; +97 % und ergibt sich zum großen Teil aus der Unsicherheit der Lebenszeit von Leckagen, welche auf der Überprüfungszeit von Rohrleitungen beruht. Hierbei wurde ein 95 %-iges Konfidenzintervall basierend auf einer Monte-Carlo-Simulation verwendet. Die zugrunde liegende mittlere Emissionsrate beruht auf 56 Messwerten an VL aus Stahl ohne KKS über alle Druckstufen.

^b Die Unsicherheit der angegebenen EF beträgt -95 %; +99 % und ergibt sich zum großen Teil aus der Unsicherheit der Lebenszeit von Leckagen, welche auf der Überprüfungszeit von Rohrleitungen beruht. Hierbei wurde ein 95 %-iges Konfidenzintervall basierend auf einer Monte-Carlo-Simulation verwendet. Die zugrunde liegende mittlere Emissionsrate beruht auf 46 Messwerten an VL aus Stahl mit KKS, PE + PVC und Duktilguss über alle Druckstufen.

^c Gebildet auf Basis aller 102 Messwerte an VL und mittlerer Ausströmdauer für die unterschiedlichen Materialien. Gewichtet im Verhältnis der an den Materialien auftretenden Leckagen.

^d In dieser Druckstufe ist das Material nicht zugelassen, daher gibt es keinen EF.

^e PE und PVC-Leitungen haben gemäß [12] einen maximal zulässigen Betriebsdruck von 10 bar, der EF gilt daher nur bis 10 bar.

Quelle: DBI

Tabelle 2: Emissionsfaktoren für Leckagen an Netzanschlussleitungen, die in planmäßiger Überprüfung gefunden wurden

Druckbereich [bar]	EF [kg CH ₄ /Leckage]		Mittelwert alle Materialien ^b
	PE + PVC ^a	andere (Stahl + Duktilguss) ^a	
≤ 1	300,3	207,9	243,4
> 1 bis ≤ 5	207,9	115,5	141,9

^a Die Unsicherheit der angegebenen EF beträgt -96 %; +72 % und ergibt sich zum großen Teil aus der Unsicherheit der Lebenszeit von Leckagen, welche auf der Überprüfungszeit von Rohrleitungen beruht. Hierbei wurde ein 95 %-iges Konfidenzintervall basierend auf einer Monte-Carlo-Simulation verwendet. Die zugrunde liegende mittlere Emissionsrate beruht auf 24 Messwerten an NAL.

^b Gebildet auf Basis aller 24 Messwerte an NAL und mittlerer Ausströmdauer für die unterschiedlichen Materialien. Gewichtet im Verhältnis der an den Materialien auftretenden Leckagen.

Quelle: DBI

folgend werden nur die Einflüsse der wichtigsten Parameter beschrieben. Bei den GDRMA liegt der arithmetische Mittelwert der Messwerte bei 1,8 l/h. Zwei Drittel aller gemessenen Raten liegen unter 2 l/h.

Die festgestellten Unterschiede zwischen der Größenordnung und des Baujahres einer Anlage sind minimal. EF für GDRMA werden daher nicht unterteilt nach Größe (Druckstufe/Volumenstrom) oder Alter.

Emissionsfaktoren

Die ausführliche Bestimmung der EF sowie die Unsicherheitsbetrachtung können im Projektbericht nachvollzogen werden. Beispielhaft sind nachfolgend nur die EF für diffuse Emissionen (Leckagen) an VL, NAL und GDRMA in den **Tabellen 1, 2 und 3** dargestellt. Für Ausblaseemissionen wird empfohlen, dass der Betreiber diese individuell mithilfe der im Projektbericht beschriebenen Formeln bestimmt. Der Bericht gibt

aber auch mittlere EF an, die als Mittelwert für das deutsche Gasverteilnetz angesehen werden können, aber einer konservativen Parameterauswahl folgen und deshalb tendenziell zu hohe Emissionen ergeben. Für die Ermittlung der EF wurden die Überprüfungszeiten des DVGW-Arbeitsblatts G 465-1 (2019) als Grundlage für die Dauer des Gasaustritts genutzt. Andere Ausströmzeiten wurden im Projekt nicht ermittelt, aber werden in einem Nachfolgeprojekt⁷ adressiert, da sich durch die EU-Methanverord-

⁷ DVGW Projekt „Analyse der Reduzierung von Methanemissionen durch Anpassung der Überprüfungs- und Reparaturzeiten erdverlegter Leitungen im Geltungsbereich der G 465“; voraussichtlicher Abschluss 31.12.2022.

Tabelle 3: Emissionsfaktor für diffuse Emissionen an Gas-Druckregel- und -Messanlagen

Eingangsdruck (MOP) [bar]	EF ^a [kg CH ₄ /(Anlage-a)]	Unsicherheit
≤ 70 bar	11,3	(-97 %, +44 %)

^a Die zugrunde liegende mittlere Emissionsrate beruht auf 159 Messwerten an GDRMA.

Quelle: DBI

nung voraussichtlich kürzere Überprüfungszeiträume und damit geringere EF ergeben werden.

Ermittlung der Hauptemissionsquellen

Im vorliegenden Projekt wurden Methanemissionen aus erdverlegten Leitungen (VL und NAL) und GDRMA im deutschen Gasverteilnetz in Höhe von 8,1 kt CH₄ ermittelt. Diese teilen sich wie folgt auf die Assets auf:

- 84 Prozent der Emissionen entstehen aus erdverlegten Leitungen (VL und NAL)
 - 34 Prozent aus Störungen⁸ (24 Prozent VL, 10 Prozent NAL)
 - 32 Prozent aus Leckagen (21 Prozent VL, 11 Prozent NAL)
 - 17 Prozent aus Wartungen (17 Prozent VL, 0,1 Prozent NAL)

- Permeation ist mit < 1 Prozent vernachlässigbar
- 16 Prozent der Emissionen entstehen aus GDRMA
 - 9 Prozent aus Leckagen
 - 7 Prozent durch Ausblasen (Störungen und Wartungen)

GDRMA stellen somit keine Hauptemissionsquelle dar. **Abbildung 8** veranschaulicht die absoluten Angaben (Balken) und die prozentualen Angaben (Kreis) grafisch.

Vergleich zu bisher veröffentlichten Werten für das deutsche Gasverteilnetz

Das Umweltbundesamt (UBA) berichtet jährlich die Methanemissionen Deutschlands innerhalb der Klimarahmenkonvention der Ver-

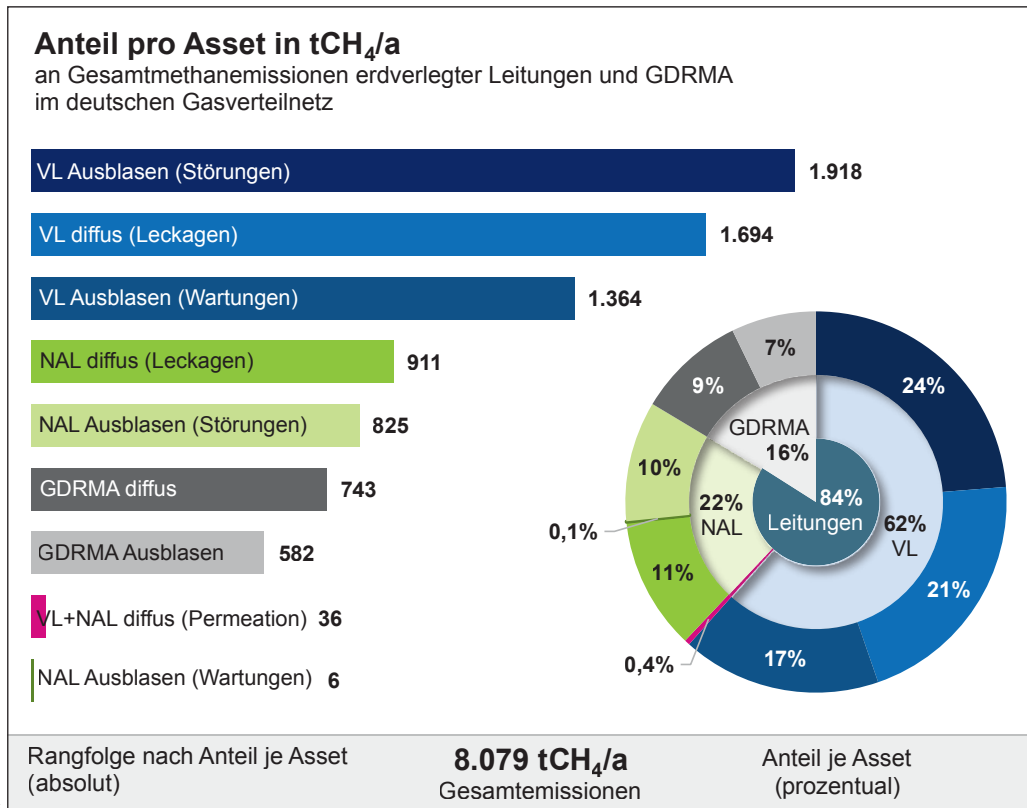


Abb. 8: Methanemissionen von erdverlegten Rohrleitungen (Versorgungs- und Netzanschlussleitungen) und GDRMA im deutschen Gasverteilnetz nach Assets und Emissionsarten

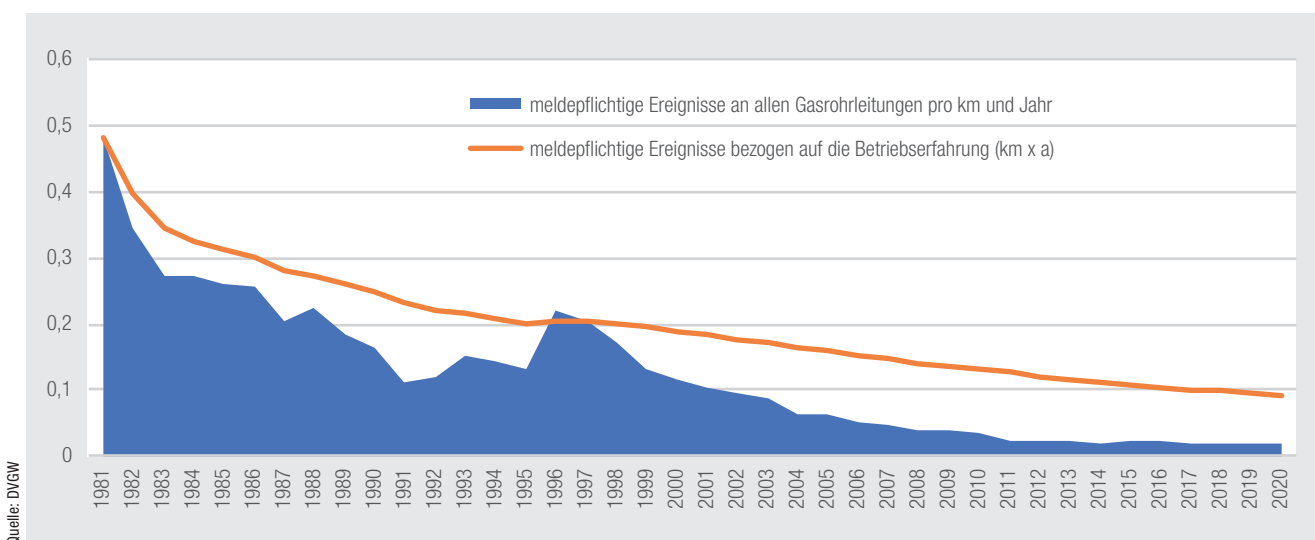
⁸ z. B. Drittschäden durch Baggerangriff oder Erdrakete

Tabelle 4: Vergleich der Emissionsfaktoren des Umweltbundesamtes mit den im Projekt ermittelten Emissionsfaktoren

Kategorie	ME DSO			UBA	
	Emission [kg CH ₄ /a]	Aktivitätsfaktor (AF)	Emissionsfaktor (EF)	Emissionsfaktor (EF) ¹	
VL	5.000.750	357.630 km	14 kg CH ₄ /km	112	kg CH ₄ /km
NAL	1.752.752	165.706 km	11 kg CH ₄ /km	256	kg CH ₄ /Anlage
GDRMA	1.325.560	51.468 Anzahl	26 kg CH ₄ /Anlage		
gesamt	8.079.062				

¹ Der EF wurde als Mittelwert aus den von UBA ausgewiesenen Werten durch DBI gebildet. Die detaillierte Berechnung befindet sich im Projektbericht.

Quelle: DBI



Quelle: DVGW

Abb. 9: Meldepflichtige Ereignisentwicklung von 1981 bis 2020 an allen Gasleitungen

einten Nationen (UNFCCC) [6]. Die dort verwendeten EF für erdverlegte Rohrleitungen und Gas-Druckregel- und -Messanlagen sind die bislang bestverfügbaren für das deutsche Gasverteilnetz, basieren jedoch auf Emissionsraten aus dem Jahr 1997, veröffentlicht in einer Studie im Jahr 2000 [2], sowie auf Schadensangaben der Jahre 2003 bis 2008, veröffentlicht in einer Studie im Jahr 2012 [1]. Es zeigt sich, dass die in diesem Projekt ermittelten EF für erdverlegte Leitungen (VL und NAL) und GDRMA ca. eine Zehnerpotenz unter den EF des UBA liegen (Tab. 4). Die Schadensrate im deutschen Gasverteilnetz ist heutzutage deutlich niedriger (Abb. 9).

Darüber hinaus wurde für die EF des UBA ein Mittelwert der Emissionsrate eine Studie aus dem Jahr 2000 genutzt, der lediglich auf

18 Messwerten (erdverlegte Leitungen) bzw. fünf Messwerten (GDRMA) beruhte [6]⁹. Bei den erdverlegten Leitungen betrug der Mittelwert der Messungen pro Leakage (140 ± 40) l/h und lag damit deutlich über den in diesem Projekt ermittelten Mittelwerten ((30 ± 5) l/h, gemittelt über alle Klassen). Für die Anlagen wurde ein Mittelwert von rund 105 l/h (HD-Anlagen)¹⁰ zugrunde gelegt und davon ein Wert von rund 26 l/h für ND- und MD-Anlagen¹¹ abgeleitet. Auch diese Werte liegen deutlich über dem in diesem Projekt ermittelten Mittelwert in Höhe von 1,8 l/h über alle Messwerte. Im Rahmen des aktuellen Projektes wurde die Anzahl der Messungen deutlich erhöht, sodass die Unsicherheit des Mittelwertes reduziert werden konnte. Die Unsicherheit kann weiter reduziert werden, indem die Anzahl der Messungen erhöht wird. Als Faustregel gilt in etwa, dass ein vierfacher Stich-

⁹ Die Quelle enthält für erdverlegte Leitungen nur den Wert 140 l/h, die Unsicherheit wurde von DBI auf Basis der einzelnen Messwerte berechnet.

¹⁰ In der Studie findet sich nur der Wert 924 m³/a, dieser wurde umgerechnet auf einen Wert von 105 l/h unter der Annahme von 8.760 h Ausströmdauer pro Jahr [6].

¹¹ In der Studie findet sich nur der Wert 225 m³/a, dieser wurde umgerechnet auf einen Wert von 26 l/h unter der Annahme von 8.760 h Ausströmdauer pro Jahr [6].

probenumfang zur Halbierung der Unsicherheit nötig ist.

Schlussfolgerung und Ausblick

Das Projekt ME DSO vergrößert und verbessert die Datenbasis für diffuse Emissionen von erdverlegten Rohrleitungen und GDRMA in Deutschland erheblich. Es ist das bisher größte Messprogramm (947 Messungen) von VNB in Deutschland. Die Durchführung der Messungen an der Infrastruktur der VNB hat die Aufmerksamkeit für das Thema Methanemissionen und das Verständnis dafür deutlich gesteigert. Messungen helfen zur Aufstellung realistischer EF und zeigen, wo effektiv Emissionen reduziert werden können. Weiterhin können sich VNB schon heute auf die neuen gesetzlichen Anforderungen vorbereiten, die durch die EU-Methanverordnung kommen werden.

Es zeigt sich zudem, dass das angewendete Messverfahren (Absaugmethode) vergleichsweise zeitaufwendig ist (8 h

pro Leckage an Rohrleitungen, 4 bis 8 h bei GDRMA, jeweils plus Anfahrtszeiten). Aufgrund der aktuell begrenzten Anzahl von zwei Messdienstleistern in Deutschland sind momentan lediglich maximal 50 bis 100 Messungen pro Jahr von Leckagen an Rohrleitungen und zusätzlich 50 bis 100 Messungen von GDRMA durchführbar. Allerdings ist das Verfahren erprobt und die Technik verfügbar, sodass auch weitere Dienstleister das Angebot zur Verfügung stellen könnten. Bedarf hierfür ergibt sich aus den zukünftigen Anforderungen der EU-Methanverordnung. Weitere Messprogramme ermöglichen zudem die Weiterentwicklung der Messsysteme sowie ggf. eine Kostenreduktion und/oder Reduzierung der Messzeit.

Während der Durchführung des Projekts wurde außerdem deutlich, dass einige noch offene Aspekte in Nachfolgeprojekten adressiert werden sollten, da neue Anforderungen durch die OGMP bzw. die EU-Methanverordnung hinzugekommen sind. Es wurde bereits

ein Nachfolgeprojekt seitens des DVGW initiiert (ME DSO 2.0), das die nachfolgenden Punkte 1. bis 3. adressieren soll. Für die Punkte 4. bis 6. bedarf es weiterer Projekte, die mit dem Projekt ME DSO 2.0 verknüpft werden sollten:

- Durchführung weiterer Messungen mit demselben Messverfahren zur Erhöhung der Datenbasis und zur Reduzierung der Unsicherheit. Allgemein gilt, dass ein vierfacher Messumfang zur Halbierung der Unsicherheit führen kann.
- Verifizierung der Messwerte mit Messverfahren mit vergleichbarer Messgenauigkeit.
- Untersuchung der Auswirkungen einer verstärkten Einspeisung „grüner Gase“ (Wasserstoff und Biogas) auf die ermittelten Emissionsraten und Emissionsfaktoren, insbesondere vor dem Hintergrund der nationalen Wasserstoffstrategie.
- Prüfung der Methanemissionen bei Instandhaltungsmaßnahmen an GDRMA: Die abgeleiteten EF beru-



GASNETZKONTROLLE: SICHER UND EFFIZIENT!



Q-02846-17-1-1
DIN EN ISO 9001:2015

Egal ob Sie die Gasnetzkontrolle im urbanen Umfeld durchführen oder Hochdruckleitungen im freien Gelände überprüfen wollen – die mobile Messeinheit Scout VGS 4500 von Schütz ist das geeignete Messsystem.

NEU: jetzt mit patentierter Offroad-Sonde!

100 % DVGW regelwerkskonform

hen auf theoretischen Betrachtungen an einzelnen Anlagen und sollten durch Messungen verifiziert werden.

- Verbesserung der Datenlage zu Methanemissionen bei Störungen: Diese stellen bisher an erdverlegten Leitungen eine Hauptemissionsquelle dar, was aber vermutlich vor allem auf die Ermittlung mittels eines vereinfachten konservativen Berechnungsansatzes zurückzuführen ist.
- Standardisierung des angewendeten Messverfahrens zur Vorbereitung und Erhöhung der Effizienz der zukünftig zu erwartenden hohen Anzahl von Messungen durch die EU-Methanverordnung.

Für Verteilnetzbetreiber, die das Folgeprojekt ME DSO 2.0 unterstützen, ergibt sich der Vorteil, dass sie Messwerte für ihre eigenen Assets erhalten und damit die zukünftigen Anforderungen der EU-Methanverordnung für höhere Berichtsniveau erfüllen können.

Die festgestellten Methanemissionen aus Gasverteilnetzen können technisch weiter Richtung Null reduziert werden. Hierfür werden aber weitere Forschung und Produktentwicklungen benötigt. Auch der Umstieg auf „grüne Gase“ führt zu einer weiteren Reduktion von Methanemissionen, setzt aber eine Eignungsprüfung der Infrastruktur und ggf. eine Ertüchtigung voraus. Nichtsdestotrotz sollten Gasverluste auch bei der zukünftigen Verteilung grüner Gase vermieden werden. Das heißt: Investitionen in die Reduktion von Methanemissionen sind somit auch Zukunftsinvestitionen.

Danksagung

Das DBI-Team bedankt sich bei allen Verteilnetzbetreibern, die das Projekt mit der Bereitstellung und Finanzierung von Messstellen unterstützt haben. Insbesondere danken wir den Mitgliedern des Projektbegleitkreises Klaus Peters (Westnetz als Projektbegleitgruppenleiter), Dr. Luise Westphal (Gasnetz Hamburg), Dr. Ralf Müller (EWE), Dieter Krause (EAM), Frank Dietzsch, Jonathan Adam (beide: DVGW), welche das Projekt langjährig und intensiv unterstützt und ihr Wissen eingebracht haben. Weiterhin danken wir Finn Grohmann, Michael Horstmann und Dr. Stefan Gollanek, welche das Projekt nicht bis zum Ende begleiten konnten, aber ebenso einen erheblichen Anteil an dessen erfolgreichem Abschluss haben. ■

Literatur

- [1] J. Gottwald, K. Hilbich, G. Müller-Syring, Verbesserung der Treibhausgasemissionsberichterstattung im Bereich „Gas, Verteilung“ durch Datenerhebung und Datenbereitstellung, Dresden, Leipzig 2012.
- [2] J. Reichert, M. Schön, Methanemissionen durch den Einsatz von Gas in Deutschland von 1990 bis 1997 mit einem Ausblick auf 2010: Untersuchung für den Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Karlsruhe 2000.
- [3] Homepage | Global Methane Pledge, <https://www.globalmethanepledge.org/> 2022.
- [4] Europäische Kommission, Launch by United States, the European Union, and Partners of the Global Methane Pledge to Keep 1.5C Within Reach, Brüssel, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_21_5766 2021.
- [5] Europäische Kommission, Dekarbonisierung der Gasmärkte, Förderung von Wasserstoff und Verringerung der Methanemissionen: Kommission schlägt neuen EU-Rahmen vor: Pressemitteilung, Brüssel, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_6682 2021.
- [6] UNFCCC, Germany: GHG inventories 2021.
- [7] United Nations Environmental Programme (UNEP), 2.0 Framework 2020.
- [8] Europäische Kommission, Proposal for a regulation of the european parliament and of the council on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942: COM(2021) 805 final 2021.
- [9] DIN-Normenausschuss Gastechnik (NAGas) NA 032, WI 00234094 E TS emissions 121021 TCrev: Gas infrastructure – Methodology for methane emissions quantification for gas transmission, and distribution systems, underground gas storage and LNG terminals (unveröffentlichter Entwurf) 2021.
- [10] G. Müller-Syring, C. Große, A. Wehling, M. Eyßer, Methane Emission Estimation Method for the Gas Distribution Grid: Requirements for a Benefit-Effort Optimized Method, Potential for Improvements and Need for Further Research 2018.
- [11] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Gas- und Wasser-Statistik – GaWaS, <https://gawas.strukturdatenerfassung.de/>.
- [12] E.ON Metering GmbH: Implementation of new methods for maintenance work (Phase C), Essen 2016.

Die Autoren

Charlotte Große ist Teamleiterin „Emissionen und Ökobilanzen“ im Fachgebiet Gasnetze/Gasanlagen bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH in Leipzig.

Melanie Eyßer ist Projektingenieurin im Fachgebiet Gasnetze/Gasanlagen bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH in Leipzig.

Stefanie Lehmann ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Fachgebiet Gasnetze/Gasanlagen bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH in Leipzig.

Jenny Sammüller ist Projektingenieurin im Fachgebiet Gasnetze/Gasanlagen bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH in Leipzig.

Marco Behnke ist Werkstudent im Fachgebiet Gasnetze/Gasanlagen bei der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH in Leipzig.

Klaus Peters ist Projektleiter im Innovationsmanagement bei der Westnetz GmbH und zuständig für das Patentmanagement.

Kontakt:

Charlotte Große
 DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
 Karl-Heine-Str. 109/111
 04229 Leipzig
 Tel.: 0341 2457-113
 E-Mail: charlotte.grosse@dbi-gruppe.de
 Internet: www.dbi-gruppe.de

wvgw-Kalender