

Ermittlung von Methanemissionen des Gasverteilnetzes (ME DSO)

Inventur der Datenlage zur Abschätzung von Methanemissionen aus dem deutschen Gasverteilnetz, Entwicklung und Durchführung eines repräsentativen Messprogramms zur Erhebung der erforderlichen Daten

Abschlussbericht

Charlotte Große, M.Sc.
Melanie Eyßer, M.Eng.
Stefanie Lehmann, B.Sc.
Jenny Sammüller, M.Eng.
Marco Behnke

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Herausgeber

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

Technisch-wissenschaftlicher Verein

Josef-Wirmer-Straße 1–3

53123 Bonn

T +49 228 91885

F +49 228 9188990

info@dvwg.de

www.dvgw.de

Ermittlung von Methanemissionen des Gasverteilnetzes (ME DSO)

Inventur der Datenlage zur Abschätzung von Methanemissionen aus dem deutschen Gasverteilnetz, Entwicklung und Durchführung eines repräsentativen Messprogramms zur Erhebung der erforderlichen Daten

Abschlussbericht

Februar 2022

DVGW-Förderkennzeichen G201812

Zusammenfassung

Hintergrund

Bei der UN-Klimakonferenz COP26 in Glasgow wurde im November 2021 der Global Methane Pledge initiiert und von 111 Ländern einschließlich der EU-Staaten und der USA unterzeichnet [1]. Ziel der Initiative ist es, die weltweiten Methanemissionen zu reduzieren, um die Erderwärmung auf möglichst 1,5°C zu beschränken. Die Staaten verpflichten sich, ihre Methanemissionen bis 2030 um mindestens 30 % gegenüber 2020 zu reduzieren [2]. Methan stellt nach Kohlendioxid die zweitgrößte Quelle des anthropogenen Beitrags zum Klimawandel dar [3, S. 1-43].

Die Europäische Kommission sieht unter anderem im Sektor Energie das Potenzial, Methanemissionen kosteneffizient zu senken. Ein erster Entwurf einer EU-Methanverordnung wurde am Dezember 2021 vorgestellt [4]. Die Verordnung enthält Verpflichtungen zu Messungen, Berichterstattungen und Verifizierung von Methanemissionen sowie zu Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen für die Assets der Betreiber.

Auf nationaler Ebene berichtet das Umweltbundesamt (UBA) jährlich die Methanemissionen Deutschlands innerhalb der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) [5]. Die dort verwendeten Emissionsfaktoren (EF) für erdverlegte Rohrleitungen und Gas-Druckregel- und Messanlagen im Gasverteilnetz basieren auf Studien aus dem Jahr 2000 [6] bzw. 2012 [7]. Da in den letzten Jahren vermehrt PE-Leitungen im Gasverteilnetz verlegt wurden, welche eine geringere Leckhäufigkeit als andere Materialien aufweisen, ist zu erwarten, dass die EF des UBA veraltet sind.

Ziel und Untersuchungsrahmen des Projekts

Das Forschungsprojekt soll die aktuelle mit der erforderlichen Datenlage abgleichen, die für eine transparente, konsistente und ausreichend genaue Abschätzung der Methanemissionen aus dem Gasverteilnetz erforderlich ist. Die erforderliche Datenlage geben die Leitlinien von Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) [8], die EU-Methanverordnung [4] und das Europäische Komitee für Normung (CEN) [9] vor. An diesen Vorgaben orientiert sich das vorliegende Projekt hinsichtlich der verwendeten Definitionen und Begriffe.

Die Ziele des Projektes ME DSO lauten wie folgt: Es sollen aktuelle nationale Emissionsfaktoren (EF) für das deutsche Gasverteilnetz ermittelt werden. Da die EF quellspezifisch sind und auf Messungen basieren, entsprechen sie einem OGMP Level 3. Für fehlende Emissionsraten ist ein geeignetes Messprogramm zu entwickeln und die Durchführung einer zielgerichteten Messkampagne an ausgewählten Assets zu ermöglichen. Hierbei sollen auch Messprotokolle entwickelt werden, welche als Grundlage für zukünftige Messungen dienen können.

Der Fokus des Projekts liegt auf erdverlegten Rohrleitungen – Versorgungsleitungen (VL) und Netzanschlussleitungen (NAL) – sowie Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRMA). Diese Assets wurden bei bisherigen Messungen als Hauptemissionsquellen identifiziert.

Berechnungsmethoden für die Ermittlung der Emissionsfaktoren – Formeln und Datenherkunft

Die Ermittlung der Methanemissionen orientiert sich in diesem Projekt an der Methodik, wie sie derzeit vom CEN als europäische Norm erarbeitet wird¹. Die dort eingeführten Formeln und Begriffe gehen zurück auf das im Jahr 2018 durchgeführte GERG-Projekt MEEM. In diesem Projekt erarbeitete eine Vielzahl von europäischen Netzbetreibern eine gemeinsame Methodik für die Erfassung von Methanemissionen, welche dann von Marcogaz übernommen und an CEN übergeben wurde [10].

Die Emissionen berechnen sich aus Emissionsfaktoren (EF) und Aktivitätsfaktoren (AF). Die EF weisen die Emissionen einer Quelle aus (z. B. in kgCH₄/Leckage) die AF stellen die Anzahl der Quellen dar (z. B. Anzahl Leckagen).

Die Methanemissionen des Gasverteilnetzes sind im genannten Normentwurf [9] in die in folgenden Emissionsgruppen kategorisiert [9, S. 22]²:

- Diffuse Emissionen
 - o Permeation
 - o Leckagen
- Emissionen aus Ausblasevorgängen
 - o Wartungen (Spülen und Ausblasen)
 - o Störungen

Diese Emissionstypen werden für die Assets Versorgungsleitungen (VL), Netzanschlussleitungen (NAL) und Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRMA) separat berechnet.

Entwicklung Messprogramm

Für die Berechnung der diffusen Emissionen aus Leckagen an erdverlegten Rohrleitungen sowie an GDRMA stehen bereits EF vom UBA zur Verfügung. Diese beruhen jedoch auf veralteten und sehr wenigen Messwerten. Daher sollen aktuelle Messwerte in einer Messkampagne gewonnen und damit aktuelle und repräsentative EF für die diffusen Leckagen aus Rohrleitungen sowie GDRMA im Gasverteilnetz bestimmt werden.

Leckagen an erdverlegten Rohrleitungen des Gasverteilnetzes werden zunächst in regelmäßigen Überprüfungen durch Messen einer Methankonzentration an der Oberfläche über der Leckage aufgespürt. Dabei wird jedoch nicht die Emissionsrate (Gasaustritt in einer bestimmten Zeiteinheit, z. B. l/h) gemessen. Für das Messen der Emissionsrate und damit die Menge an Methan, die pro Zeit aus der Leckage entweicht, kommt in diesem Messprogramm die so genannte Absaugmethode zum Einsatz. Dabei wird mit hohen Volumenströmen die aus einer Leckage resultierende Gasausbreitung im Boden über Sonden abgesaugt, die 30–50 cm tief in den Erdboden eingebracht werden. Im abgesaugten Gasstrom erfolgt die Messung der Methankonzentration und des Volumenstroms, um daraus die Emissionsrate berechnen zu können.

Die Methode erfasst die austretenden Emissionen direkt am Entstehungsort im Boden mit einer hohen Genauigkeit und niedrigen Bestimmungsgrenze. Aufgrund der unterirdischen Sondierung der Gasausbreitung vor der Messung kann sichergestellt werden, dass die

¹ Bisher als unveröffentlichter Entwurf vorliegend. [9].

² Da der Normentwurf bisher nur auf Englisch vorliegt, wurden die Begriffe übersetzt: fugitives = diffuse Emissionen, permeation = Permeation, vented = Ausblaseemissionen, operations = Wartungen, purging/venting = Spülen/Ausblasen, incidents = Störungen

gesamte Leckageemission erfasst wird. Die Methode ist flexibel einsetzbar, da sie weitestgehend unabhängig von der Beschaffenheit der Oberfläche über der unterirdischen Leckage ist. Das Messverfahren wird seit den 1990er Jahren in Deutschland eingesetzt und fand auch in Messkampagnen in den Niederlanden [11] sowie in leicht abgewandelter Form in den USA [12] Anwendung.

Für die Messung der diffusen Methanemissionen an GDRMA kommt die Absaugmethode in angepasster Form zum Einsatz. Dabei wird die gesamte Anlage bis auf eine Einlass- und eine Absaugöffnung luftdicht abgedichtet und anschließend mit einem hohen Volumenstrom von Umgebungsluft durchströmt. Methanemissionen werden mit dem gerichteten Volumenstrom erfasst und die Methankonzentration sowie der Volumenstrom am Ausgang des Luftstroms aus der Anlage gemessen, woraus sich die Emissionsrate berechnen lässt. Zusätzlich wurden diffuse Methanemissionen aus Ausbläsern³ von GDRMA mit der Absaugmethode bestimmt.

Für die Messung der Methanemissionen an unterirdischen Leitungsleckagen sowie an GDRMA wurde jeweils ein separates Messorganisationskonzept erstellt, welches für alle Messungen in diesem Messprogramm befolgt wurde.

Bei den Leitungen stellen die bei der Überprüfung gefundenen Leckagen potenzielle Messstellen dar. Da die gefundenen Leckagen nach DVGW Merkblatt G 465-3 (M) zeitnah instand zu setzen sind, gibt es keinen „Pool“ aus dem Leckagen zufällig⁴ für die Messungen ausgewählt werden können [13]. Die Messungen müssen in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern geplant werden und in der Zeit zwischen Überprüfung und Reparatur durchgeführt werden. Die Auswahl der Leckagen erfolgt durch die Netzbetreiber, die bereit sind, Messungen an Leckagen in ihrem Netz durchführen zu lassen. Dabei sind vor allem organisatorische und sicherheitstechnische Aspekte entscheidend dafür, ob eine Leckage zur Messung geeignet ist. Um ein möglichst repräsentatives Abbild zu geben, werden Leckagen verteilt über ganz Deutschland gemessen, um unterschiedliche Bodenbeschaffenheiten und klimatische Bedingungen einzubeziehen. Außerdem werden Messungen an allen relevanten Materialien und Druckstufen durchgeführt.

Bei den Messungen an GDRMA fand eine statistische Zufallsauswahl der zu bemessenen Anlagen statt. Dafür stellten die Netzbetreiber, die an ihren Anlagen Messungen durchführen lassen wollten, eine Liste aller Anlagen in einem definierten Umkreis zur Verfügung, woraus die Anlagen nach ihrer Größe und ihrem Baujahr geschichtet anhand der statistischen Zufallstheorie ausgewählt wurden.

Messungen und statistische Auswertung

Im Rahmen des Projekts konnten 126 Quantifizierungen der Methanemissionen aus Leckagen an VL und NAL durch Messungen gewonnen werden. Die mittlere Methanemissionsrate pro Leckage beträgt (30 ± 5) l/h⁵, welche deutlich unter dem vom UBA bisher verwendeten Wert von (140 ± 40) l/h pro Leckage liegt [6, S. 9]⁶. Am häufigsten wurden Emissionen in der Klasse von 0 l/h bis 10 l/h gemessen. Statistisch signifikante Einflüsse konnten hinsichtlich der Leitungsart (VL, NAL) und des Materials (Stahl ohne kathodischen Korrosionsschutz (KKS), sonstiges) bei VL festgestellt werden.

Zusätzlich wurden für 159 GDRMA Methanemissionen durch Messungen quantifiziert, welche auch Messungen an insgesamt 662 Ausbläsern beinhalten. Die mittlere Methanemissionsrate

³ Es wurden keine betrieblichen Emissionen, z. B. aus Funktionsprüfungen, gemessen, diese wurden per Berechnung separat bestimmt.

⁴ Zufällig im Sinne einer Zufallsauswahl nach den Methoden der Stichprobentheorie.

⁵ (Mittelwert \pm Standardabweichung des Mittelwerts (SEM))

⁶ Die Studie enthält nur den Wert 140 l/h, die Unsicherheit wurde von DBI auf Basis der einzelnen Messwerte berechnet.

einschließlich der Ausbläseremissionen pro GDRMA beträgt $(1,8 \pm 0,3)$ l/h. Auch dieser Wert liegt deutlich unter dem bisher vom UBA verwendeten Wert von rund 105 l/h (HD-Anlagen)⁷ und rund 26 l/h für ND- und MD-Anlagen⁸.

Für die Kategorien NAL, VL Stahl ohne KKS, VL anderes Material und GDRMA wurden an die Daten angepasste Verteilungsmodelle der Methanemissionsrate pro Leckage ausgewählt und eine umfassende Unsicherheitsbetrachtung (Fehlerfortpflanzung, Bootstrap, Monte-Carlo-Simulation (MCS)) sowohl für die mittlere Emissionsrate pro Leckage als auch für die EF durchgeführt. Aufgrund der asymmetrischen Verteilungsform der Methanemissionsrate pro Leckage empfiehlt sich die Verwendung der MCS zur Quantifizierung der Unsicherheit.

Emissionsfaktoren für das deutsche Gasverteilnetz

Aus den gewonnenen Messdaten werden EF für diffuse Emissionen von erdverlegten Rohrleitungen sowie GDRMA gebildet, welche für das deutsche Gasverteilnetz angesetzt werden können. Des Weiteren werden EF für Ausblaseemissionen durch Berechnungsansätze ermittelt, die ebenfalls für das deutsche Gasverteilnetz angesetzt werden können. Die EF können außerdem für Emissionsberichterstattungen, z. B. innerhalb der OGMP, genutzt werden und folgen daher den Vorgaben des OGMP Templates „Distribution“. Sie sollten aber nur genutzt werden, wenn keine eigenen EF vorliegen, da sie im Zweifelsfall konservativ gewählten Parametern folgen und Emissionen deshalb tendenziell höher sind als der gemessene oder anlagenspezifische berechnete Emissionswert.

Auswertung und Plausibilisierung

Die gesamten Methanemissionen aus erdverlegten Leitungen (VL und NAL) und GDRMA im deutschen Gasverteilnetz betragen 8,1 ktCH₄.

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. Die niedrigeren EF dieser Studie sind zum einen auf geringere Leckhäufigkeiten sowie exaktere Emissionsraten zurückzuführen.

Während die vom UBA aktuell verwendeten EF auf Schadensangaben aus den Jahren 2003–2008 [7] sowie Emissionsraten einer Studie aus dem Jahr 2000 beruhen, welche lediglich auf 18 Messwerten (erdverlegte Leitungen) bzw. fünf Messwerten (GDRMA) basiert [6, S. 9], wurden im vorliegenden Projekt aktuelle Schadensraten (Mittelwert von 2017–2020) sowie eine wesentlich höhere Anzahl an Messwerten (126 an erdverlegte Leitungen sowie 159 an GDRMA) berücksichtigt.

Ausblick

Das Projekt ME DSO vergrößert und verbessert die Datenbasis für diffuse Emissionen von erdverlegten Rohrleitungen und GDRMA in Deutschland erheblich. Es konnten EF ermittelt werden, welche die deutschen Gasnetzbetreiber dabei unterstützen, zukünftig die Anforderungen aus der EU-Methanverordnung zu erfüllen.

Während der Durchführung des Projekts wurde deutlich, dass einige noch offene Aspekte in Nachfolgeprojekten adressiert werden sollten. Des Weiteren sind durch OGMP bzw. werden

⁷ 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].

⁸ 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].

durch die EU-Methanverordnung Anforderungen hinzugekommen, die ebenfalls weiterer Forschung bedürfen. Hierzu zählen:

1. Durchführung weiterer Messungen mit demselben Messverfahren zur Erhöhung der Datenbasis und zur Reduzierung der Unsicherheit.
2. Verifizierung der Messwerte, z. B. durch Vergleichsmessungen mit Messverfahren mit vergleichbarer Messgenauigkeit.
3. Untersuchung der Auswirkungen einer verstärkten Einspeisung „grüner Gase“ (Wasserstoff und Biogas) auf die ermittelten Emissionsraten und EF, vor dem Hintergrund der Nationalen Wasserstoffstrategie.
4. Verbesserung der Datenlage zu Methanemissionen bei Instandhaltungsmaßnahmen an GDRMA: Die abgeleiteten EF beruhen auf theoretischen Betrachtungen an einzelnen Anlagen und sollten durch Messungen verifiziert werden.
5. 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.
6. Standardisierung des angewendeten Messverfahrens zur Vorbereitung und Erhöhung der Effizienz der zukünftig zu erwartenden hohen Anzahl von Messungen durch die EU-Methanverordnung.

Es wurde bereits ein Nachfolgeprojekt seitens des DVGW initiiert (ME DSO 2.0), welches die 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.

Für Verteilnetzbetreiber, die das Projekt 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 Berichtslevel erfüllen können.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	i
1 Einleitung	1
2 Ziel und Untersuchungsrahmen.....	2
2.1 Ziel	2
2.2 Untersuchungsrahmen	3
3 Berechnungsmethoden für die Ermittlung der Emissionsfaktoren – Formeln und Datenherkunft.....	4
3.1 Emissionen im Allgemeinen.....	4
3.2 Erdverlegte Rohrleitungen (Versorgungs- und Netzanschlussleitungen).....	6
3.2.1 Diffuse Emissionen	6
3.2.2 Ausblasen	13
3.3 Gas-Druckregel- und Messanlagen	21
3.3.1 Diffuse Emissionen	21
3.3.2 Ausblasen	21
3.4 Extrapolation der Aktivitätsfaktoren.....	24
3.5 Empfehlungen für ein zukünftiges Umweltreporting	26
4 Erstellung eines Messprogramms für diffuse Methanemissionen an erdverlegten Leitungen und Anlagen	27
4.1 Technologien und Verfahren zur Messung von Methanemissionen an der Emissionsquelle (Bottom-up)	27
4.1.1 Verfahren zur Messung von Methanemissionen an Leitungsleckagen	28
4.1.2 Verfahren zur Messung von Methanemissionen an Anlagen des Gasverteilnetzes 33	
4.2 Messprotokolle	37
5 Messungen.....	38
5.1 Messdaten	38
5.1.1 Leitungsmessungen	38
5.1.3 Anlagenmessungen	45
5.2 Unsicherheitsbetrachtung	49
5.2.1 Methoden zur Quantifizierung der Unsicherheit.....	49
5.2.2 Unsicherheitsbestimmung mittels Fehlerfortpflanzung.....	49
5.2.3 Unsicherheitsbestimmung mittels Simulationsmethoden	51
5.2.4 Vergleich der Methoden	53
6 Emissionsfaktoren für das deutsche Gasverteilnetz	54
6.1 Erdverlegte Rohrleitungen – Versorgungsleitungen	54
6.1.1 Diffuse Emissionen	54

6.1.2 Ausblasen	56
6.2 Erdverlegte Rohrleitungen – Netzanschlussleitungen	57
6.2.1 Diffuse Emissionen	57
6.2.2 Ausblasen	58
6.3 Gas-Druckregel- und Messanlagen	58
6.3.1 Diffuse Emissionen	58
6.3.2 Ausblasen	58
7 Auswertung und Plausibilisierung	60
7.1 Ermittlung der Hauptemissionsquellen	60
7.2 Vergleich zu bisher angewendeten Werten des Umweltbundesamtes	62
7.3 Vergleich zu anderen Messkampagnen für das Gasverteilnetz	63
7.3.1 Messkampagnen des Instituts Kiwa in den Niederlanden	63
7.3.2 Messungen in Hamburg der Universität Utrecht	64
8 Ausblick und weiterer Forschungsbedarf	65
9 Literaturverzeichnis	67
10 Abbildungsverzeichnis	71
11 Tabellenverzeichnis	73
12 Abkürzungen, Formelzeichen und Indizes	77
13 Glossar	82
14 Anhang	83

1 Einleitung

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 [3, S. 1-43]. Die Europäische Kommission reagierte darauf im Oktober 2020 mit der Veröffentlichung der EU-Methanstrategie [14] aus der im Dezember 2021 der Entwurf einer EU-Methanverordnung resultierte [15]. Unter anderem im Sektor Energie wird Potenzial gesehen, Methanemissionen kosteneffizient zu senken. Ziel der EU ist es, die Gasmärkte zu dekarbonisieren und die Methanemissionen der EU bis 2030 um 35–37 % gegenüber dem Stand von 2005 zu senken. Die Bestimmung und Verifizierung von Methanemissionen soll verbessert werden und ihre Berichterstattung soll verpflichtend sein. Die Verordnung enthält Verpflichtungen zu Messungen und Überprüfungen von Methanemissionen sowie Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen und lehnt sich stark an die Vorgaben der Oil and Gas Methane Partnership (OGMP 2.0 Framework) [8]

Darüber hinaus wurde während der UN-Klimakonferenz COP26 in Glasgow im November 2021 der Global Methane Pledge vorgestellt. Dieser wurde von 111 Ländern einschließlich der EU-Staaten und der USA unterzeichnet [1]. Die Staaten verpflichten sich darin, die weltweiten Methanemissionen zu reduzieren, um einen Beitrag zur Beschränkung der Erderwärmung auf möglichst 1,5°C zu leisten. Die Reduktion der Methanemissionen soll bis 2030 mindestens 30 % gegenüber 2020 betragen [2].

Des Weiteren sieht der aktuelle Entwurf zur EU-Methanverordnung vor, dass Gasbetreiber die Methanemissionen ihrer relevanten Assets zwölf Monate nach Inkrafttreten der Verordnung mit generischen, aber quellspezifischen Emissionsfaktoren (EF) berichten müssen.

Auf nationaler Ebene berichtet das Umweltbundesamt (UBA) jährlich die Methanemissionen Deutschlands innerhalb der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) [5]. Die dort verwendeten EF für erdverlegte Rohrleitungen und Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRMA) im Gasverteilnetz basieren auf Studien aus dem Jahr 2000 [6] bzw. 2012 [7]. Da in den letzten Jahren vermehrt PE-Leitungen im Gasverteilnetz verlegt wurden, welche eine geringere Leckhäufigkeit als andere Materialien aufweisen, ist zu erwarten, dass die EF des UBA veraltet sind. Des Weiteren sind sie zwar quellspezifisch, unterteilen aber nicht die geforderten Emissionsarten gemäß OGMP, sodass die Anforderungen der EU-Methanverordnung an den ersten Bericht der Betreiber mit diesen Faktoren vermutlich nicht erfüllt werden könnten.