

Berlin und Bonn, 14. April 2022



BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfachs e.V.
Hauptgeschäftsstelle
Josef-Wirmer-Str. 1-3
53123 Bonn

www.dvgw.de

Stellungnahme

Entwurf der EU-Verordnung zur Verringerung von Methan- emissionen im Energiesektor (15.12.2021)

Kommentierung und Vorschläge für die weitere Umsetzung

with a Management Summary in English

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu über-regionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärme-absatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW) fördert das Gas- und Wasserfach mit den Schwerpunkten Sicherheit, Hygiene und Umweltschutz. Mit seinen über 13.600 Mitgliedern erarbeitet der DVGW die allgemein anerkannten Regeln der Technik für Gas und Wasser. Der DVGW ist die im Energiewirtschaftsgesetz benannte Institution für Was-serstoffinfrastrukturen.

Management Summary (English)

BDEW and DVGW support the European Commission's objective of continuing to significantly reduce man-made methane emissions. To achieve this objective, it is essential that **the right path is taken**.

The specifications of the EU methane emissions regulation must also be **thoroughly focused on the goal of reducing emissions**. It is the opinion of the associations that there is **room for improvement** in this respect in some of the provisions in the current draft regulation.

- **Ensure effective and simultaneously efficient detection of methane emissions**

- › Repeating the measures to detect methane emissions every three months for all relevant components as suggested in the regulation proposal is **clearly too high a frequency** for the many emission-free parts of the infrastructure. It would unnecessarily tie up valuable resources (personnel and equipment), that could otherwise be more effectively employed to reduce methane emissions elsewhere. The inspection intervals should be determined by the state of the asset in question (**condition orientation**). A 3-month cycle is only appropriate for pipeline sections where there was a higher frequency of leakage in the past. For **all other elements**, the inspection cycle should be increased to 1 year or more. For equipment that is leakage-free because of its material, **intervals of several years** suffice.
- › The national monitoring authorities should be empowered with determining tailor-made specifications for the frequency of leakage detection measures.
- › Furthermore, the European Commission should task the **European Committee for Standardisation (CEN)** with preparing **standards for quantifying and reporting** methane emissions as well as for possible **comparative methods and uncertainty calculations**. These should be based on the developments of the Oil & Gas Methane Partnership (OGMP) 2.0 initiative and also refer to well-established national standards for emissions reduction.
- › The **reconciliation** of measurements at the source using top-down measurement methods (via drones, helicopters, satellites) is to be **limited** to areas where top-down measurement methods are feasible and are allowed by the authorities. In addition, the number of these measurements – as is the case with OGMP 2.0 – is to be limited to a technically meaningful level, depending on the relevance of the individual emission sources and their number.

- **Base specifications for repair or replacement on the overall emissions situation**

- › Repair planning should **not be based on rigidly pre-determined deadlines** – it should be condition- and event-based. Methane concentrations are not a suitable basis for prioritizing repair measures because, although they are an indicator of a leakage, they do not allow any conclusions to be drawn about the nature and extent of the emissions.
- › Because repairs usually lead to emissions, it would be counterproductive for the minimization of overall emissions to carry out such measures for smaller leakages in addition to already scheduled dates. Leakages that emit miniscule amounts should be resolved as **part of routine maintenance**.

- **Introduce exceptions for small quantities in venting & flaring**

- › The proposed restrictions on venting and flaring of natural gas are appropriate for larger-scale operations. However, **an exception must be created for the smallest of quantities**. Otherwise, even for the replacement of relevant end-customer components (e.g. gas meters or service regulators), the small escaped quantity of a few litres would have to be captured (and later used or fed back into the system) or flared. This would be an entirely disproportionate use of time and logistics for the tradesperson/employee of the gas network operators involved. **Operational measures, like for example, decommissioning, maintenance or replacement as well as commissioning, where micro quantities are emitted, should be introduced in article 15 as an exception.**
- › Small quantities should also be exempt from the obligation of regular reporting on venting and flaring procedures. The reporting interval should be extended to one year (instead of every three months) for larger emission quantities.

- **Stringent reporting, clear reporting pathways**

- › The current draft regulation imposes obligations for the annual compilation of **very comprehensive reports** on methane emissions, which must include all relevant components. **Simplifications are urgently required** here, as a full survey of all systems is not practically deliverable for the companies and does not present any discernible benefit to the authorities.
- › Furthermore, the specifications result in **double burdens** for companies that have already joined voluntary initiatives such as the Oil & Gas Methane Partnership (OGMP 2.0). This increases the probability that companies active in the EU leave these initiatives or will not want to join in the first place. This weakens already established and recognized initiatives and therefore the goal of advancing emission reduction not only in Europe, but on a global scale.
- › The national authorities responsible for data reporting have not yet been identified. Clear responsibilities must be assigned in order to be fair to both the cross-regional

transmission system operators as well as the distribution system operators on a local level. **Connecting the reporting process to well-established structures and instruments** like *GaWaS* (Gas and Water Statistics) in Germany would be much welcomed for efficiency reasons.

- **Effective verification by external bodies, without bureaucratic overburdening**
 - › The planned obligation to have an independent inspection body verify every report on annual measurements for all relevant components will hardly be feasible because of limited capacities, especially in the first few years following the regulation coming into force. There are currently only 24 inspection centres with the relevant accreditation to verify reports of network operators in Germany – for more than 700 gas distribution network operators with more than 540,000 kilometres of gas networks. **The requirements should therefore be lowered considerably** and limited to random checks or inspecting major emission sources.
 - › Since the measurement reports and emissions calculations still have to be verified and published by independent inspection bodies for factual correctness, the additional **extensive biennial inspections** of systems and measuring equipment by the authorities proposed in the draft regulation (that must also in turn, be documented), provide no added value that would justify the immense utilization of resources. These **inspections should therefore be kept to a minimum**, for example limited to random samples or cases where the independent inspection bodies have identified irregularities.
- **Exempt inactive, permanently, and professionally sealed wells from the rules**
 - › Without outside interference, no methane emissions are normally emitted from inactive wells that are already permanently and professionally sealed. The proposed measurement and reporting requirements would create a very high burden for the responsible authorities or responsible companies (in as much as the wells still remain in their area of responsibility), that would not be offset by adequate benefits. Long-term emissions measuring at these wells is therefore excessive. Even an annual inspection of the wells would fail to yield any new results. **Permanently sealed wells, backfilled following approval by the responsible authorities, should therefore be exempt from these rules.**
- **Leave lignite surface mining out of the scope of the regulation**
 - › Surface mining, in Germany specifically surface lignite mining, emits only very low levels of methane. **Surface mining should therefore be excluded from the provisions of this regulation.** Should however, the plans remain in place as per the draft regulation, reporting obligations for surface mines should be drastically reduced.

- **Generating international impact using appropriate means beyond the EU**

- › The approach of also introducing reporting on methane emissions before the import of fossil fuels into the European Union and driving forward measures to reduce them is to be welcomed. A **reliable database** is a central prerequisite for this. The United Nations Framework Convention on Climate Change as well as initiatives such as OGMP 2.0 have developed **international standards for the measurement and reporting of methane emissions**. The EU and its member states should ensure that these standards are also applied by the funding companies in the relevant countries of origin. The regulation should reflect the **timetable of transparency requirements** agreed in the framework of OGMP 2.0 (first requirements from 2023, further requirements from 2025).

Vorwort

Mit dem am 15.12.2021 vorgelegten Entwurf einer Verordnung zur Verringerung der Methanemissionen¹ greift die Europäische Kommission ihre Überlegungen aus der EU-Methanstrategie vom 14.10.2020 auf und konkretisiert diese für den Energiebereich.

BDEW und DVGW unterstützen nachdrücklich das Ziel der Europäischen Kommission, die Emissionen von Methan in die Atmosphäre zu reduzieren und so einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Damit einhergehend leistet auch die Energiewirtschaft in Deutschland ihren Beitrag zum aktiven Klimaschutz. Bereits in den vergangenen 30 Jahren hat die Gaswirtschaft in Deutschland die Emissionen von Methan deutlich senken können.² In den vergangenen Jahren haben sich auf europäischer und internationaler Ebene einige Initiativen gebildet, die sich dem Ziel einer weiteren Senkung dieser Emissionen verpflichtet haben.

Mit der EU-Methanemissionsverordnung werden auf europäischer Ebene erstmals Regelungen entstehen, die für die Adressaten unmittelbare Rechtsbindung entfalten werden. Es ist wichtig, dass diese Regelungen so ausgestaltet werden, dass auch bei richtigerweise anspruchsvollen Zielen zur Emissionssenkung die geforderten Maßnahmen von allen Beteiligten umsetzbar sind und die Ressourcen auf allen Seiten so eingesetzt werden, dass eine größtmögliche Verringerung von Treibhausgasen erreicht wird.

An einigen Stellen des vorliegenden Verordnungsvorschlags sehen BDEW und DVGW den Bedarf, die Regelungen passgenauer auszugestalten. Dies betrifft insbesondere die Vorgaben für die zeitliche Taktung von Untersuchungen auf mögliche Emissionen, die Fristen für Reparaturen, die Vorschriften zur Überprüfung durch externe Prüfstellen und zusätzlich durch Behörden sowie die sehr umfangreichen Berichterstattungspflichten. Zu diesen und weiteren Bereichen schlagen die Verbände Änderungen am vorliegenden Text vor, die die Umsetzbarkeit der Regelungen deutlich erhöhen und gleichzeitig das zentrale Ziel einer größtmöglichen Senkung von Methanemissionen schneller erreichbar machen.

Für weitere Hintergrundinformationen zu den bisherigen und den aktuellen Aktivitäten der Energiewirtschaft zur Senkung von Methanemissionen wird auf die Internetseiten der Verbände verwiesen:

- <https://www.bdeuw.de/energie/methanemissionen/>
- <https://www.dvgw.de/themen/umwelt/methan-emissionen>

¹ Offizieller Text des Verordnungsentwurfs unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A805%3AFIN&qid=1639665806476>

² Vgl. Umweltbundesamt (2021): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2019, Abschnitt 3.3.2.2 (Seite 272): Die Methanemissionen der deutschen Gaswirtschaft gingen von 1990 bis 2019 um 38,6% zurück.

Management Summary

BDEW und DVGW unterstützen das Ziel der Europäischen Kommission, die vom Menschen verursachten Methanemissionen weiter signifikant zu reduzieren. Wichtig ist zur Erreichung dieses Ziels, dass **der richtige Weg beschritten** wird.

So müssen auch die Vorgaben in der EU-Methanemissionsverordnung **konsequent auf das Ziel der Emissionssenkung ausgerichtet** sein. Hierzu besteht nach Ansicht der Verbände bei einigen Vorschriften im vorliegenden VO-Entwurf noch **Verbesserungsbedarf**.

- **Effektive und zugleich effiziente Erfassung der Methanemissionen sicherstellen**

- › Eine Wiederholung der Maßnahmen zur Detektion von Methanemissionen alle 3 Monate an allen relevanten Komponenten, wie im VO-Vorschlag angelegt, ist für die vielen emissionsfreien Teile der Infrastruktur eine **deutlich zu enge Taktung**. Sie würde unnötigerweise wertvolle Ressourcen (Personal und Equipment) binden, die an anderen Stellen wesentlich zielführender zur wirksamen Senkung von Methanemissionen eingesetzt werden können. Die Prüfintervalle sollten am Zustand der jeweiligen Assets ausgerichtet werden (**Zustandsorientierung**). Nur bei Leitungsabschnitten, die in der Vergangenheit größere Leckagehäufigkeiten aufwiesen, ist ein 3-Monats-Zyklus geeignet. Für **alle anderen Elemente** sollte der **Prüfzyklus auf 1 Jahr oder länger** heraufgesetzt werden. Bei materialbedingt leckagefreien Betriebsmitteln reichen **mehrfährige Zeitabstände** aus.
- › Die nationalen Überwachungsbehörden sollten die Befugnis erhalten, passgenaue Vorgaben für die Taktung der Maßnahmen zur Lecksuche zu erlassen.
- › Darüber hinaus sollte die Europäische Kommission das **europäische Normungskomitee CEN** beauftragen, **Standards** für die **Quantifizierung und Berichterstattung** zu Methanemissionen sowie für mögliche **Vergleichsmethoden und Unsicherheitsberechnungen** zu erarbeiten. Diese sollten sich an den Entwicklungen der Initiative Oil & Gas Methane Partnership (OGMP) 2.0 orientieren und zudem auf bewährte nationale Standards zur Emissionsreduktion zurückgreifen.
- › Die Überprüfung („**Reconciliation**“) von Messungen an der Quelle durch Top-down-Messmethoden (per Drohnen, Hubschraubern, Satelliten) ist auf Bereiche zu **beschränken**, bei denen Top-down-Messmethoden sinnvoll durchführbar und behördlich zulässig sind. Zudem ist die Anzahl dieser Messungen – wie auch bei OGMP 2.0 – auf ein technisch aussagefähiges Maß zu begrenzen, in Abhängigkeit von der Relevanz der einzelnen Emissionsquellen und deren Anzahl.

- **Vorgaben für Reparatur bzw. Austausch am gesamten Emissionsgeschehen ausrichten**

- › Die Instandsetzungsplanung sollte **nicht an starr vorgegebenen Fristen** ausgerichtet werden, sondern zustands- und ereignisorientiert erfolgen. Methankonzentrationen eignen sich nicht als Grundlage für die Priorisierung von Reparaturmaßnahmen, weil sie zwar ein Indikator für eine Leckage sind, aber keine Rückschlüsse auf Art und Umfang der Emissionen zulassen.
- › Da auch Reparaturen i.d.R. zu Emissionen führen, wäre es für die Minimierung der Gesamtemissionen kontraproduktiv, solche Maßnahmen bei kleineren Leckagen zusätzlich zu ohnehin geplanten Terminen durchzuführen. Leckagen, die Kleinstmengen emittieren, sollten **im Rahmen der Routine-Instandhaltungsmaßnahmen** beseitigt werden.

- **Bei Venting & Flaring Ausnahmen für Kleinstmengen einführen**

- › Die geplanten Beschränkungen des Ablassens (Venting) und des Abfackelns von Erdgas (Flaring) sind für Vorgänge größeren Umfangs sachgerecht. Allerdings muss für **Kleinstmengen eine Ausnahmeregelung** geschaffen werden. Andernfalls müssten selbst beim Austausch von relevanten Komponenten beim Endkunden (z.B. Gaszähler oder Hausdruckregelgeräte) die entweichenden Kleinstmengen im Umfang von wenigen Litern eingefangen (und später verwendet oder wieder eingespeist) oder abgefackelt werden. Dies wäre ein vollkommen unverhältnismäßiger zeitlicher und logistischer Aufwand für die ausführenden Handwerker bzw. für das Personal der Gasnetzbetreiber. **Betriebliche Maßnahmen, wie z.B. Außerbetriebnahmen, Wartungen oder Austausch sowie Inbetriebnahmen, bei denen Kleinstmengen emittiert werden, sollten als Ausnahme in Artikel 15 eingeführt werden.**
- › Auch von der Pflicht zur regelmäßigen Berichterstattung über Venting- und Flaring-Vorgänge sind kleine Mengen auszunehmen. Bei größeren Emissionsmengen ist der Turnus der Berichterstattung auf ein Jahr (anstatt alle 3 Monate) auszudehnen.

- **Stringente Berichterstattung, eindeutige Meldewege**

- › Der aktuelle VO-Entwurf stellt Pflichten für die jährliche Erstellung **sehr umfangreicher Berichte** zur Methanemissionserfassung auf, die alle relevanten Komponenten umfassen müssen. Hier sind **dringend Erleichterungen erforderlich**, da eine vollständige Erhebung aller Anlagen von den Unternehmen praktisch nicht leistbar und für die Behörden ohne erkennbaren Nutzen ist.
- › Zudem führen die Vorgaben für Unternehmen, die sich bereits freiwilligen Initiativen wie der Oil & Gas Methane Partnership (OGMP 2.0) angeschlossen haben, zu **Doppelbelastungen**. Das erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass in der EU tätige Unternehmen aus diesen Initiativen wieder austreten bzw. gar nicht erst eintreten werden. Dies schwächt bereits etablierte und anerkannte Initiativen und somit das Ziel, nicht nur in Europa, sondern auf globaler Ebene die Emissionsenkung voranzubringen.

- › Die für die Datenmeldungen zuständigen nationalen Behörden wurden noch nicht bestimmt. Es müssen eindeutige Zuständigkeiten geregelt werden, um sowohl den überregional agierenden Fernleitungsnetzbetreibern als auch den lokal operierenden Verteilnetzbetreibern gerecht zu werden. Eine **Anknüpfung der Meldeprozesse an erprobte Strukturen und Instrumente** wie der Gas- und Wasserstatistik (GaWaS) in Deutschland wäre aus Effizienzgründen sehr zu begrüßen.
- **Effektive Überprüfung durch externe Stellen, ohne bürokratische Überfrachtung**
 - › Die geplante Pflicht, jeden Bericht über jährliche Messergebnisse an allen relevanten Komponenten durch eine unabhängige Prüfstelle verifizieren zu lassen, wird v.a. in den ersten Jahren nach Inkrafttreten der Verordnung wegen begrenzter Kapazitäten kaum umsetzbar sein. Den mehr als 700 Gasverteilernetzbetreibern mit über 540.000 Kilometern Gasnetzen stehen in Deutschland aktuell nur 24 Prüfstellen gegenüber, die die entsprechende Akkreditierung zur Verifizierung der Berichte der Netzbetreiber besitzen. **Die Vorschriften sind daher deutlich zu entschlacken** und auf Stichprobenüberprüfungen bzw. auf die Überprüfung wesentlicher Emissionsquellen zu begrenzen.
 - › Da die Messberichte und Emissionsberechnungen ohnehin von unabhängigen Prüfstellen auf sachliche Richtigkeit verifiziert und veröffentlicht werden müssen, liefern die im VO-Entwurf zusätzlich vorgesehenen, **umfangreichen behördlichen Inspektionen** von Anlagen und Messequipment, die alle 2 Jahre stattfinden und wiederum dokumentiert werden sollen, keinen Mehrwert, der den immensen Aufwand rechtfertigen würde. **Diese Inspektionen sind daher auf ein Minimum zu beschränken**, etwa auf Stichproben oder auf Fälle, in denen die unabhängigen Prüfstellen Unregelmäßigkeiten erkannt haben.
- **Inaktive, dauerhaft und fachgerecht abgedichtete Bohrlöcher von den Vorschriften ausnehmen**
 - › Von inaktiven Bohrlöchern, die bereits fachgerecht dauerhaft abgedichtet sind, gehen ohne Fremdeinwirkung typischerweise keine Methanemissionen aus. Die vorgesehenen Mess- und Berichtsvorschriften würden bei den zuständigen Behörden bzw. den zuständigen Unternehmen (sofern die Bohrlöcher noch in deren Verantwortungsbereich liegen) einen sehr hohen Aufwand generieren, dem kein angemessener Nutzen gegenübersteht. Eine dauerhafte Messung der Emissionen an diesen Bohrungen ist daher unverhältnismäßig. Auch eine jährliche Überprüfung der Bohrungen ergäbe keine neuen Erkenntnisse. **Dauerhaft abgedichtete und nach Genehmigung durch die zuständigen Behörden verfüllte Bohrungen sollten daher von diesen Vorschriften ausgenommen sein.**

- **Braunkohletagebaue aus dem Anwendungsbereich der Verordnung heraushalten**

- › Vom Bergwerk über Tage, in Deutschland von den Braunkohletagebauen, gehen nur sehr geringe Methanemissionen aus. **Tagebaue** sollten daher **von den Bestimmungen der vorliegenden Verordnung ausgenommen** werden. Wird dennoch an den Plänen laut VO-Entwurf festgehalten, sind die Berichtspflichten für Tagebaue stark zu reduzieren.

- **Auch über die EU hinaus international mit geeigneten Mitteln Wirkung entfalten**

- › Der Ansatz, auch zu den vor dem Import fossiler Energieträger in die Europäische Union entstehenden Methanemissionen eine Berichterstattung einzuführen und Maßnahmen zu ihrer Senkung zu forcieren, ist zu begrüßen. Hierfür ist eine **verlässliche Datenbasis** eine zentrale Voraussetzung. Die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen sowie Initiativen wie OGMP 2.0 haben **internationale Standards für die Messung und Berichterstattung von Methanemissionen** entwickelt. Die EU und ihre Mitgliedstaaten sollten sich dafür einsetzen, dass diese Standards auch durch die Förderunternehmen in den maßgeblichen Herkunftsländern angewendet werden. In der Verordnung sollte sich die bei OGMP 2.0 vereinbarte **zeitliche Staffelung der Transparenzpflichten** (erste Vorschriften ab 2023, weitere ab 2025) niederschlagen.

1 Ziele der Verordnung, Adressatenkreis, Inhalte (Überblick), Befugnisse für Prüfstellen und Behörden

Inhalte VO-Entwurf

Ziele

Der VO-Entwurf hat zum **Ziel**, die **Emissionen von Methan** aus der **Energiewirtschaft** – insbesondere der Öl- und Gaswirtschaft – zu **reduzieren**. Die Grundlage bilden Verpflichtungen zur intensiveren **Erfassung und Berichterstattung von Emissionen** und im nächsten Schritt von **Maßnahmen zu deren Eindämmung** durch Behebung von Leckstellen bzw. Veränderungen im Betrieb. Neben fossilen Energieträgern werden auch erneuerbare Gase, wie Biogas, einbezogen.

Adressatenkreis

Die Vorschriften des VO-Entwurfs richten sich in erster Linie an **Betreiber von Einrichtungen, die Quellen von Methanemissionen sein können**. Darunter fallen (Art. 1 Abs. 2 VO-E):

- Unternehmen der vorgelagerten **Öl- und Gasexploration** und **-produktion** sowie der Förderung und Verarbeitung von „fossilem Gas“,
- Unternehmen der **Übertragung, Verteilung und Unter-Tage-Speicherung von Gas** sowie Betreiber von **LNG-Terminals**, und zwar sowohl in Bezug auf fossiles als auch auf erneuerbar hergestelltes Methan,
- Betreiber von **Kohlebergwerken** unter und über Tage sowie an (ehemalige) Betreiber geschlossener und aufgegebener Untergrund-Kohlebergwerke,
- bezüglich inaktiver Bohrlöcher die EU-Mitgliedstaaten bzw. verantwortliche Parteien, sofern diese identifiziert werden können.

Zudem umfasst der VO-Entwurf Berichterstattungspflichten für **Importeure** von Erdgas, Öl und anderen fossilen Energieträgern in die Länder der EU – Art. 27 iVm Annex VIII VO-E.

Andere Wirtschaftszweige werden mit der Verordnung nicht adressiert.

Inhaltliche Vorgaben (Überblick)

Der VO-Entwurf enthält zusammengefasst folgende Vorschriften:

- Verpflichtung für Unternehmen, in vorgegebenen zeitlichen Abständen die **Emissionen von Methan** aus den selbst betriebenen Betriebsmitteln systematisch und unternehmensscharf zu **erfassen**, sie gegenüber öffentlichen Stellen zu **melden** und sie mit Unterstützung externer Dienstleister zu **überprüfen** (Measuring, Reporting and Verification – **MRV**) – Art. 12, 16 (iVm Annex II) und 18 VO-E;

- *Verpflichtung für Unternehmen, bei **Erkennung** von Leckagen unverzüglich **Maßnahmen zur Senkung von Emissionen** durchzuführen (Leak Detection and Repair – LDAR) – Art. 14 und Annex I VO-E;*
- *Verpflichtung für Unternehmen, das **Ablassen** (Venting) und **Abfackeln** (Flaring) von Gas auf klar beschriebene **Ausnahmefälle** zu beschränken und eine diesbezügliche **Berichterstattung** durchzuführen – Art. 15-17 VO-E;*
- *Verpflichtung für Mitgliedstaaten (bzw. für identifizierte verantwortliche Parteien), **Methanemissionen aus inaktiven Bohrlöchern** aufzuspüren und zu beheben, dazu **Berichte** anzufertigen und diese durch Prüfstellen verifizieren zu lassen – Art. 18 iVm Annex IV und Art. 8, 9 VO-E;*
- *Verpflichtung für **Importeure** von Erdgas, Öl und anderen fossilen Brennstoffen in die EU, Angaben über die **Herkunft der Energieträger**, über den Produzenten/Exporteur sowie über dessen **Maßnahmen im Herkunftsland** zur Kontrolle und Eindämmung von Methanemissionen und zu diesbezüglicher **Berichterstattung** zu machen – Art. 27 iVm Annex VIII VO-E.*

Befugnisse für Prüfstellen und Behörden

Unabhängige Prüfstellen („Verifiers“) sollen die Emissionsmessungen der (Infrastruktur-)Betreiber **verifizieren** – Art. 8, 9 VO-E.

Zudem soll eine zuständige **nationale Behörde** die Einhaltung der Vorschriften **überwachen**. Sie soll u. a. die Möglichkeit erhalten, durch **Ortsbegehungen** und **Einsichtnahme** in Unterlagen der Unternehmen die ihr gemeldeten Emissionsmengen zu überprüfen – Art. 4-7 VO-E.

Eine internationale Beobachtungsstelle, das International Methane Emissions Observatory (**IMEO**), soll die **Daten** zu Methanemissionen **aggregieren** und die von den Unternehmen verwendeten **Methodiken** und **statistischen Prozesse überprüfen** – Art. 10 VO-E.

BDEW/DVGW-Bewertung

Geforderte Maßnahmen müssen wirksam und effizient sein!

Mit Blick auf die Gaswirtschaft ist der **übergreifende Ansatz** über die gesamte Wertschöpfungskette **grundsätzlich sinnvoll**. Angesichts der klimaschädigenden Wirkung von Methan in der Atmosphäre müssen die schon bestehenden Anstrengungen weiter verstärkt werden, Methanemissionen in der gesamten Kette von der Gasförderung bis zur Bereitstellung beim Endkunden zu vermeiden.

Wichtig ist nach Ansicht von BDEW und DVGW, dass die **Ressourcen zur weiteren Reduktion von Methanemissionen vor allem dort eingesetzt werden, wo die größten Potenziale zur Emissionssenkung liegen**. So kann mit denselben Anstrengungen ein maximaler Beitrag für den Klimaschutz geleistet werden. Dieses Prinzip ist im vorliegenden Verordnungsentwurf allerdings nicht zu erkennen, obwohl sowohl die EU-Methanstrategie vom 14. Oktober 2020 als auch die Erwägungsgründe zum vorliegenden VO-Entwurf die Bedeutung effizienter Maßnahmen herausstellen.³ Stattdessen werden sehr umfangreiche, häufig wiederkehrende Verpflichtungen zur Emissionsmessung und -berichterstattung unterschiedslos für alle Teile der betreffenden Einrichtungen und somit auch für solche Betriebsmittel aufgestellt, von denen sehr wenige oder gar keine Emissionen ausgehen (vgl. unten Abschnitt 4). **Hier besteht dringender Überarbeitungsbedarf am vorliegenden Verordnungsentwurf.**

Alle Wirtschaftssektoren müssen zur Emissionssenkung beitragen!

Neben der Aufstellung verbindlicher Vorgaben für die Energiewirtschaft sollte die Europäische Kommission **auch in anderen relevanten Wirtschaftszweigen die weitere Senkung von Methanemissionen anstoßen**, so wie es in der EU-Methanstrategie vom 14. Oktober 2020 angelegt ist. So kann dem Gedanken Rechnung getragen werden, die Ressourcen zur Emissionssenkung vorrangig dort einzusetzen, wo die größten Reduktionspotenziale liegen.

Einsatz unabhängiger Dritter und von Behörden auf das notwendige Maß begrenzen!

Die Überprüfung der Maßnahmen und der Aufzeichnungen der Betreiber durch unabhängige Stellen ist grundsätzlich richtig. Die im Verordnungsentwurf angelegten Regelungen sind jedoch deutlich zu umfangreich. Auf absehbare Zeit werden z. B. in Deutschland nicht genügend Prüfstellen verfügbar sein, um die regelmäßigen Berichte aller deutschen Gasnetzbetreiber sowie der produzierenden Unternehmen zu prüfen und anhand von Begehungen vor Ort die Durchführung der Maßnahmen in Augenschein zu nehmen. Gleiches gilt für die Kapazitäten bei den zuständigen Behörden, die ihrerseits die Maßnahmen der Betreiber von Gasinfrastrukturen überprüfen sollen.

Die Vorschriften sowohl für Prüfstellen als auch für Behörden müssen auf ein Maß begrenzt werden, das für alle Beteiligten umsetzbar ist. Anstelle von vollständigen Überprüfungen müssen Stichproben durchgeführt werden. Zudem sollte das Konzept, zwei Instanzen für diese Aufgaben einzusetzen, überdacht werden.

³ EU-Methanstrategie vom 14.10.2020, Seite 3; VO-Entwurf der Europäischen Kommission vom 15.12.2021, Abschnitt 3, Unterabschnitt „Impact Assessment“ sowie Erwägungsgrund Nr. 33

2 Erkennen und Beheben von Leckagen (Leak Detection and Repair – LDAR)

Inhalte VO-Entwurf

Der VO-Entwurf sieht sehr umfassende Maßnahmen zur Erkennung und Behebung von Methanemissionen vor (Artikel 14 VO-Entwurf):

- › *Spätestens 3 Monate nach Inkrafttreten der VO hat jeder Betreiber ein **LDAR-Programm** vorzulegen, das detailliert das Vorgehen bei der regelmäßigen Überprüfung und im Falle von Leckagen das Vorgehen zur Behebung der Emissionen beschreibt. Die zuständigen Behörden können Änderungen am Programm verlangen.*
- › *Spätestens 6 Monate nach Inkrafttreten der VO ist unter Anwendung des LDAR-Programms eine **Erhebung** in Bezug auf **alle „relevanten Komponenten“**, die im Verantwortungsbereich des Betreibers liegen, durchzuführen. Anschließend sind diese **Erhebungen alle 3 Monate** durchzuführen.*
- › *Verwendete Geräte müssen Emissionen von 500 ppm oder mehr erkennen können.*
- › *Komponenten, an denen eine Konzentration von mehr als 500 ppm gemessen wird, sind innerhalb bestimmter Fristen zu **reparieren** oder **auszutauschen**:*
 - *Grundsätzlich muss dies so schnell wie möglich geschehen, spätestens aber 5 Tage nach der Erkennung, wenn eine unmittelbare Behebung aus Sicherheitsgründen nachweislich nicht möglich ist und ein „repair and monitoring schedule“ aufgestellt wird.*
 - *Ist eine Systemabschaltung erforderlich, um die Reparatur oder den Austausch durchführen zu können, müssen Betreiber die Emissionen innerhalb eines Tages nach Detektion der Leckage minimieren und diese bis zum Ende der nächsten planmäßigen Systemabschaltung, spätestens jedoch innerhalb eines Jahres reparieren.*

Nach Reparaturen an Komponenten mit Emissionen > 500 ppm sind erneute Messungen so schnell wie möglich, spätestens innerhalb von 15 Tagen durchzuführen.

- › *Die Behörden können häufigere Überprüfungen empfehlen, wenn ein höheres Sicherheitsrisiko oder ein höheres Risiko des Austritts von Methan besteht.*
- › *Die Untersuchungen sind jeweils innerhalb eines Monats in **Berichten** zu dokumentieren, die an die zuständigen Behörden zu senden sind (vgl. auch unten Abschnitt 4).*

BDEW/DVGW-Bewertung

Einsatz unabhängiger Dritter und von Behörden auf das notwendige Maß begrenzen!

Die Anwendung eines gezielten LDAR-Programms ist ein probates Mittel, um das Ziel, Methanemissionen zu senken, zu erreichen. Die Erarbeitung eines solchen Konzepts bzw. die Anpassung bestehender Konzepte an die Vorgaben der Verordnung binnen 3 Monaten nach deren Inkrafttreten ist allerdings nicht umsetzbar. Dies hängt zum einen mit den zu erstellenden LDAR-Programmen an sich zusammen und zum anderen mit dem möglichen Erfordernis von Überarbeitungen, die durch die zuständigen Behörden verlangt werden können. Um Verzögerungen zu vermeiden, sollte während einer Übergangszeit auch erlaubt werden, bereits erprobte, wirksame Vorgehensweisen zur Detektion von Emissionen zu verwenden, auch wenn diese noch nicht zu einem „LDAR-Konzept“ ausgestaltet worden sind.

Längere Wiederholungszyklen für Überprüfung leckagefreier Betriebsmittel ermöglichen!

Besonders kritisch sehen die Verbände die strikte Vorgabe für einen **3-Monats-Zyklus** zur Wiederholung der Durchführung des LDAR-Programms. Eine **zielgenauere Ausrichtung der Vorgaben für das Aufspüren von Leckagen** basierend auf den Ergebnissen der vorangegangenen Messungen unter Berücksichtigung der technischen und materiellen Voraussetzungen ist dringend geboten:

- Die Teile der Infrastrukturen, die sich bei der Überprüfung im Rahmen des LDAR-Programms als leckagefrei (abgesehen von Kleinstmengen) erweisen, müssen nicht alle 3 Monate von neuem untersucht werden. Solch häufige Untersuchungen wären nahezu wirkungslos, denn das überwiegend unterirdisch verlegte Leitungsnetz wurde so konstruiert, dass es über eine sehr hohe Verschleißfestigkeit verfügt. Diese Konstruktion wurde gerade deshalb gewählt, um die Alterung möglichst lange zu verzögern und Undichtigkeiten sicher zu minimieren. Diese Komponenten verändern sich nicht nach Monaten, sondern frühestens nach Dekaden der betrieblichen Nutzung, so dass ein Überprüfungsintervall von drei Monaten eine äußerst geringe, kaum feststellbare, Wirkung haben würde.
- Zudem würde ein 3-Monats-Prüfzyklus zu einer deutlich zu starken Bindung wertvoller Ressourcen (Arbeitskraft und Ausrüstung) führen bzw. wäre in vielen Unternehmen organisatorisch gar nicht realisierbar. Mit dem heute verfügbaren Fachpersonal und Equipment ist es schlichtweg unmöglich, die Gesamtlänge der gut 540.000 Streckenkilometer des deutschen Gasnetzes alle 3 Monate neu zu vermessen.
- Eine Wiederholung der Untersuchung alle drei Monate an leckagefreien Einrichtungen stünde dem Ziel, die größtmögliche Emissionsreduktion zu erreichen, tendenziell sogar entgegen: Das Fachpersonal und die Ausrüstung zum Erspüren von Leckagen sollten

vorwiegend dort eingesetzt werden, wo die Wahrscheinlichkeit von Methanaustritt höher ist. Ist dies nicht möglich, da die Ressourcen durch den routinemäßigen Einsatz an ohnehin leckagefreien Stellen belegt sind, kann sich unter Umständen die Detektion und Abstellung größerer Emissionsquellen verzögern.

BDEW und DVGW fordern daher:

→ Die **LDAR-Maßnahmen sollten zustandsorientiert erfolgen:**

- Nur Leitungsabschnitte oder andere Infrastrukturelemente, die in der Vergangenheit größere Leckagehäufigkeiten aufweisen, sollten bis zu einer abgeschlossenen Reparatur oder Instandsetzung der im VO-Entwurf genannten häufigen Prüfung (alle 3 Monate) unterzogen werden.
- Für **alle anderen Elemente** sollte der **Prüfzyklus auf 1 Jahr oder länger** heraufgesetzt werden.
- Bei **materialbedingt leckagefreien Betriebsmitteln** reichen **mehrjährige Zeitabstände** zur Überprüfung aus. Sofern die Dichtigkeit gegenüber der zuständigen Überwachungsbehörde nachgewiesen wird, sollte diese befugt sein, den Prüfzyklus angemessen zu verlängern.

Die Idee eines effizienten Ressourceneinsatzes geht nicht zuletzt auf die Europäische Kommission selbst zurück, die diesen Gedanken der Reduktion überproportional großer Emissionsquellen in der EU-Methanstrategie geäußert hat⁴ und in den Präliminarien⁵ zum VO-Entwurf wieder aufgreift. Es ist zwingend erforderlich, dass sich dieser Gedanke auch im Verordnungstext selbst niederschlägt. Hierzu sei angemerkt, dass alle bisher durchgeführten Messprogramme in Deutschland keine überproportionalen Emissionsquellen zum Vorschein gebracht haben.

- Den **nationalen Überwachungsbehörden** sollte die Befugnis eingeräumt werden, **nähere Bestimmungen zum Umfang und zur Häufigkeit von Detektionsmaßnahmen** festzulegen. Die jeweils zuständigen Behörden haben für ihre Zuständigkeitsbereiche

⁴ Vgl. EU-Methanstrategie vom 14.10.2020, Abschnitt II, Seite 3: „Adopting a holistic approach brings clear advantages, as it allows for more cost-effective and evidence-based mitigation of methane emissions.“ Quelle: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu_methane_strategy.pdf

⁵ Vgl. insbes. Abschnitt 3, Unterabschnitt „Impact Assessment“ sowie Erwägungsgrund Nr. 33 zum Entwurf der Methanemissions-Verordnung

einen besseren Einblick darin, welche Teile der Infrastruktur in den jeweiligen Bereichen einer intensiveren Untersuchung bedürfen und bei welchen eine weniger häufige Überprüfung ausreicht.

Darüber hinaus ist anzumerken, dass detaillierte Vorgaben für die Ermittlung von Methanemissionen, für die dabei verwendeten Methoden sowie für die Berichterstattung üblicherweise nicht in einem Rechtssetzungsakt festgelegt werden sollten. Diese Spezifikationen sollten der etablierten **Normungsarbeit** überlassen werden.

- Die Europäische Kommission sollte das **europäische Normungskomitee CEN** beauftragen, **Standards** für die **Quantifizierung und Berichterstattung** zu Methanemissionen sowie für mögliche **Vergleichsmethoden und Unsicherheitsberechnungen** zu erarbeiten. Diese sollten sich an den Entwicklungen unter der Initiative Oil & Gas Methane Partnership (OGMP) 2.0 orientieren und zudem auf bewährte nationale Standards zur Emissionsreduktion zurückgreifen.

Vorgaben für Reparatur bzw. Austausch am gesamten Emissionsgeschehen ausrichten!

Nach Ansicht von BDEW und DVGW ist die Methankonzentration, wie in Art. 14 Abs. 4 VO-Entwurf vorgeschlagen, zwar ein sehr guter Indikator für die Leckagedetektion, nicht aber für die Bestimmung der Emissionsmenge und damit auch nicht für die Festlegung der Reparaturzeiten, weil über den Konzentrationswert in ppm nur sehr ungenau auf die Größe der Emissionsquelle geschlossen werden kann. Der **Schwellenwert von 500 ppm**, ab dem eine Reparatur innerhalb von fünf Tagen zu erfolgen hat, ist **abzulehnen!**

Stattdessen ist eine Instandsetzungsplanung unverzüglich zu veranlassen, die die Anforderungen aller betroffenen Kreise (Verkehrs- und Versorgungsträger, Eigentümer usw.) berücksichtigt.

Zudem ist im Zusammenhang mit den Fristen für Reparatur oder Austausch von Bauteilen klarzustellen, dass der Begriff **Systemabschaltung („System shutdown“)** auch die **Entspannung von Anlagenteilen** (z.B. Rohrleitungsabschnitte zwischen Kugelhähnen) beinhaltet, die für die Reparatur einer Leckage notwendig ist. Es wäre für die Minimierung der Emissionen und unter Berücksichtigung der begrenzten Ressourcen kontraproduktiv, wenn solche Maßnahmen zusätzlich zu ohnehin geplanten Terminen aufgrund (kleinerer) Leckagen durchgeführt werden müssten. Zudem darf die Forderung nach „Minimierung des Lecks“ innerhalb eines Tages nur dann gelten, wenn dies ohne eine Gasentspannung möglich ist. Andernfalls würde diese Vorschrift keinen Sinn ergeben.

Darüber hinaus darf im Kontext der Reparatur- bzw. Austauschverpflichtung die **Maximalfrist von einem Jahr nicht absolut** gelten. Vielmehr sollte auch eine längere Frist möglich sein, wenn die Leckagemenge im Verhältnis zu der Gesamtemissionsmenge (ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten), die bei der Reparatur an einem eigens hierfür eingerichteten Termin entstehen würde, so gering ist, dass insgesamt eine geringere Emission erfolgen würde, wenn die Reparatur erst während des nächsten geplanten Shutdown erfolgt. Selbst wenn die im Rahmen der zusätzlichen Reparatur entstehende Abblasemenge vollständig abgefackelt werden würde („Flaring“), ist dennoch das Vorgehen, bei dem die Gesamtemissionsmenge (ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten) geringer ist, zu bevorzugen. Dies entspricht auch dem Effizienzgedanken des Verordnungsentwurfs.

- ➔ Methankonzentrationen (in ppm) sind kein geeigneter Indikator für die Höhe von Emissionsmengen und sollten daher nicht für die Priorisierung von Reparaturmaßnahmen herangezogen werden. Die **Instandsetzungsplanung** muss **unverzüglich veranlasst** werden und die **Anforderungen aller betroffenen Kreise** berücksichtigen.
- ➔ Leckagen, von denen Kleinstmengenemissionen ausgehen, sollten im Rahmen der **ohnehin durchgeführten Routine-Instandhaltungsmaßnahmen** beseitigt werden. So werden zusätzliche Eingriffe, die ihrerseits Emissionen hervorrufen, vermieden.

3 Vorschriften zum Ablassen (Venting) und Abfackeln (Flaring) von Erdgas

Inhalte VO-Entwurf

Der VO-Entwurf sieht folgende Maßnahmen für die Beschränkung von Venting und Flaring und die diesbezügliche Berichterstattung vor (Artikel 15-17 VO-Entwurf):

- › *Routinemäßiges Flaring soll grundsätzlich verboten werden.*
- › *Venting und Flaring bleiben nur für Notsituationen und andere bestimmte Ausnahmen, wie bspw. Anlagentestungen, zur Inbetriebnahme von Rohrleitungen oder während Reparaturen und Wartung erlaubt.*
- › *Die Gasnutzung durch Speicherung, mobile Verdichtung und Wiedereinspeisung (Re-Injection) sind Venting und Flaring in jedem Fall vorzuziehen.*
- › *Flaring ist dem Venting immer vorzuziehen, da das Methan im Erdgas auf diese Weise nicht direkt in die Atmosphäre gelangt, sondern es (nach Möglichkeit vollständig) zu CO₂ zersetzt wird, welches deutlich weniger klimabelastend ist. Nur dann, wenn dies technisch nicht möglich ist, oder dadurch ein Sicherheitsrisiko für den Betrieb oder das Personal entstehen würde, darf von diesem Grundsatz abgewichen werden.*
- › *Flaring ist nur mit modernsten Fackeln erlaubt, die bspw. eine automatische Zündvorrichtung und eine Abreinigungseinheit für Kohlenwasserstoffe haben.*
- › *Über Venting- und Flaring-Vorgänge, die aufgrund eines Notfalls oder einer Fehlfunktion erfolgen oder die länger als 8 Stunden binnen 24 Stunden betragen, ist die zuständige Behörde unverzüglich, spätestens binnen 48 Stunden, zu unterrichten. Zudem sind über **alle** Venting- und Flaring-Vorgänge **vierteljährliche Berichte** zu erstellen. Diese werden von der zuständigen Behörde zu veröffentlichen und jährlich der Europäischen Kommission zu überstellen.*

BDEW/DVGW- Bewertung

Der BDEW und der DVGW begrüßen grundsätzlich das Bestreben, den Einsatz von Venting und Flaring auf ein Mindestmaß zu reduzieren. Die Vorgaben orientieren sich im Allgemeinen an der aktuell gängigen Praxis, die bereits auf europäischer Ebene durch CEN vorgegeben wurde.

Ausnahmeregelung für Kleinstmengen erforderlich!

Allerdings sind auch diese Vorschriften deutlich zu weitreichend und für viele Fälle der praktischen Arbeit nicht umsetzbar. Der Grundsatz, dass Flaring dem Venting vorzuziehen ist, ist prinzipiell nachzuvollziehen. Wenn die Ausnahmen von diesem Grundsatz jedoch auf Fälle der technischen Unmöglichkeit oder des Sicherheitsrisikos für Betrieb oder Personal beschränkt

werden, dann gilt für sehr viele tägliche Arbeitsschritte, dass das Ablassen von Gas, selbst in kleinsten Mengen, nicht erlaubt ist. So müsste beispielsweise bei einem Zählerwechsel bei Endkunden verhindert werden, dass Methan in die Atmosphäre gelangt. Die unweigerlich aus der Leitung entweichende Gasmenge müsste entweder aufgefangen und später einer erneuten Verwendung zugeführt werden, oder sie müsste abgefackelt werden. Ersteres wäre organisatorisch nicht realisierbar, da die hierfür benötigten Gerätschaften nicht bei einem Zählerwechsel bereitgestellt werden können. Letzteres, d.h. Abfackeln, wäre zwar in vielen Fällen (je nach örtlicher Situation) theoretisch denkbar, jedoch lediglich mit umfangreichen Sicherheitsmaßnahmen, dem entsprechenden Gerät und somit mit einem absolut unverhältnismäßigen Aufwand.

- ➔ Es ist daher dringend erforderlich, dass **für Kleinstmengen**, wie sie z.B. bei den regelmäßigen Vorgängen zur Wartung in Anlagen oder z.B. zum gesetzlich vorgeschriebenen Zählerwechsel bspw. im häuslichen Gasanwendungsbereich in Deutschland vorkommen, eine **Ausnahme von dem absoluten Vorrang des Flarings** geschaffen wird. Zu den Ausnahmen, die ein Venting weiterhin noch erlauben, muss der gesamte Reparaturvorgang inklusive der Außerbetriebnahme gehören.

Berichterstattung zu Venting und Flaring auf relevante Vorgänge eingrenzen!

Die Vorgabe, alle Venting- und Flaring-Vorgänge in einem Bericht zusammenzufassen und diesen vierteljährlich an die zuständige Behörde zu übermitteln, ist deutlich zu weitgehend. Eine Berichterstattung über Venting und Flaring in Folge von Notfällen oder Fehlfunktionen ist sachgerecht. Allerdings ist hier eine **jährliche Berichterstattung vollkommen ausreichend** und im Sinne der Effizienz bei Unternehmen und Behörden geboten.

Alle darüber hinaus gehenden Vorgänge, unter die auch Kleinstmengen im Endkundenbereich (vgl. oben) sowie Mengen im Zusammenhang mit geplanten Bauarbeiten fallen, sollten von der Berichterstattungspflicht ausgenommen werden, um wertvolle Ressourcen sowohl bei den Unternehmen als auch bei den Behörden zu schonen.

4 Berichterstattung, Verifizierung (Auditierung) und Inspektionen

Inhalte VO-Entwurf

Der VO-Entwurf enthält **umfangreiche Pflichten zur Berichterstattung** über die Ergebnisse von **Emissionsmessungen an in Betrieb befindlichen Einrichtungen der Öl- und Gaswirtschaft**, über **LDAR-Maßnahmen**, über **Venting- und Flaring-Vorgänge** (s. oben in Abschnitt 3) sowie über Messungen und Maßnahmen an **inaktiven Bohrlöchern** (s. unten in Abschnitt 5). Daneben werden Berichtspflichten für den **Kohlebergbau** aufgestellt (s. unten in Abschnitt 6). Zudem sind übergreifend über die Sektoren Berichtspflichten für Importeure fossiler Energieträger vorgesehen (s. unten in Abschnitt 7).

Das vorgesehene Berichtswesen für in Betrieb befindlichen Einrichtungen der Öl- und Gaswirtschaft (vgl. Artikel 12 VO-Entwurf) soll zügig nach Inkrafttreten der Verordnung greifen. Es sieht u.a. für alle Gasanlagenbetreiber in der EU folgende Regelungen vor:

- › *Erstmalig 12 Monate nach Inkrafttreten der Verordnung und danach jährlich müssen Betreiber einen umfangreichen **Bericht über Methanemissionen an der Quelle** für in Betrieb befindlichen Anlagen vorlegen. Im 1. Jahr sind die **geschätzten Emissionen** auf Basis allgemeiner, aber quellenspezifischer Emissionsfaktoren zu ermitteln.*
- › *Ab dem 2. Jahr, d.h. ab 24 Monate nach Inkrafttreten der Verordnung, muss zudem ein Bericht zu den **direkten Emissionsmessungen an der Quelle für selbst betriebene Anlagen** (operated assets) vorgelegt werden. Für die Berichterstattung können Emissionsfaktoren verwendet werden, die auf Basis von Messungen und Probenahmen an der Quelle ermittelt wurden.*
- › *Beginnend mit dem 3. Berichtsjahr, d.h. ab 36 Monate nach Inkrafttreten der Verordnung, muss der Bericht neben den o.g. Quellmessungen auch **Messungen auf Standortebene** umfassen, mit denen die Quellmessungen verifiziert werden. Zudem müssen in der EU niedergelassene Unternehmen ab diesem Zeitpunkt einen Bericht über **Quellmessungen an nicht selbst betriebenen Anlagen** (non-operated assets) vorlegen.*
- › *Die Quellmessungen an **nicht selbst betriebenen Anlagen** (non-operated assets) sind ab dem 4. Berichtsjahr, d.h. ab 48 Monate nach Inkrafttreten der Verordnung, zudem mit **Messungen auf Standortebene** abzugleichen.*
- › *Alle Berichte müssen von unabhängigen **Prüfstellen**, die eine Zulassung nach ISO/EN 765 besitzen, verifiziert werden, sodass sichergestellt ist, dass Messungen und Kalkulationen richtig erfolgt sind.*
- › *Inspektionen von Anlagen, Messequipment und Berichten sollen vor Ort alle zwei Jahre durch die zuständigen Überwachungsbehörden erfolgen. Über die Inspektion muss ein Bericht angefertigt werden, der nach definierter Zeit veröffentlicht werden muss.*

BDEW/DVGW-Bewertung

Berichterstattung auf realisierbares Maß begrenzen und mit bestehenden Initiativen in Einklang bringen!

Das Vorhaben, diese Messungen schnell nach Inkrafttreten der Verordnung zu realisieren und verifizieren zu lassen, ist überaus ambitioniert. Es erscheint sehr zweifelhaft, ob innerhalb der angedachten kurzen Fristen und anschließend wiederholt in kurzen zeitlichen Abständen für alle relevanten Komponenten die erforderlichen Messungen durchführbar sind. Es wäre sinnvoll, gerade bei Betreibern, die mehrere tausend Anlagen im Bestand haben, **repräsentative Stichprobenmessungen** zu ermöglichen. Dieses Vorgehen ist beispielsweise auch in der Initiative OGMP 2.0⁶ vorgesehen. Ein solcher Ansatz geht aus dem bisherigen VO-Entwurf aber nicht hervor.

Die Zeiträume für die Messungen orientieren sich offenbar an den Praktiken der Initiative OGMP 2.0. Eine vollkommene Harmonisierung mit den Praktiken dieser Initiative ist in der Verordnung allerdings nicht angelegt. Dies hat zur Folge, dass Unternehmen, die sich an OGMP 2.0 beteiligen, in Zukunft zu doppelten Meldungen in unterschiedlichen Formaten bzw. unterschiedlichen Meldeportalen verpflichtet sein werden. Dies wäre ein administrativer Mehraufwand, der für das Ziel der Verordnung keinerlei Vorteile mit sich bringt. Vielmehr ist zu befürchten, dass europäische Unternehmen zur Vermeidung dieses Mehraufwands aus OGMP 2.0 austreten werden und dann ausschließlich die dann nach EU-Verordnung verbindlich vorgeschriebenen erfüllen werden. Dies würde Initiativen wie OGMP 2.0 schwächen, was wiederum kontraproduktiv für die Erreichung des Ziels wäre, nicht nur in Europa, sondern auf globaler Ebene die Emissionsenkung voranzubringen.

Zudem wäre es für ein effizientes Vorgehen sinnvoll, bestehende Meldewege zu berücksichtigen. Die Gas- und Wasserstatistik des DVGW (GaWaS)⁷ ist in Deutschland ein bewährtes Instrument, das aktuell für die Erfassung von komponentenbezogenen Leckageraten hinsichtlich Methanemissionen aktualisiert wird. Dieses Instrument, das auch bislang bereits eine Grundlage für die nationale Klimaberichterstattung darstellte, sollte bei der Ausgestaltung der Meldewege für den Verteilnetzbereich in Deutschland eingeplant werden.

- ➔ Die Pflichten zur Datenmeldung sollten in Einklang mit den Vorgaben internationaler Initiativen wie OGMP 2.0 stehen und idealerweise analog zu den von diesen Initiativen verwendeten Abfragen strukturiert werden, um Mehraufwand bei den meldepflichtigen Unternehmen zu vermeiden.

⁶ OGMP 2.0: Oil & Gas Methane Partnership 2.0, siehe <https://www.ogmpartnership.com/>

⁷ <https://gawas.strukturdatenerfassung.de/>

- Zudem sollten bestehende nationale Meldewege und Instrumente wie die GaWaS genutzt werden.

Matching von Bottom-up- und Top-down-Messungen nach bisherigen Erfahrungen nicht durchführbar!

Darüber hinaus ist ein 100%iges Matching (Reconciliation) der generierten Messdaten aus Bottom-Up und Top-Down Messungen nicht zielführend. Methanmessungen aus der Netzinfrastruktur gehen zu einem Großteil auf Emissionsquellen zurück, die so winzig sind, dass sie **nur in unmittelbarer Nähe zur Emissionsquelle messbar** sind, also mit „bottom-up“-Messverfahren an der Quelle („source level“). Satelliten, Flugzeuge oder Drohen, also „Top-down“-Messverfahren, können diese Quellen noch nicht verifizieren. Auch PKW-gestützte Messsysteme können nur bedingt die größeren der winzig kleinen Emissionen erkennen.

Das Konzept der Reconciliation, auf das Erwägungsgrund 27 zum VO-Entwurf Bezug nimmt und das in Art. 12 VO-Entwurf aufgegriffen wird, wurde in OGMP für die Überprüfung von großen singulären Anlagen wie z.B. Offshore-Förderinseln oder großen Verdichterstationen entwickelt. Wie die Diskussion um das gerade im Abschluss befindliche OGMP Technical Guidance Document gezeigt hat, ist dieses **Konzept der Reconciliation für Netze und deren Komponenten nur bedingt anwendbar**. Aufgrund der Umweltumgebungseffekte wie Wind, Regen, Bodenfrost und Sonneneinstrahlung kann die Gasausbreitung aus i.d.R. winzigen Leckagen **nur unzureichend mit Top-Down Messequipment erfasst** werden. Satelliten können allenfalls überproportional große Emissionen erfassen, sie sind jedoch zurzeit für die Messungen eines Verteilnetzes in Städten noch ungeeignet. Der Einsatz von Drohen ist in Deutschland zudem durch §21 h der Luftverkehrs-Ordnung sehr stark reglementiert, so dass eine Befliegung von Gasnetzen nur außerhalb von Städten Sinn ergibt. Gleiches gilt selbstverständlich auch für Flugzeuge oder Hubschrauber.

- Das Konzept und die Methoden der **Reconciliation** (Überprüfung von Quellmessungen durch Top-Down-Messungen) ist daher auf Bereiche zu **beschränken**, in denen Top-down-Messmethoden sinnvoll durchführbar und behördlich zulässig sind. Außerdem ist die Anzahl der Messungen – wie auch bei OGMP 2.0 – auf ein technisch aussagefähiges Maß zu begrenzen, in Abhängigkeit von der Relevanz der einzelnen Emissionsquelle, deren Komplexität und Anzahl. Der Verordnungstext darf die Regeln von OGMP 2.0 nicht konterkarieren.

Darüber hinaus ist eine **Meldung von non-operated assets** (nicht selbst betriebenen Anlagen) ebenfalls **nicht zielführend**, da dies aufgrund der gemäß dem vorliegenden VO-Entwurf durch den jeweiligen Betreiber zu tätigen Meldungen zu vermeidbaren **Doppelmeldungen** führen würde.

Arbeit der Prüfstellen auf realistisches Maß begrenzen, kostspielige Doppelarbeit von Behörden und Prüfstellen vermeiden!

Eine jährliche Überprüfung aller Emissionsberichte ist mit den aktuell existierenden Einrichtungen und deren personellen Ressourcen nicht realisierbar. Deutschlandweit gibt es aktuell nur 24 akkreditierte Prüfstellen, die die Berichte verifizieren dürfen. Dem gegenüber stehen innerhalb der Gaswirtschaft mehr als 700 Gasnetzbetreiber mit über 540.000 Kilometern Gasleitungen sowie zahlreiche Gasförder- und Speicheranlagen. All diese Unternehmen müssten nach dem aktuellen VO-Entwurf jährlich Emissionsmessberichte und -Berechnungsberichte einreichen und durch Prüfstellen verifizieren lassen.

- ➔ Die Vorschrift zur **Verifizierung durch Prüfstellen** muss so ausgestaltet werden, dass sie in der Praxis umsetzbar ist. Anstelle einer jährlichen Verifizierung aller Berichte sollten **Stichproben** durchgeführt werden. Die zuständigen Behörden sollten dabei unterstützen, jeweils die Auswahl der zu überprüfenden Unternehmen oder Assets zu treffen.

Auch die im VO-Entwurf vorgesehenen zusätzlichen Inspektionen alle zwei Jahre durch die noch zu bestimmenden Behörden werden als nicht umsetzbar eingeschätzt. Der hierdurch ausgelöste personelle und verwaltungstechnische Aufwand wäre immens und würde zu einer starken Belastung der öffentlichen Haushalte führen. Kurzfristig wäre es gar nicht möglich, die notwendigen Kapazitäten aufzubauen. Die Inspektionen müssen terminiert, vor Ort durchgeführt und dann über einen Bericht abgeschlossen werden, welcher daraufhin veröffentlicht wird. Da nach dem Entwurf ohnehin die Messberichte in eine transparente Datenbank eingepflegt und verifiziert werden, bringt die Durchführung von Inspektionen nur einen geringen Mehrwert.

- ➔ Die Aktivitäten der **Behörden** sollten in erster Linie auf die **Unterstützung der unabhängigen Prüfstellen** ausgerichtet sein (vgl. oben).
Inspektionen durch Behörden sollten auf ein **Minimum beschränkt** werden, etwa auf Stichproben oder auf Fälle, in denen im Rahmen der Arbeiten der unabhängigen Prüfstellen Unregelmäßigkeiten festgestellt werden.

5 Inaktive Bohrlöcher

Inhalte VO-Entwurf

Inaktive Bohrlöcher sind gemäß Artikel 2 Nr. 24 des VO-Entwurfs alle Öl- oder Gasbohrlöcher, an dem Explorations- oder Produktionstätigkeiten seit mindestens einem Jahr eingestellt sind. Für alle inaktiven Bohrlöcher sind in Artikel 18 VO-Entwurf Pflichten zur Emissionsmessung und zur Berichterstattung formuliert:

- › *Alle inaktiven Bohrlöcher sind bis 18 Monate nach Inkrafttreten der Verordnung mit Messeinrichtungen auszustatten.*
- › *Jährlich (ab 2 Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung) sind bis 30. März Berichte für das Vorjahr zu erstellen, durch eine unabhängige Prüfstelle prüfen zu lassen und den zuständigen Behörden vorzulegen. Die Behörden veröffentlichen die Berichte.*
- › *Eine Unterscheidung zwischen technisch dichten Bohrlöchern, die nur minimal Gas emittieren, und nicht abgedichteten Bohrlöchern ist nicht vorgesehen.*

Die Verpflichtung trifft den Mitgliedstaat, in dessen Hoheitsgebiet das Bohrloch liegt. Kann eine verantwortliche Partei identifiziert werden, ist diese für die Erfüllung der Pflichten nach dieser Verordnung zuständig.

Die EU-Mitgliedstaaten haben ein Register der inaktiven Bohrlöcher zu erstellen und zu pflegen. Sie setzen Pläne für Sanierung, Rückbau und dauerhafte Verfüllung der Bohrlöcher auf.

BDEW/DVGW-Bewertung

Inaktive Bohrungen in ihrer Definition klar zu verfüllten Bohrungen abgrenzen!

Die Erfassung von möglichen Emissionen an dauerhaft abgedichteten Bohrlöchern, die als technisch dicht anzusehen sind, liefert keinen Mehrwert. Die Emissionen und der damit einhergehende Erkenntnisgewinn werden so gering sein, dass sie für die europäische Strategie zur Methanemissionsreduktion vernachlässigbar sind. Ferner liegen diese Bohrungen in der Regel auf renaturiertem Gelände, das sich nicht mehr in der Verantwortlichkeit der Industrie befindet. Eine Messung wäre damit auch nur mit einem zum Teil erheblichen Eingriff in die Natur verbunden.

- ➔ Für nach Genehmigung durch die zuständigen Behörden bereits verfüllte und/oder zurückgebaute Bohrungen muss klargestellt werden, dass sie nicht unter die Regelung des Art. 18 Abs. 2 fallen. Bisläng ergibt sich das nur aus dem Zusammenhang mit Art. 18 Abs. 6, während die Definition in Art. 2 Nr. 24 das nach seinem Wortlaut offenlässt.

6 Vorschriften für den Kohlebergbau

Inhalte VO-Entwurf

Die Überwachungs- und Berichtspflichten in Kapitel 4, Abschnitt I des VO-Entwurfs gelten sowohl für übertägige als auch für untertägige Kohlebergwerke.

Für übertägige Bergwerke sieht der VO-Entwurf in Artikel 19 und 20 vor:

- › *Die Regelungen beziehen sich auf Methanemissionen, die während des Abbauprozesses oder während nachbergbaulicher Tätigkeiten entstehen.*
- › *Für die Quantifizierung der Methanemissionen sind lagerstättenspezifische Methanemissionsfaktoren zu verwenden. Diese sind durch die Bergwerksbetreiber vierteljährlich zu bestimmen. Dies hat nach geeigneten wissenschaftlichen Standards und unter Berücksichtigung der Methanemissionen aus umgebenden Schichten zu erfolgen, unter Beachtung europäischer und internationaler Normen.*
- › *Jährlich ist bis 30. März den zuständigen Behörden ein Bericht für das Vorjahr vorzulegen. Dieser ist zuvor durch eine Prüfstelle (Artikel 8, 9 VO-Entwurf) zu bewerten und mit einem Prüfvermerk zu versehen. Die Behörden veröffentlichen die Berichte und legen sie der Europäischen Kommission vor.*

Für untertägige Bergwerke sind Überwachungs- und Berichterstattungspflichten vorgesehen, die die spezifischen Bedingungen (u. a. die Tätigkeit von Absaugstationen) berücksichtigen.

Darüber hinaus sind für untertägige Bergwerke – sowohl für in Betrieb befindliche als auch für stillgelegte Bergwerke – Vorschriften für die Minderung der Methanemissionen vorgesehen (Kapitel 4, Abschnitte II und III).

BDEW/DVGW-Bewertung

Braunkohletagebau aus dem Anwendungsbereich der Verordnung herauslassen!

Die in Art. 19 VO-Entwurf vorgesehene aufwändige Einbeziehung des Braunkohletagebaus ist mangels relevanter Methanemissionen sowohl während der aktiven als auch während der Reaktivierungsphase nicht sachgerecht und muss, sofern überhaupt weiterverfolgt, vielmehr unter Vermeidung von unverhältnismäßigem Verwaltungsaufwand ausgestaltet werden.

Die EU-Kommission beziffert die jährliche Methanemission aus Kohletagebauen EU-weit mit 166 kt für das letzte vorliegende Berichtsjahr 2019, was einer Emissionsmenge von knapp 4 Mio. Tonnen Treibhausgasäquivalenten und damit einen Anteil von ca. 0,1 Prozent der jährlichen Treibhausgasemissionen der EU entspricht. Die Methanemissionen der Tagebaue sind im Vergleich zu 1990 und 2005 um 43 Prozent bzw. 31 Prozent gesunken.

Diese Emissionsmengen gehen auf die Emissionsberichterstattung der Mitgliedstaaten unter der Klimarahmenkonvention zurück. Emissionen aus dem Kohletagebau werden für das Jahr 2019 aus sieben Mitgliedstaaten berichtet, wobei ganz überwiegend Braunkohle („Lignite“) und in geringem Maße in einigen Ländern auch subbituminöse Kohle gewonnen wurde. Die nationale Emissionsberichterstattung beruht hierbei in keinem Land auf Messungen der tatsächlichen Freisetzung von Methan. Für das Jahr 2019 wurden in zwei EU-Ländern die Methanemission anhand von in-situ Messwerten des Methangehaltes der Kohlen über einen Tier-2-Ansatz und in fünf Ländern unter Ansetzen von Standardwerten der IPCC-Richtlinien über einen Tier-1-Ansatz berechnet. Die Länder mit spezifischem Tier-2-Ansatz weisen einen um ein bis zwei Größenordnungen niedrigeren generischen Emissionsfaktor aus als die im unspezifischen Tier-1-Ansatz verwendete Bandbreite der IPCC-Richtlinien, die nicht nach Kohleart, Kohleeigenschaften, Förderländern oder geologischen Unterschieden differenziert. Insofern handelt es sich bei der Ermittlung der EU-weiten Methanemissionen um eine konservative Vorgehensweise; die tatsächlichen Emissionen werden damit tendenziell überschätzt.

In Deutschland, das derzeit für 43 Prozent der Braunkohlenfördermenge der EU verantwortlich ist, werden die Methan-Emissionen aus dem Braunkohlentagebau durch das Umweltbundesamt nach dem Tier-2-Ansatz unter Verwendung eines nationalen Durchschnittswertes für den Methangehalt der Braunkohlen bestimmt. Aufgrund ihres sehr geringen Inkohlungsgrades und ihrer geologischen Vergangenheit weist deutsche Braunkohle sehr geringe Methangehalte auf. Die deutsche (Weich-)Braunkohle hat während des Inkohlungsprozesses eine Temperatur von 50°C nicht überschritten. Der Beginn der Methanabspaltung startet jedoch erst bei Temperaturen von über 80°C. Der zum Ansatz gebrachte Emissionsfaktor zur Berechnung der Methanemissionen aus der Braunkohlenförderung in Höhe von 0,011 kg CH₄/Tonne Braunkohle bezieht sich hierbei nicht auf den tatsächlich freisetzbaren Methangehalt, sondern auf den Gesamt-Methangehalt in der Kohle.⁸

Der auf dem maximalen Methaninhalt basierende Emissionsfaktor stellt somit eine konservative Obergrenze der möglichen Methanemissionen dar (Worst-Case-Ansatz), unter der Annahme, dass der gesamte Methangehalt der Braunkohle in den Tagebauen freigesetzt wird.

Zu beachten ist, dass bei diesem Ansatz mögliche nachgelagerte Emissionen aus Transport und Lagerung sowie Veredelung zu Braunkohlenprodukten bereits implizit in der Emissionsbilanzierung enthalten sind. Kontrollierte oder unkontrollierte Freisetzungen von Methan durch Entlüftung oder Abfackelung sind bei der Braunkohलगewinnung im Tagebau nicht zu verzeichnen.

Aus stillgelegten oder rekultivierten Braunkohlentagebauen sind ebenfalls keine nennenswerten Ausgasungen von Methan zu erwarten, da die Tagebaue ausgekohlt bzw. überkippt und

⁸ Quelle: Nationale Inventarberichte des Umweltbundesamtes (verschiedene Berichtsjahre)

mit Wasser geflutet sind. Bei entsprechender Rekultivierung der Tagebaue werden die Prozesse des bakteriellen Konsums gestärkt. Im Ergebnis liegt die Methanbindung über der Methanemissionen während der Freisetzung.⁹

- ➔ Aufgrund dieser Ausführungen ist festzuhalten, dass der Umsetzungsaufwand des Legislativvorschlages für Braunkohlentagebaue in keiner Relation zu dem erzielbaren Umweltnutzen steht. Der Braunkohlentagebau sollte deshalb von den Vorschriften zur dauerhaften bzw. wiederkehrenden Emissionsmessung und Berichterstattung ausgenommen werden.

Berichterstattungspflichten für Braunkohletagebaue stark reduzieren!

Eine vierteljährliche Überwachung (Ziffer 3) und jährliche Berichterstattung (Ziffer 6) der Tagebaubetreiber auf Grundlage von flächendeckenden tagebauspezifischen Emissionsmessungen kommt – wie in Erwägungsgrund 43 angesprochen - nicht in Betracht. Zum einen bewegt sich die - wenn überhaupt messbare - Methanausgasung am Rande der Nachweisbarkeit, zum anderen wäre eine Messung über eine Fläche eines typischen Tagebaus im Gegensatz zu gefassten Punktquellen aufgrund der großen Abbaufäche des Kohleflözes nicht umsetzbar.

Auch der in Erwägungsgrund 45 angesprochene Einsatz von Bohrkernen kann nur eine Aussage zum (geringen) Methangehalt der Braunkohle, nicht aber zur tatsächlichen Freisetzung des Methans bei Kontakt zur Atmosphäre ermöglichen. Dieses Messverfahren stellt jedoch das einzige verfügbare praktikable Verfahren zur Bestimmung der Methanemissionen dar.

Sofern der Braunkohlentagebau aus den dargelegten Gründen nicht bereits grundsätzlich aus dem Anwendungsbereich des Art. 19 gestrichen wird, müssen die Anforderungen an das Mess- und Berichtswesen in eine vertretbare Relation zum erreichbaren Umweltnutzen gebracht und fachlich valide ermittelt werden.

- ➔ Anstelle vierteljährlich wiederkehrender Messungen und jährlicher Berichterstattung der Emissionen im gesamten großräumigen Tagebaubereich muss, sofern nicht bereits aussagekräftige Messdaten vorliegen, eine einmalige Untersuchung des jeweiligen Braunkohlenreviers durch die Betreiber über eine begrenzte Anzahl von Bohrkernen an ausgewählten Messpunkten nach Inkrafttreten der Methanverordnung vorgenommen werden.

⁹ Quelle: THIELEMANN, T., LÜCKE, A., SCHLESER, G. H. & LITKE, R. (2000): Methane exchange between coal-bearing basins and the atmosphere: The Ruhr Basin and the Lower Rhine Embayment, Germany. – *Organic Geochemistry*, **31** (12): 1387-1408; Amsterdam (Elsevier)

Die Ergebnisse der Beprobung sollten von den Betreibern an die zuständige Behörde übermittelt werden. Eine externe Verifizierung der Messdaten ist ebenso wenig erforderlich wie zusätzliche Inspektionen durch Behörden, wenn die branchenüblichen Standards für Probenahme, Messung und Auswertung berücksichtigt wurden. Anstelle neuer Messungen sollten auch bereits vorhandene aktuelle Messdaten verwendet werden dürfen. Aus dieser Information sollte die zuständige Behörde über einen Tier-2-Ansatz revierspezifische repräsentative Durchschnittswerte bezogen auf die Braunkohlenfördermenge ermitteln, die für die nationale Berichterstattung künftig zu verwenden sind.

Ausgehend von den Ergebnissen der Beprobung sollte im Anschluss durch die zuständige Behörde geprüft werden, ob eine Wiederholungsmessung nach ca. fünf Jahren erforderlich erscheint oder ob mangels Mengenrelevanz und vor dem Hintergrund des in vielen Mitgliedstaaten beschlossenen Auslaufen der Kohleförderung auf eine erneute Beprobung der Reviere verzichtet werden kann.

Bei der nationalen Berichterstattung ist zu beachten, dass die berichtete Emissionsmenge als konservativer Maximalwert zu verstehen ist und keine zusätzliche Emissionsberichterstattung für Lagerung, Transport und Veredelung sowie Nachsorge stillgelegter Tagebaue mehr erforderlich ist.

7 Erfassung von Emissionen in der Lieferkette außerhalb der EU

Inhalte VO-Entwurf

Unternehmen, die Öl, Gas oder Kohle in die EU importieren, müssen den zuständigen Behörden des Einfuhrmitgliedstaats Informationen über die Herkunft der Energieträger melden (Art. 27 i.V.m. Anhang VIII VO-Entwurf). Für Gas sind insbesondere anzugeben:

- › *Kontaktdaten (Name u. Anschrift) des Exporteurs und des um Produzenten/Gasförderers*
- › *Herkunftsland des Gases und etwaige Transitländer vor dem Eintritt in die EU,*
- › *ob und wie der Exporteur seine Methanemissionen misst und ob dies in Übereinstimmung mit den Anforderungen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC)¹⁰ oder OGMP 2.0 erfolgt,*
- › *ob der Exporteur Maßnahmen zur Eindämmung von Methanemissionen ergreift.*

Die Mitgliedstaaten haben die Informationen jährlich der Europäischen Kommission zu melden, die diese in einer Methan-Transparenzdatenbank allgemein zugänglich macht.

Die Europäische Kommission prüft die Anwendung dieser Vorschriften spätestens bis Ende 2025. Sie ist befugt, über delegierte Rechtsakte Ergänzungen zu der Verordnung zu erlassen.

BDEW/DVGW-Bewertung

Methanemissionen auch außerhalb der EU unter Nutzung internationaler Standards erfassen und reduzieren!

BDEW und DVGW begrüßen den Ansatz, auch bezüglich der Methanemissionen, die vor dem Import der Energieträger in die Europäische Union entstehen, eine Berichterstattung einzuführen und Maßnahmen zu forcieren, diese Emissionen zu senken. Damit dies gelingt, ist nach Ansicht von BDEW und DVGW eine verlässliche Datenbasis eine zentrale Voraussetzung. Die Anknüpfung des VO-Entwurfs an die Anforderungen der UNFCCC bzw. von OGMP 2.0 sind zu begrüßen. Die in diesen Rahmen vereinbarten **internationalen Standards für die Messung und die Berichterstattung** von Methanemissionen müssen auch in den außerhalb der EU gelegenen Herkunftsländern von fossilen Energieträgern umgesetzt werden, damit bezüglich der gemeldeten Daten internationale Vergleichbarkeit entsteht und die Maßnahmen zur Emissions-senkung effektiv eingesetzt werden können.

Für die Durchsetzung internationaler Standards sind zum einen die Aktivitäten der Staaten bzw. der EU auf der diplomatischen Ebene wichtig („diplomatic outreach“). Darüber hinaus tragen Initiativen wie OGMP 2.0 maßgeblich dazu bei, internationale Standards weltweit zu

¹⁰ UNFCCC = United Nations Framework Convention on Climate Change

verankern. Die EU sollte sich dafür stark machen, dass möglichst alle Förderunternehmen aus den maßgeblichen Herkunftsländern diese oder vergleichbare Standards anwenden. Sobald dies der Fall ist, wird die mit dem VO-Entwurf angestrebte Wirkung zur Information und zur Eindämmung von Methanemissionen in der Vorkette erreicht. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass auch für die bei OGMP 2.0 zusammengeschlossenen Mitglieder die **Transparenzpflichten zeitlich gestaffelt** greifen (erste Vorschriften ab 2023, weitere ab 2025).

8 Bisherige Maßnahmen der Gaswirtschaft zur Reduktion von Methanemissionen

Eine Vielzahl der Maßnahmen, die die höchsten Emissionssenkungen bewirken und somit den größten Nutzen für das Klima bringen, wurden durch die deutsche Gaswirtschaft in den vergangenen Jahrzehnten bereits erfolgreich umgesetzt. Zu nennen sind insbesondere:

- › Ersatz alter Rohrnetze,
- › Entfernung fast aller Graugussrohre in Deutschland, so dass heutzutage nur noch moderne Materialien verwendet werden, die deutlich geringere Leckageraten aufweisen,
- › Verbesserungen bei der Lecksuche und -behebung,¹¹
- › regelmäßige Schulungen der Facharbeiter in den Unternehmen der Gaswirtschaft,
- › die BALSibau-Initiative¹², welche Bauingenieure und Tiefbauarbeiter aus Unternehmen außerhalb der Gaswirtschaft schult, was grundsätzlich zu einem deutlichen Rückgang von Schäden an Gasleitungen durch Bagger oder anderes schweres Gerät geführt hat,
- › verpflichtende Datenmeldung zu Beschädigungen und Unfällen an den DVGW und eine jährliche Veröffentlichung der Statistik.

Durch die erfolgreiche Umsetzung dieser Maßnahmen und durch gezielte Programme zur Emissionsminderung entlang der gesamten Wertschöpfungskette ist die Anzahl der Leckagen und Schäden an Gasleitungen so seit 1990 um 90 % gesenkt worden. Die Methanemissionen der Gasindustrie in Deutschland sind über den Zeitraum 1990 bis 2017 um rund 40 % zurückgegangen.

Darüber hinaus befinden sich derzeit verschiedene innovative Methoden in der Erprobung oder Erforschung bzw. werden bereits eingesetzt:

- › mobile Verdichter oder Bypässe zum Umpumpen von Gas beim Sperren von Rohrleitungsabschnitten,
- › Vakuumpumpen zur Reduktion des Drucks in gasführenden Leitungen,

¹¹ Alle Gasnetzbetreiber in Deutschland sind verpflichtet, nach detailliert festgelegten Zyklen ihre Netze auf Leckagen zu untersuchen. Zudem wird Erdgas im Verteilnetz odorisiert. Damit werden Leckagen frühzeitig entdeckt und behoben. Leckagen, gemeldete Gasgerüche oder Beschädigung von Leitungen/Anlagen durch Dritte sind meldepflichtig.

¹² BALSibau steht für „Bundesweite Arbeitsgemeinschaft der Leitungsbetreiber zur Schadensminimierung im Bau“; weitere Informationen unter <https://www.dvgw.de/leistungen/berufsbildung-veranstaltungen-des-dvgw/balsibau>

- › mobile Fackeln zum Verbrennen von Gasmengen, die anderweitig freigesetzt werden würden,
- › Erforschung von Top-Down Methoden (Drohnen, AR-Brillen, Satelliten, fahrzeuggestützte Systeme) zur Leckdetektion, dort wo geeignet,
- › mobile Methoden zur Methanbestimmung,
- › Absenkung des Drucks in Abhängigkeit von der Gaslast auf dem Netz.
- › Der DVGW arbeitet derzeit daran, die GaWaS um ein Tool zur Methanemissionserfassung zu erweitern. Um den administrativen Aufwand zur Umsetzung der Verordnung gegenüber deutschen Behörden möglichst gering zu halten, ist der DVGW bereit, die deutsche zentrale Meldestelle zur Erfassung der Methanemissionsmessberichte und -berechnungsberichte zu werden.

Ansprechpartner

Benjamin Düvel
Energienetze, Regulierung und Mobilität
Telefon: +49 30 300199-1112
benjamin.duevel@bdew.de

Catrin Feldhege-Bittner
Vertrieb, Handel und gasspezifische Fragen
Telefon: +49 30 300199-1351
catrin.feldhege-bittner@bdew.de

Frank Dietzsch
Gastechnologien und Energiesysteme
Telefon: +49 228 9188-914
Frank.Dietzsch@dvgw.de

Philipp Ginsberg
Ordnungspolitik, Presse, Öffentlichkeitsarbeit
Telefon: + 49 30 794736-65
philipp.ginsberg@dvgw.de