

EU-Wide Regulator for Methane Emissions Makes Sense, but not for the Decommissioned Coal Sector in Germany

The issue of methane (CH₄) has been on the European Union's agenda for a long time and is now being pushed in order to achieve the goal of net zero greenhouse gas emissions in the EU by 2050, on the one hand overzealously, but also with little knowledge about the origin and source of methane emissions in active and abandoned coal mines. The greenhouse gas potential of CH₄

is 25 or 28 times that of carbon dioxide (CO₂). Nevertheless, it does not have to be tracked down to the last crack of the earth, so to speak, as proposed by the Commission in its regulation. A look at the overall dimensions makes it clear that a small-scale approach does not add any value to emissions monitoring and thus does not make an effective contribution to climate protection.

EU-weites Regulativ für Methanemissionen sinnvoll, aber nicht für den stillgelegten Kohlebereich in Deutschland

Das Thema Methan (CH₄) steht schon lange auf der Agenda der Europäischen Union und wird nun zur Erreichung des Ziels Netto-Null-Treibhausgasemissionen in der EU bis zum Jahr 2050 zum einen übereifrig, aber auch mit wenig Wissen über die Entstehung und Herkunft der Methanemissionen im aktiven und stillgelegten Steinkohlenbergbau vorangetrieben. Das Treibhausgaspotential

von CH₄ ist 25- oder 28-mal so hoch wie das von Kohlendioxid (CO₂). Dennoch muss es nicht wie von der Kommission in ihrer Verordnung vorgeschlagen quasi bis in die letzte Erdritze verfolgt werden. Ein Blick auf die Gesamtdimensionen verdeutlicht, dass ein Kleinklein keinen Mehrwert in der Emissionsüberwachung und damit auch keinen effektiven Beitrag zum Klimaschutz liefert.

The planned EU methane emissions regulation

The first climate-neutral continent – this is the goal to which the 27 EU member states have committed themselves by 2050. To this end, they agreed in a first step to raise the energy and climate targets for 2030 by reducing greenhouse gas emissions (GHG) by at least 55% by 2030 compared to 1990 levels. The European Commission has created the conceptual basis for this change with the European Green Deal. The Commission sees the reduction of anthropogenic methane emissions as an important lever for achieving climate neutrality and presented a strategy for reducing methane emissions in the energy, agriculture and waste sectors (“EU methane strategy”) on 14th October 2020 (1). In this strategy, it assumes that a reduction of methane emissions by 35 to 37% compared to 2005 is necessary to achieve the above-mentioned climate target.

A closer look at the so-called focal points of the strategy reveals that these first of all concern fundamental approaches, namely on the one hand the improvement of the data situation on methane emissions in the EU and on the other hand the designation of measures for the further reduction of these emissions. By means of voluntary and private-sector initiatives, the Commission wants to make rapid progress, but it also wants to present legal requirements by way of regulation.

Die geplante EU-Methanemissionsregulierung

Der erste klimaneutrale Kontinent – zu diesem Ziel haben sich die 27 EU-Mitgliedstaaten bis zum Jahr 2050 verpflichtet. Sie vereinbarten hierzu in einem ersten Schritt eine Anhebung der Energie- und Klimaziele für 2030, in dem die Treibhausgasemissionen (THG) bis 2030 um mindestens 55% gegenüber dem Stand von 1990 gesenkt werden. Die Europäische Kommission hat mit dem europäischen Green Deal die konzeptionelle Grundlage für diesen Wandel geschaffen. Als einen wichtigen Hebel sieht die Kommission hinsichtlich der angestrebten Klimaneutralität die Verringerung der anthropogenen Methanemissionen und hat hierzu am 14. Oktober 2020 eine Strategie zur Verringerung der Methanemissionen in den Bereichen Energie, Landwirtschaft und Abfall („EU-Methanstrategie“) vorgelegt (1). Darin geht sie davon aus, dass zur Erreichung des o.g. Klimaziels eine Reduzierung der Methanemissionen um 35 bis 37% gegenüber 2005 erforderlich ist.

Bei näherer Betrachtung der sogenannten Schwerpunkte der Strategie fällt auf, dass diese zunächst einmal grundsätzliche Ansätze betreffen, nämlich zum einen die Verbesserung der Datenlage über die Methanemissionen in der EU und zum anderen die Benennung von Maßnahmen zur weiteren Reduktion dieser Emissionen. Mittels freiwilliger und privatwirtschaftlicher Initiati-

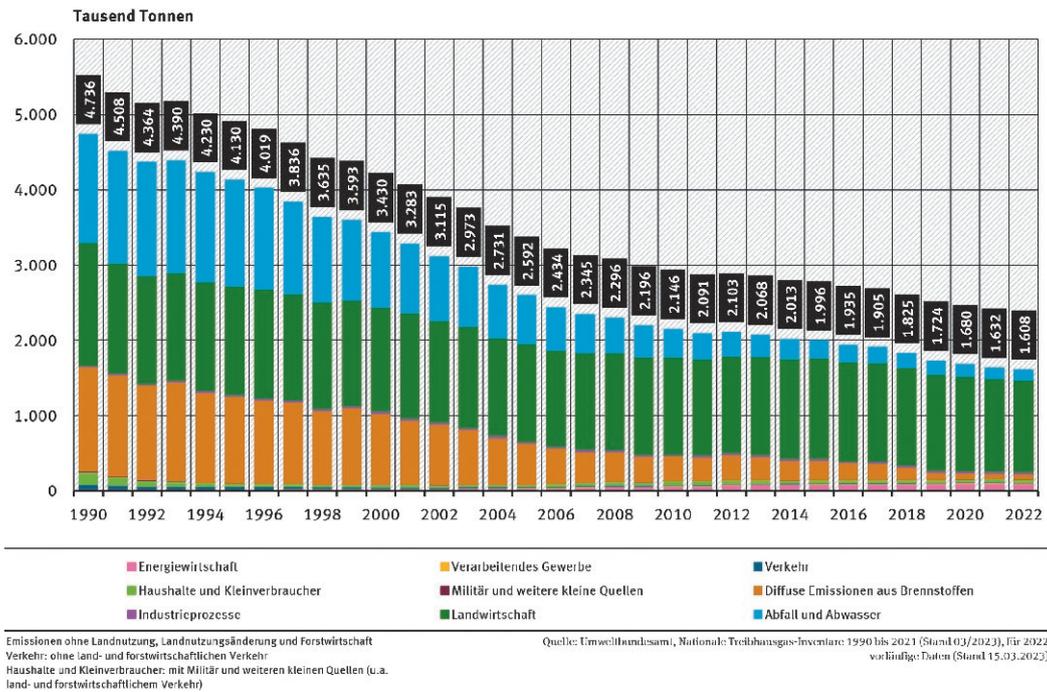


Fig. 1. Methane emissions by category.
Bild 1. Methanemissionen nach Kategorien. Source/Quelle: UBA

The Commission has already produced methane strategies in the last two decades, but even after more than 20 years since they were first presented, there are still no rules for methane emissions in the EU. The fact that this issue is still in its infancy is shown by a press release of the European Council of 19th December 2022, which states “This regulation will help us to understand the origin of methane emissions and to tackle them effectively. This will help us meet our pledge under the global commitment to reduce methane emissions (...) by 30% by 2030.”

The European Commission presented the legislative proposal on 15th December 2021 with the draft regulation on reducing methane emissions (COM(2021) 805 final) and only specifies its targets for the energy sector – but surprisingly and contrary to the comprehensive approach of the methane strategy, which included all relevant sectors (2). Yet 80% of all anthropogenic methane emissions in the EU are attributable to the agricultural and waste management sectors (Figure 1).

The regulations are primarily aimed at operators of facilities that can be sources of methane emissions. Specifically, this concerns

- Companies involved in the upstream exploration and production of oil and fossil gases and the extraction and processing of fossil gases, including inactive oil and gas wells;
- Gas transmission and distribution, underground gas storage and LNG terminals when operating on bio or synthetic methane (CH₄);
- Operators of underground and surface coal mines as well as (former) operators of closed abandoned underground coal mines. This also affects the German coal industry, which ended with the closure of the last active mines Prosper Haniel in Bottrop and Ibbenbüren in Münsterland in 2018.

ven möchte die Kommission schnelle Fortschritte erzielen, aber auch rechtliche Vorgaben über den Verordnungsweg vorlegen.

Die Kommission hat bereits in den beiden letzten Dekaden Methanstrategien erstellt, aber auch nach mehr als 20 Jahren nach deren ersten Vorlage gibt es bislang noch keine Regeln für Methanemissionen in der EU. Dass dieses Thema noch in seinen Kinderschuhen steckt, zeigt eine Pressemitteilung des europäischen Rats vom 19. Dezember 2022, in dem es heißt „Diese Verordnung wird uns helfen, die Herkunft der Methanemissionen zu verstehen und wirksam gegen ihre Entstehung vorzugehen. Dies wird uns dabei unterstützen, unserer Zusage im Rahmen der globalen Verpflichtung zur Verringerung der Methanemissionen (...) um 30% bis 2030 nachzukommen.“

Den Legislativvorschlag legte die Europäische Kommission am 15. Dezember 2021 mit dem Entwurf einer Verordnung zur Verringerung der Methanemissionen (COM(2021) 805 final) vor und konkretisiert ihre Vorgaben – aber erstaunlicherweise und entgegen des umfassenden Ansatzes der Methanstrategie, die alle relevanten Sektoren einbezog – nur für den Energiebereich (2). Dabei gehen doch 80% aller anthropogenen Methanemissionen der EU auf die Bereiche Land- und Abfallwirtschaft zurück (Bild 1).

In erster Linie richten sich die Vorschriften an Betreiber von Einrichtungen, die Quellen von Methanemissionen sein können. Konkret betrifft dies

- Unternehmen der vorgelagerten Exploration und Erzeugung von Öl und fossilen Gasen sowie der Gewinnung und Verarbeitung von fossilen Gasen, einschließlich inaktiver Öl- und Gasbohrlöcher,
- die Gasfernleitung und -verteilung, die unterirdische Gasspeicherung sowie LNG-Terminals bei Betrieb mit Bio- oder synthetischem Methan (CH₄),

In addition, the draft regulation also targets countries outside the EU. The paper includes reporting obligations for importers of natural gas, oil and other fossil fuels into EU countries.

Time and again, articles appear in the media with the same tenor, saying that CH₄ is the number one climate killer, and referring, among others, to the countries of Turkmenistan and Kazakhstan with large gas fields from which huge amounts of methane emissions escape into the atmosphere. Since there are hardly any climate protection regulations here, such regulations must be created, starting in Europe. It is often misunderstood that the overall emission situation of CH₄ in the European and especially in the German coal regions is already regulated and therefore less significant.

Methane quantities and factors

Coal was formed in the carboniferous period about 300 million years ago. Over the course of millions of years, the majority of the 95 to 99% of the gas produced during coalification has already escaped back into the atmosphere. The remaining part is either still present in the unscored rock or is released by cutting the deposit during coal mining.

An estimated 125 bn t of coal have been mined in Europe. As a result, over 800 Mt of CH₄ have been emitted from European coal mines since the beginning of industrialisation until today. Future coal production will only account for a tiny fraction of previous coal production.

Coal mining in China serves as a comparison here: 3.8 bn t were extracted in 2019. Forecasts predict that China will mine another 200 bn t of coal in the coming decades. This is far above the European total over all time and a far more urgent and substantial problem than any control in European mines.

Lightly, CH₄ is presented as one of the most significant climate gases when setting targets for climate reduction potentials in Germany. In 1990, methane emissions already accounted for only 10.6% of total GHG emissions. From 2016 to 2022, the share decreased to about 6.0%. In absolute terms, methane emissions fell slowly but steadily by almost 66% between 1990 and 2022 (a reduction of 3.1 Mt) to 1.6 Mt. Emissions in the area of fugitive emissions from fuels fell particularly sharply (-1.3 Mt), mainly due to declining coal production in Germany and waste emissions – a reduction of over 90% since 1990.

In order to make the contributions of the various greenhouse gases to climate effectiveness comparable, internationally binding greenhouse gas potentials (GWP) were defined. Here, the climate impact is related to carbon dioxide (CO₂) within a defined time horizon, so that all emissions are available in so-called CO₂ equivalents. The variously named greenhouse-relevant potentials for CH₄ in relation to CO₂ are based on the ratio of its mean atmospheric residence time relative to the residence time of CO₂. Currently, the GWP values with a 100-year time horizon of the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2007) apply. For CH₄, the scientifically recognised CO₂ equivalent value is currently a factor of 25, i.e. according to GWP100, one molecule of CH₄ has a greenhouse gas potential 25 times greater than one molecule of CO₂¹.

¹ Note: In the IPCC's Second Assessment Report of 1995, the GWP for methane was set at 21. It is soon to be raised to 28.

- Betreiber von Kohlebergwerken unter und über Tage sowie (ehemalige) Betreiber geschlossener stillgelegte Untertage-Kohlebergwerke. Damit ist auch der deutsche Steinkohlenbergbau betroffen, der mit der Schließung der letzten aktiven Bergwerke Prosper Haniel in Bottrop und Ibbenbüren im Münsterland im Jahr 2018 beendet wurde.

Zudem richtet sich der Verordnungsentwurf auch auf Länder außerhalb der EU. Das Papier umfasst Berichterstattungspflichten für Importeure von Erdgas, Öl und anderen fossilen Energieträgern in die Länder der EU.

In den Medien erscheinen immer wieder Artikel mit dem gleichen Tenor, CH₄ sei der Klimakiller Nummer eins, und verweisen dabei u. a. auf die Länder Turkmenistan und Kasachstan mit großen Gasfeldern, aus denen riesige Methanemissionsmengen in die Atmosphäre entweichen. Da hier Klimaschutzvorschriften kaum vorhanden seien, müssten solche erschaffen werden, angefangen in Europa. Hierbei wird oftmals verkannt, dass die Gesamtemissionssituation von CH₄ in den europäischen und insbesondere in den deutschen Kohleregionen bereits reguliert ist und dementsprechend geringfügiger ausfällt.

Methanmengen und Faktoren

Die Entstehung der Kohle erfolgte im Karbon vor ca. 300 Mio. Jahren. Im Verlauf der Jahrtausende ist der überwiegende Anteil von 95 bis 99% der während der Inkohlung entstandenen Gasemissionen bereits wieder in die Atmosphäre entwichen. Der verbleibende Restanteil ist entweder noch im unverritzten Gebirge vorhanden oder wird durch das Anschneiden der Lagerstätte während des Steinkohlenbergbaus freigesetzt.

In Europa wurden insgesamt schätzungsweise 125 Mrd. t Kohle abgebaut. Damit einhergehend emittierten seit Beginn der Industrialisierung bis heute über 800 Mio. t CH₄ aus den europäischen Kohlebergwerken. Die zukünftige Kohleproduktion wird nur noch einen winzigen Bruchteil der bisherigen Kohleproduktion ausmachen.

Zum Vergleich dient hier der Kohlebergbau in China: Im Jahr 2019 wurden 3,8 Mrd. t gewonnen. Die Prognosen gehen davon aus, dass China in den nächsten Jahrzehnten weitere 200 Mrd. t Kohle abbauen wird. Das ist weit über der europäischen Gesamtmenge über alle Zeiten und ein weitaus dringenderes und wesentliches Problem als jede Kontrolle in europäischen Bergwerken.

Leichtsin wird bei der Zielsetzung von Klimareduktionspotentialen in Deutschland CH₄ als eines der bedeutendsten Klimagase dargestellt. Im Jahr 1990 hatten die Methanemissionen auch schon nur einen Anteil von 10,6% an den gesamten THG-Emissionen. Von 2016 bis 2022 verringerte sich der Anteil auf etwa 6,0%. In absoluten Zahlen sanken die Methanemissionen zwischen 1990 und 2022 um fast 66% (eine Reduzierung um 3,1 Mio. t) langsam aber stetig auf 1,6 Mio. t. Besonders stark sanken die Emissionen im Bereich der diffusen Emissionen aus Brennstoffen (-1,3 Mio. t), vor allem durch die sinkende Kohleförderung in Deutschland und die Abfallemissionen – eine Minderung seit 1990 um über 90%.

Um die Beiträge der verschiedenen Treibhausgase zur Klimawirksamkeit vergleichbar zu machen, wurden international

CH₄ is an odourless and colourless, highly flammable gas. Its average lifetime in the atmosphere is about 12.4 years, much shorter than that of CO₂. After 1,000 years, about 15 to 40 % of the emitted CO₂ is still left in the atmosphere. The entire decomposition process takes several hundred thousand years. In Germany, 87.1 % of the release of greenhouse gases is accounted for by CO₂, 6.5 % by CH₄. Atmospheric CH₄ is declining sharply due to the decline in European coal mining, i.e. historical methane emissions from European coal mines are oxidising in the atmosphere faster than operating mines are emitting CH₄.

The IPCC recommends fixed emission factors for active deep coal mining. The German Hard Coal Association (now the Association for Hard Coal and Post-Mining – bsn e.V.), on the other hand, has always advocated deriving an implied emission factor from the total annual methane emissions and the activity data of the coal industry. For safety reasons, the gas composition and the weather flow were continuously measured in all the mines. These data were used to determine the amount of methane emissions and the total amount of CH₄ was determined by aggregating the individual measured values. The proportion of recycled mine gas is also taken into account here. The measured values only contain the amount of CH₄ actually emitted. Due to this approach, the annual emission changes depending on the gas content of the hard coal, the amount of weather gas extracted from the surface and the proportion of recycled CH₄. No emission factor can be given for the closed coal mines because there is no activity rate.

Mine gas utilisation and EEG

As already described, mine gas is a gas mixture geologically bound in coal seams with the main component CH₄, which is released and escapes during coal extraction and the associated fracturing of the deposits. In sufficiently permeable systems, free CH₄ generally tends to rise towards the earth's surface. Even after the end of active coal mining in North Rhine-Westphalia and Saarland, mine gas will inevitably continue to be produced as outgassing from the coal seams, from the surrounding rock and from the coal still in place, albeit in declining quantities. The mine gas escapes into the atmosphere without being sucked into the mine workings and utilised due to the natural pressure in the deposits via the shafts, gas pathways in the overburden and fissures created by the mining process.

In mine gas utilisation, the gas is extracted in the existing mining cavities by means of negative pressure, compressed, filtered or dried and fed to a combustion engine plant or a gas turbine (Figure 2). There, the energy of the gas is converted into electrical energy through combustion. The combustion of the CH₄ reduces the climate-impacting emission load by a factor of 25 compared to its discharge into the atmosphere without utilisation.

The Saarland has an interconnected mine gas network around 110 km long. This central system connects the extraction stations with each other and with Saarland's industrial consumers and heating or cogeneration plants that use mine gas. A control centre controls the required gas quantities. This system was already set up during the mining era. Integrated into the mine gas network is the world's largest mine gas-powered engine plant of its kind, installed in Völklingen-Fenne, with 42 MW of electrical and thermal output. In the Ruhr area, there is a de-

verbindliche Treibhausgaspotentiale (Global Warming Potentials – GWP) festgelegt. Dabei wird die Klimawirkung innerhalb eines festgelegten Zeithorizonts auf Kohlendioxid (CO₂) bezogen, so dass alle Emissionen in sogenannten CO₂-Äquivalenten vorliegen. Die unterschiedlich genannten treibhausrelevanten Potentiale für CH₄ in Relation zu CO₂ beruhen auf dem Verhältnis seiner mittleren atmosphärischen Verweilzeit relativ zur Verweilzeit von CO₂. Derzeit gelten die GWP-Werte mit 100 Jahren Zeithorizont des Vierten Sachstandsberichts des Weltklimarats (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC) (2007). Für CH₄ gilt momentan als wissenschaftlich anerkannter CO₂-Äquivalenzwert der Faktor 25, d. h. ein Molekül CH₄ hat gemäß GWP100 ein 25-fach stärkeres Treibhausgaspotential als ein Molekül CO₂¹.

CH₄ ist ein geruch- und farbloses, hochentzündliches Gas. Seine durchschnittliche Lebenszeit in der Atmosphäre beträgt etwa 12,4 Jahre, wesentlich kürzer als die von CO₂. Nach 1.000 Jahren sind vom emittierten CO₂ noch etwa 15 bis 40 % in der Atmosphäre übrig. Der gesamte Abbau dauert mehrere Hunderttausend Jahre. In Deutschland entfallen 87,1 % der Freisetzung von Treibhausgasen auf CO₂, 6,5 % auf CH₄. Das atmosphärische CH₄ ist aufgrund des rückgängigen europäischen Kohlebergbaus stark rückläufig, d. h. historische Methanemissionen aus europäischen Kohlebergwerken oxidieren in der Atmosphäre schneller, als die in Betrieb befindlichen Bergwerke CH₄ ausstoßen.

Das IPCC empfiehlt für den aktiven Steinkohlentiefbau festgelegte Emissionsfaktoren. Der Gesamtverband Steinkohle e.V. (heute Branchenverband Steinkohle und Nachbergbau e.V. – bsn) hat sich hingegen immer dafür eingesetzt, aus der jährlichen Gesamtemissionsmenge an CH₄ und den Aktivitätsdaten des Steinkohlenbergbaus einen implizierten Emissionsfaktor abzuleiten. Aus sicherheitstechnischen Gründen wurden in sämtlichen Schachtanlagen kontinuierlich die Gaszusammensetzung sowie der Wetterstrom gemessen. Diese Daten wurden zur Bestimmung der Menge der Methanemissionen genutzt und durch Aggregation der Einzelmesswerte die Gesamtmethanmenge bestimmt. Berücksichtigt ist hierbei auch der Anteil an verwertetem Grubengas. Die Messwerte enthalten nur die tatsächlich emittierte Methanmenge. Aufgrund dieses Ansatzes ändert sich die jährliche Emission in Abhängigkeit vom Gasinhalt der Steinkohle, der Menge an zu Tage geförderten Wettern sowie des Anteils an verwertetem CH₄. Für die stillgelegten Kohlebergwerke kann kein Emissionsfaktor angegeben werden, da es keine Aktivitätsrate gibt.

Grubengasverwertung und EEG

Grubengas ist wie bereits beschrieben eine geologisch in Steinkohlenflözen gebundene Gasmischung mit dem Hauptbestandteil CH₄, welches bei der Kohlegewinnung und dem damit verbundenen Aufbrechen der Lagerstätten freigesetzt wird und entweicht. In hinreichend permeablen Systemen hat freies CH₄ grundsätzlich das Bestreben, in Richtung Erdoberfläche aufzusteigen. Grubengas fällt auch nach Ende des aktiven Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen und dem Saarland unweigerlich als Ausgasung der Kohleflöze, aus dem Nebengestein und der noch ansteh-

¹ Anm.: Im Zweiten Sachstandsbericht des IPCC von 1995 war der GWP für Methan auf 21 festgelegt. Demnächst soll er auf 28 hochgesetzt werden.

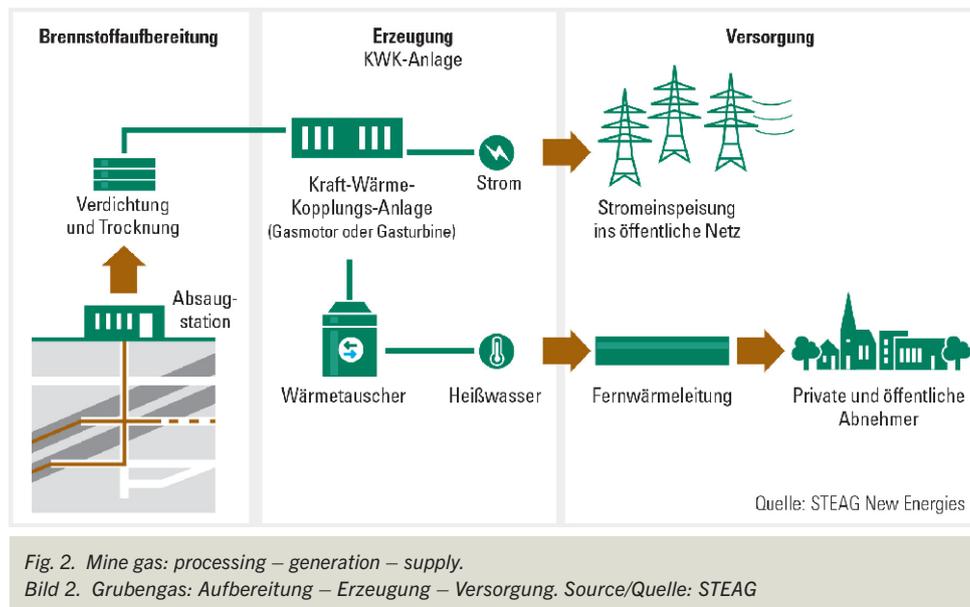


Fig. 2. Mine gas: processing – generation – supply.
Bild 2. Grubengas: Aufbereitung – Erzeugung – Versorgung. Source/Quelle: STEAG

centralised system for the extraction and utilisation of mine gas at almost every site (Figure 3). The amount of mine gas used is closely monitored. A mine gas utilisation plant with an installed capacity of 1.35 MW can supply about 310,000 households with the amount of electricity generated and about 30,000 households with the amount of heat generated. By burning CH₄ and substituting other fuels, between 45,000 and 52,000 t/a of CO₂ emission equivalents can be avoided. In 2021, around 641 GWh of electricity and 280 GWh of heat were generated in more than 100 plants at the Saar area and the Ruhr area. In total, around 3.5 Mt of CO₂ were thus avoided.

At the closed mines, extensive extraction of CH₄ for the purpose of energy use is well established. For this reason, most of the measuring points distributed throughout the country to protect against uncontrolled emissions show no methane emissions. Almost 100% of the mine gas extracted from the deposits is used for energy. The reduction of methane emissions in Germany therefore already exceeds the level that the Commission wants to achieve

henden Kohle weiter an, wenn auch in rückläufiger Menge. Das Grubengas strömt ohne Besaugung der Grubenräume und Verwertung durch den natürlichen Lagerstättendruck über Schachtanlagen, durch Gaswegigkeiten im Deckgebirge und durch den Abbau geschaffene Klüftigkeiten in die Atmosphäre ab.

Bei der Grubengasverwertung wird das Gas in den bestehenden bergbaulichen Hohlräumen mittels Unterdruck abgesaugt, komprimiert, gefiltert bzw. getrocknet und einer Verbrennungsmotoranlage oder einer Gasturbine zugeführt (Bild 2). Dort wird die Energie des Gases durch Verbrennung in elektrische Energie umgewandelt. Die Verbrennung des CH₄ reduziert die klimawirksame Emissionsfracht um den Faktor 25 gegenüber seinem Abströmen in die Atmosphäre ohne Verwertung.

Das Saarland verfügt über ein zusammenhängendes, rd. 110 km langes Grubengasnetz. Dieses zentrale System verbindet die Absaugstationen untereinander mit saarländischen industriellen Abnehmern und Heiz- bzw. Heizkraftwerken, die auf Grubengasbasis arbeiten. Eine Leitzentrale steuert den benötigten Gasmengenbedarf. Dieses System wurde bereits zu Zeiten des Bergbaus aufgebaut. In das Grubengasnetz integriert ist die in Völklingen-Fenne installierte weltgrößte grubengasbetriebene Motorenanlage ihrer Art mit 42 MW elektrischer und thermischer Leistung. Im Ruhrgebiet gibt es an fast jedem Standort ein dezentrales System zur Besaugung und Verwertung des Grubengases (Bild 3). Die Menge des genutzten Grubengases wird genau überwacht. Eine Grubengasverwertungsanlage mit einer installierten Leistung von 1,35 MW kann mit der gewonnenen Strommenge rd. 310.000 und mit der gewonnenen Wärmemenge rd. 30.000 Haushalte versorgen. Durch die Methanverbrennung und Substitution anderer Brennstoffe können zwischen 45.000 und 52.000 t/a CO₂-Emissionsäquivalente vermieden werden. In mehr als 100 Anlagen an Saar und Ruhr wurden



Fig. 3. Mine gas power plant. // Bild 3. Grubengaskraftwerk. Photo/Foto: Iqony

with its proposal for a directive. For this reason, a costly monitoring obligation that goes beyond the status quo would not have a positive effect on methane reduction.

Closed coal mines continue to emit CH₄ for some time after closure until the water level rises and further emissions are stopped. Mine gas extraction from flooded mines is usually not possible. The end of hard coal mining in Germany in 2018, e.g., has already led to a significant reduction in methane emissions from mining, but emissions will continue in the short to medium term. In the longer term, as water levels in former mines rise, a point will be reached where methane emissions will be reduced to a minimum without the need for regulation (see pp 492 – 498).

The EU methane strategy explicitly emphasises the importance of mine gas utilisation from abandoned coal mines to avoid emissions. Through appropriate (extraction) options, companies can ensure that methane emissions are avoided. The German Renewable Energy Sources Act (EEG) has been a best practice example in Europe since it came into force in 2000. The regulatory framework is necessary to promote the conversion of mine gas into electricity from an economic point of view. This is because the uncertainties regarding the continuity of the gas supply in constant quantity and quality were considered too great for investors in the 1990s. In the past, it only paid off to use the resulting mine gas in rare cases. This situation changed fundamentally in 2000 with the EEG. Although mine gas is a fossil fuel with exhaustible reserves, it was included in the EEG because of the climate protection effect achieved through its use. This legally established an obligation for grid operators to purchase and a feed-in tariff for the electricity generated from mine gas.

Almost all plants for mine gas utilisation in North Rhine-Westphalia and Saarland were commissioned between 2001 and 2004. In 2017, a climate protection contribution of 5 Mt of CO₂ equivalent was achieved with mine gas utilisation via the EEG. In the period from 2000 to 2016, this figure was around 100 Mt of CO₂ equivalent. Due to declining mine gas volumes, the climate protection contribution will fall continuously from a good 4 Mt in 2020 to approximately 3 Mt in 2027 if the EEG support is extended. The EEG for the first time established a remuneration scheme for electricity generated on the basis of mine gas as an energy source and fed into the grid. The success of this law is demonstrated, among other things, by the recovery rate of mine gas in the Saar and in North Rhine-Westphalia, which is almost 100 % in Germany after the introduction of the EEG. As part of the amendment to the EEG 2021, the basis was also created for a follow-up regulation for plants that have been subsidised to generate electricity from mine gas. The EEG corresponds to an incentive system to optimise and thus maximise climate protection contributions via mine gas utilisation.

At the end of 2018, DMT GmbH & Co. KG, Essen/Germany, presented an expert report on the topic of “Utilisation of mine gas as a contribution to emission avoidance and hazard prevention” on behalf of the Interest Group Grubengas e.V., Duisburg/Germany (3). The study makes it clear that large quantities of mine gas – primarily CH₄ – are still present in the deposits even after the German coal industry ceased operations in 2018. The calculated total of residual methane gas volumes is about 234 bn m³ or 4.2 bn t CO₂ equivalent. A large proportion of this would escape into the

im Jahr 2021 rd. 641 GWh Strom und 280 GWh Wärme erzeugt. Insgesamt wurden damit rd. 3,5 Mio. t CO₂ vermieden.

Bei den stillgelegten Bergwerken ist eine umfassende Absaugung des CH₄ zwecks energetischer Nutzung etabliert. Aus diesem Grund weisen die meisten der zum Schutz vor unkontrollierten Emissionsaustritten im Land verteilten Messstellen keine Methanemissionen auf. Das aus den Lagerstätten abgesaugte Grubengas wird nahezu zu 100 % energetisch verwertet. Die Reduzierung der Methanemissionen geht also in Deutschland bereits jetzt über das Maß hinaus, das die Kommission mit ihrem Richtlinienvorschlag erreichen will. Aus diesem Grund würde eine aufwendige und über den Status quo hinausgehende Pflicht zum Monitoring keinen positiven Effekt für die Methanminderung mit sich bringen.

Stillgelegte Kohlebergwerke emittieren nach der Schließung noch einige Zeit CH₄, bis der Wasserstand steigt und weitere Emissionen gestoppt werden. Eine Grubengasgewinnung aus gefluteten Grubenbauen ist im Regelfall nicht möglich. So hat das Ende der Kohleförderung in Deutschland im Jahr 2018 bereits zu einer deutlichen Reduzierung der Methanemissionen im Bergbau geführt, aber die Emissionen werden kurz- bis mittelfristig anhalten. Längerfristig, wenn der Wasserstand in den ehemaligen Bergwerken steigt, wird ein Punkt erreicht, an dem die Methanemissionen auf ein Minimum reduziert werden, ohne dass eine Regulierung erforderlich ist (s. S. 492 – 498).

Die EU-Methanstrategie betont explizit die Bedeutung der Grubengasverwertung aus stillgelegten Steinkohlenbergwerken zur Emissionsvermeidung. Über geeignete (Förder-) Möglichkeiten kann durch Unternehmen sichergestellt werden, dass die Methanemissionen vermieden werden. Mit dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gibt es seit dessen Inkrafttreten im Jahr 2000 ein Best Practice-Beispiel in Europa. Das Regulativ ist nötig, um die Verstromung von Grubengas unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu fördern. Denn die Unsicherheiten bezüglich der Kontinuität des Gasdargebots in stetiger Quantität und Qualität wurden in den 1990er Jahren für Investoren als zu groß angesehen. In der Vergangenheit rechnete sich eine Nutzung des anfallenden Grubengases nur in seltenen Fällen. Diese Situation hat sich im Jahr 2000 mit dem EEG grundlegend geändert. Obwohl Grubengas ein fossiler Brennstoff mit erschöpflichem Vorkommen ist, wurde es aufgrund des durch seine Verwendung erzielten Klimaschutzeffekts in das EEG aufgenommen. Damit wurde den Netzbetreibern eine Abnahmeverpflichtung und eine Einspeisungsvergütung für den aus Grubengas erzeugten Strom gesetzlich festgeschrieben.

Fast alle Anlagen zur Grubengasverwertung in Nordrhein-Westfalen und im Saarland wurden von 2001 bis 2004 in Betrieb genommen. Im Jahr 2017 wurde mit der Grubengasverwertung über das EEG ein Klimaschutzbeitrag von 5 Mio.t CO₂-Äquivalent erzielt. Im Zeitraum von 2000 bis 2016 waren es ca. 100 Mio.t CO₂-Äquivalent. Durch rückläufige Grubengasmengen sinkt der Klimaschutzbeitrag von gut 4 Mio.t im Jahr 2020 bei Verlängerung der EEG-Förderung kontinuierlich auf ca. 3 Mio.t im Jahr 2027 ab. Mit dem EEG wurde erstmalig eine Vergütungsregelung für den auf der Basis des Energieträgers Grubengas erzeugten und in das Netz eingespeisten Strom fixiert. Der Erfolg dieses Gesetzes zeigt sich u.a. mit der Verwertungsquote von Grubengas an der Saar und in Nordrhein-Westfalen, die nach Einführung des EEG in Deutschland nahezu 100 % beträgt. Im Rahmen der

atmosphere without mine gas utilisation, about 4 Mt/a CO₂ equivalent. There is no regulatory obligation to utilise mine gas to reduce emissions after the end of mining on the basis of the Federal Mining Act (BBergG). Mining law requires the prevention of hazards, i. e., ventilation of concentrated emissions, if necessary. Diffuse emissions over the surface without hazards, e. g., through penetration into buildings, are not taken into account under mining law. Due to the inclusion in the EEG, mine gas utilisation has been intensified. From 2000 onwards, in addition to the contribution to electricity and heat generation, there has been a demonstrable sharp decline in emissions. For the period 2000 to 2016, DMT has calculated a volume of approximately 100 Mt CO₂ equivalent (approximately 5.9 Mt/a) of avoided emissions. For the period 2017 to 2024, a further 3.7 Mt/a are expected to be avoided – provided that the current mine gas utilisation can continue to be operated continuously. If mine gas utilisation were to be terminated from 2025 onwards, around 2.7 Mt/a of CO₂ equivalent would then be released into the atmosphere. The DMT has not made any quantitative estimate beyond 2030.

CH₄ – measurement and safety

Active shafts and ventilation shafts are monitored daily for safety reasons and to avert danger, i. e., to protect the life and limb of the public. Mine gas in mines poses a serious risk to the safety of the mine and the miners. At concentrations between 5 and 15% by volume of CH₄, the gas-air mixture is explosive. RAG Aktiengesellschaft, Essen/Germany, owns more than 7,000 abandoned shafts in the Ruhr area, the Saar area and in Ibbenbüren and checks the abandoned former day openings for the presence of CH₄, among other things. These safety measures, coordinated with the authorities to protect against uncontrolled leaks of CH₄, have resulted in an extensive database at regularly monitored measuring points. During 4,250 inspections of shafts in the Ruhr area in 2020, CH₄ was only detected at all at 58 daily openings. This means that the vast majority are CH₄-unobtrusive.

Hourly, continuous monitoring, as currently envisaged in the EU Commission's draft regulation, would be disproportionate and would not provide any better insights into climate protection. Completely inappropriate is the proposal for an obligation to search geological outcrops and tectonic faults for the purpose of measuring methane emissions as well as other recorded potential point emission sources. Some of these are not only located in impassable terrain, but it is also technically impossible to quantify methane emissions. The required, temporally and spatially punctual measurements of methane concentrations are completely disproportionate and, moreover, do not allow any conclusions at all about the mass discharge of the area.

Within the framework of the Pollutant Release and Transfer Register, the so-called PRTR declaration, the companies report the relevant methane emissions annually to the competent authorities. This existing data could serve as the basis for a methane mitigation plan to be developed.

For the Ruhr area, negative pressure is applied in mine workings throughout the area and the mine gas is extracted and specifically utilised. As a rule, no CH₄ is emitted here. For safety reasons, however, passive degassing devices, so-called protective hoods, are used (Figure 4). The measuring intervals for these degassing

Novellierung des EEG 2021 wurde auch die Grundlage einer Anschlussregelung für ausgeförderte Anlagen zur Grubengasverstromung geschaffen. Das EEG entspricht einem Anreizsystem, um Klimaschutzbeiträge über die Grubengasverwertung zu optimieren und damit zu maximieren.

Ende 2018 hat die DMT GmbH & Co. KG, Essen, im Auftrag des Interessenverbands Grubengas e. V., Duisburg, ein Gutachten zum Thema „Verwerten von Grubengas als Beitrag zur Emissionsvermeidung und zur Gefahrenabwehr“ vorgelegt (3). Die Studie verdeutlicht, dass auch nach der 2018 erfolgten Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus große Mengen an Grubengasen – vornehmlich CH₄ – in den Lagerstätten vorhanden sind. Die errechnete Gesamtsumme der Methanrestgasvolumina beträgt etwa 234 Mrd. m³ bzw. 4,2 Mrd. t CO₂-Äquivalent. Davon würde ein großer Anteil ohne Grubengasverwertung in die Atmosphäre abströmen, rd. 4 Mio. t/a CO₂-Äquivalent. Eine ordnungsrechtliche Verpflichtung zur emissionsmindernden Verwertung des Grubengases besteht nach Bergbauende auf Basis des Bundesberggesetzes (BBergG) nicht. Das Bergrecht verpflichtet zur Abwehr von Gefahren, also ggf. Ventilation von konzentriertem Aufkommen. Diffuse Emissionen über die Tagesoberfläche ohne Gefährdungen durch z. B. Eindringen in Gebäude werden bergrechtlich nicht berücksichtigt. Aufgrund der Einbeziehung in das EEG wurde die Grubengasverwertung intensiviert. Erkennbar ist ab 2000 neben dem Beitrag zur Strom- und Wärmegewinnung nachweislich ein starker Rückgang der Emissionen. Für den Zeitraum 2000 bis 2016 hat die DMT ein Volumen von ca. 100 Mio. t CO₂-Äquivalent (rd. 5,9 Mio. t/a) an vermiedenen Emissionen errechnet. Für den Zeitraum 2017 bis 2024 werden voraussichtlich weitere 3,7 Mio. t/a vermieden – vorausgesetzt, die bisherige Grubengasverwertung kann kontinuierlich weiterbetrieben werden. Würde die Grubengasverwertung ab 2025 beendet werden, würden dann rd. 2,7 Mio. t/a CO₂-Äquivalent in die Atmosphäre freigesetzt. Über das Jahr 2030 hinaus hat die DMT keine quantitative Abschätzung vorgenommen.

CH₄ – Messung und Sicherheit

Aktive Schächte und Bewetterungsschächte werden aus Sicherheitsgründen und zur Gefahrenabwehr, also zum Schutz von Leib und Leben der Bevölkerung, täglich überwacht. Grubengas in Bergwerken stellt ein ernstes Risiko für die Sicherheit des Bergwerks und der Bergleute dar. Bei Konzentrationen zwischen 5 und 15 Vol.-% CH₄ ist das Gas-Luft-Gemisch explosiv. Die RAG Aktiengesellschaft, Essen, besitzt über 7.000 stillgelegte Schächte an Ruhr, Saar und in Ibbenbüren und überprüft die stillgelegten ehemaligen Tagesöffnungen u. a. auch auf das Vorhandensein von CH₄. Diese mit den Behörden abgestimmten Sicherungsmaßnahmen zum Schutz vor unkontrollierten Austritten von CH₄ hat zu einer umfangreichen Datenbasis an regelmäßig überwachten Messpunkten geführt. Bei 4.250 Befahrungen an Schächten im Ruhrgebiet im Jahr 2020 wurde nur an 58 Tagesöffnungen überhaupt CH₄ festgestellt. Das heißt, der weitaus überwiegende Teil ist CH₄-unauffällig.

Ein stündliches, kontinuierliches Monitoring, wie es der Verordnungsentwurf der EU-Kommission derzeit vorsieht, wäre unverhältnismäßig und würde keine besseren Erkenntnisse zum Klimaschutz liefern. Völlig unangemessen ist der Vorschlag zur



Fig. 4. Protego hood. // Bild 4. Protegohaube. Photo/Foto: Iqony

devices are quarterly, at least annually or even shorter in the case of abnormalities. A longer or even continuous measurement would not be proportionate. With regard to the reduction of climate-damaging methane emissions, the draft regulation provides for a ban on methane release and flaring from already closed coal mines. Here it is imperative that the legislator ensures that the safety-relevant degassing facilities may continue to be operated.

After a year and a half, the Members of the European Parliament voted on the EU Commission proposal in May 2023, with a majority in favour of a significant tightening of the planned measures. Now the inter-institutional negotiations in the so-called trilogue between the Council of Ministers, the Commission and the Parliament will start.

References / Quellenverzeichnis

- (1) Mitteilung der Europäischen Kommission über eine EU-Strategie zur Verringerung der Methanemissionen COM(2020) 663 final, Brüssel 14.10.2020.
- (2) Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942 COM(2021) 805 final, Brüssel 15.12.2021.
- (3) Gutachterliche Studie im Auftrag des Interessenverbands Grubengas e. V. (IVG): Verwerten von Grubengas als Beitrag zur Emissionsvermeidung und zur Gefahrenabwehr. Essen, DMT GmbH & Co. KG, 13.12.2018. Online verfügbar unter: www.grubengas.de

Verpflichtung zum Aufsuchen von geologischen Aufschlüssen und tektonischen Störungen zwecks Messung der Methanemissionen sowie andere erfasste potentielle Punktemissionsquellen. Diese sind teilweise nicht nur in unwegsamem Gelände gelegen, es ist auch technisch nicht möglich, einen Methanaustrag zu quantifizieren. Die geforderten, zeitlich und räumlich punktuellen Messungen der Methankonzentration sind völlig unverhältnismäßig und erlauben zudem überhaupt keine Rückschlüsse auf den Massenaustrag des Gebiets.

Im Rahmen des Pollutant Release and Transfer Register, der sogenannten PRTR-Erklärung, berichten die Unternehmen jährlich die relevanten Methanemissionen an die zuständigen Behörden. Diese vorhandene Datenlage könnte als Grundlage für einen zu entwickelnden Methanminderungsplan dienen.

Für das Ruhrgebiet wird flächendeckend Unterdruck in Grubengebäuden angelegt und das Grubengas abgesaugt und gezielt verwertet. Im Regelfall wird hier also kein CH₄ emittiert. Aus Sicherheitsgründen sind jedoch passive Entgasungseinrichtungen, sogenannte Protegohauben, im Einsatz (Bild 4). Die Messintervalle für diese Entgasungseinrichtungen sind vierteljährlich, zumindest jährlich oder auch kürzer im Fall von Auffälligkeiten. Eine darüberhinausgehende Erfassung oder sogar kontinuierliche Messung wäre nicht verhältnismäßig. Bezüglich der Minderung klimaschädlicher Methanemissionen sieht der Verordnungsentwurf ein Verbot der Methanfreisetzung sowie -abfackelung aus bereits geschlossenen Steinkohlenbergwerken vor. Hier muss der Gesetzgeber unbedingt sicherstellen, dass die sicherheitsrelevanten Entgasungseinrichtungen weiterhin betrieben werden dürfen.

Nach eineinhalb Jahren stimmten im Mai 2023 die Mitglieder des Europäischen Parlaments über den EU-Kommissionsvorschlag ab, wobei sich eine Mehrheit für eine deutliche Verschärfung der geplanten Maßnahmen aussprachen. Nun werden die interinstitutionellen Verhandlungen im sogenannten Trilog zwischen Ministerrat, Kommission und Parlament starten.

Author / Autor

AdB Dipl.-Ing. Jürgen Ilse, Vorstandsvorsitzender Interessenverband Grubengas e. V. (IVG), Duisburg