



Marktabfrage:

Methan-Emissionen von Erdgas-Unternehmen

Einleitung

Methan ist ein extrem klimaschädliches Treibhausgas. Über 20 Jahre ist es ca. 86-fach klimaschädlicher als CO₂ und entweicht dabei entlang der gesamten Erdgas-Wertschöpfungskette.¹ Neuere wissenschaftliche Erkenntnisse belegen, dass diese Methan-Leckagen wesentlich höher sind als bisher angenommen.² Die Industrie scheint die Relevanz der Problematik angesichts des gesellschaftlichen und politischen Drucks zunehmend anzuerkennen. Doch was konkret wird von den einzelnen Firmen der Erdgasbranche unternommen, um Methan-Leckagen zu unterbinden – und was genau wissen sie eigentlich darüber?

Um Antworten auf diese Fragen zu erhalten hat die Deutsche Umwelthilfe zusammen mit urgewald einen Fragebogen zu den Methan-Emissionen aus der Erdgas-Wertschöpfungskette erstellt und ihn an 19 in der Erdgaswirtschaft tätige Unternehmen gesendet. Anhand verschiedener Fragen wollten wir von den Unternehmen wissen:

1. Werden Sie ihrer Produktverantwortung gerecht?
2. Wissen Sie über die Höhe ihrer Emissionen Bescheid?
3. Ergreifen Sie Maßnahmen, um die Emissionen zu reduzieren?

Die Ergebnisse der Befragung werden nachfolgend vorgestellt und bewertet.

Transparenz: Was geben die Unternehmen der Erdgasbranche preis?

Die Umfrage unter den 19 angefragten Unternehmen offenbart, dass die Branche keine ausreichende Transparenz über die Höhe von Emissionen und Reduktionsmaßnahmen geben kann. Von den angefragten Firmen haben 7 geantwortet, doch nur 2 davon haben den Fragebogen ausgefüllt. Weitere 5 Unternehmen haben den Fragebogen zwar nicht ausgefüllt, jedoch eine allgemeine Antwort gesendet (z. B. in Form ihres Nachhaltigkeitsberichts oder in Form einer verkürzten Antwort auf Basis des Fragebogens). 12 Unternehmen haben trotz individueller Ansprache und Erinnerung nicht geantwortet.³

Auswahl der Unternehmen

- » Bei den befragten Unternehmen handelt es sich um große Player der europäischen Erdgasindustrie, die durch ihre hohe Marktkraft erheblichen Einfluss auf die gesamte Erdgaswertschöpfungskette ausüben können.

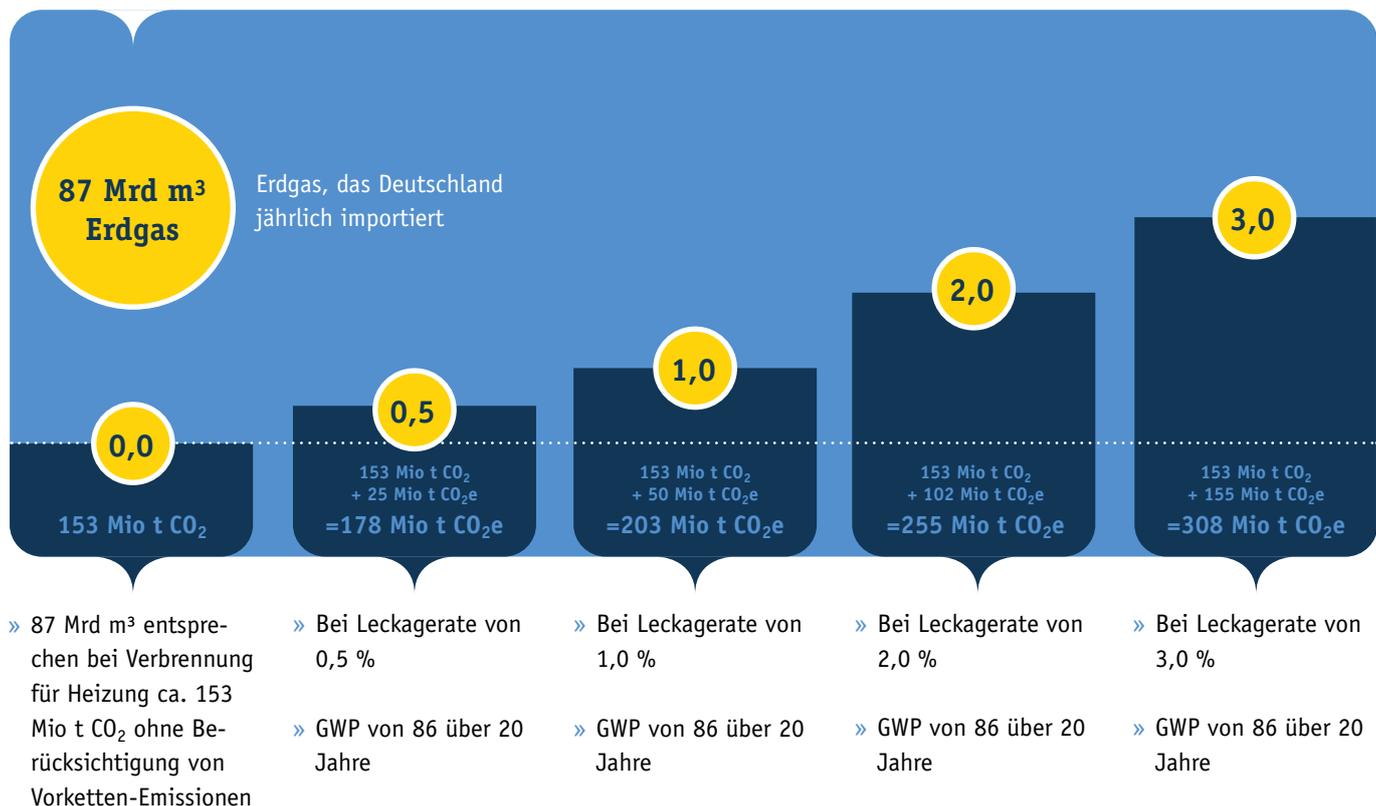
Einordnung: die Größe des Problems

Von sieben Unternehmen, die Antworten geliefert haben, haben vier ihren aktuellen Gasbedarf oder Gasverbrauch angegeben. Dabei wird deutlich: Die Unternehmen beziehen nach wie vor massive Mengen an fossilen Rohstoffen. Dieses Erdgas verursacht nicht nur CO₂ bei seiner Verwendung, sondern führt auch zur Emission von Treibhausgasen entlang der gesamten Wertschöpfungskette von der Gewinnung über Verarbeitung und Transport bis hin zu

Speicherung und Verbrauch. Dabei spielt vor allem die Freisetzung von Methan als Hauptbestandteil von Erdgas eine wichtige Rolle. Neuere wissenschaftliche Forschung legt nahe, dass diese so genannten Methan-Leckagen wesentlich höher sind als bisher angenommen. Sie müssen in jeder Treibhausgas-Bilanz mitberechnet werden, um die Klimawirkung von Erdgas realistisch wiedergeben zu können. Erdgas verliert seinen Klimavorteil gegenüber Kohle, sobald zwischen 2,4 und 3,2 % der gesamten Produktion in die Atmosphäre entweichen (die so genannte Leckage). Messungen aus den USA zeigen dabei z. B. Leckageraten von 2,3 % bis zu 9 %. Doch welche Relevanz haben unterschiedliche Leckageraten für die Treibhausgas-Gesamtbilanz eines Unternehmens oder auch eines Staates? Im Folgenden wird diese Problematik anhand der Summe der Erdgas-Importe nach Deutschland dargestellt.⁴

Beispiel:

- » Deutschland importiert jährlich etwa 87 Milliarden Kubikmeter (Mrd. m³) Erdgas.⁵ Bei der Verbrennung dieser Menge für Heizzwecke würden dabei etwa 153 Millionen Tonnen (Mio. t.) CO₂ entstehen.⁶ Rechnet man jedoch die Leckage in der Vorkette hinzu erhöht sich der Gesamtwert entsprechend. Bei einer angenommenen Leckagerate von durchschnittlich 2,3 % für den Erdgasbezug Deutschlands erhöhen sich bspw. die Emissionen von den ursprünglichen 153 Millionen Tonnen durch die Methan-Leckage um rund 117 Mio. t CO₂-Äquivalente (CO₂e) auf eine Gesamtsumme von etwa 270 Mio. t CO₂e⁷, bei einer angenommenen Leckage von 4 % erhöhen sie sich bereits um ca. 209 Mio. t CO₂e auf insgesamt 362 Mio. t., also mehr als das Doppelte der Emissionen, die ohne jegliche Leckage anfallen würden.⁸



Die Höhe der Leckagerate in der Vorkette ist daher entscheidend, um die Klimawirkung, die durch die Nutzung von Erdgas entsteht, korrekt bestimmen zu können. Leider ist die Größe dieses Problems in den meisten Fällen unbekannt. Für Länder wie Russland, aus dem ein Großteil unseres Erdgases kommt, liegen nur wenige unabhängige Daten vor.⁹ Die Daten, die es jedoch gibt sowie die Erkenntnisse aus den USA zeigen: Das Problem ist wesentlich größer als bisher angenommen und mehr Transparenz dringend geboten.

Ergebnisse der Befragung

1. Reduktionsziele und –strategien der befragten Unternehmen

Alle Unternehmen, die geantwortet haben, haben Ziele aufgestellt, um bis spätestens Mitte des Jahrhunderts klimaneutral zu werden. Das Ziel der Klimaneutralität möchten manche dabei bereits früher, z. B. 2025 oder 2035 erreichen. Außerdem setzen sich die Unternehmen Zwischenziele auf dem Weg. Was Klimaneutralität dabei konkret bedeutet unterscheidet sich jedoch. So wird z. B. die Umstellung auf Bio-Methan bzw. Bio-LNG¹⁰ oder der Einsatz von CCS-Technologie¹¹, aber auch Offsetting¹² in Erwägung gezogen um die Dekarbonisierung zu erreichen [z. B. erwähnt von Uniper].

Einige Unternehmen erwägen zudem, auf dem Weg zur Klimaneutralität teilweise von Kohle auf Erdgas umzustellen, bevor sie CO₂-freie Gase wie Wasserstoff nutzen möchten [EnBW]. Es wird darauf

verwiesen, dass die Umstellung von Kohle auf Erdgas Emissionen vermeidet und zusätzliche Investitionen in Wind- und Solarenergie ermöglicht [Fortum]. Einige Unternehmen möchten Erdgas dort nutzen, wo eine Umstellung auf nachhaltige Biomasse nicht möglich sei [Ørsted]. Eine Firma gab auch an, durch Langzeitverträge an die Abnahme von Erdgas gebunden zu sein, wobei keine neuen Verträge dieser Art unterzeichnet werden sollen [Ørsted]. Generell sehen die Firmen den Bereich „klimaneutrale Gase“ als Wachstumsfaktor [Fortum].

Der Einsatz von Wasserstoff wird als wichtiges Mittel gesehen, um die Prozesse der Unternehmen mittel- bis langfristig zu dekarbonisieren. In diesem Zusammenhang findet sowohl grüner, aus EE-Strom erzeugter, als auch blauer oder türkisener, mittels Erdgas gewonnener Wasserstoff Erwähnung. Begründet wird diese Nutzung verschiedener Wasserstoff-Typen mit der Notwendigkeit, einen Markthochlauf der Technologie zu ermöglichen.

Trotz der erwähnten Maßnahmen legt jedoch keine der Firmen ein konkretes Datum für einen Ausstieg aus fossilem Erdgas vor. Zwar erkennen die Unternehmen teilweise an, dass Erdgas als fossile Energie ab einem bestimmten Punkt nicht mehr im Energiesystem genutzt werden sollte, doch wann dies genau für ihre Geschäfte der Fall sein soll wird nicht präzisiert. Stattdessen wird an vielen Stellen auf Langzeitabnahmeverträge, falsche politische Rahmenbedingungen, fehlende Wirtschaftlichkeit von Alternativen oder ein angeblicher Mangel dieser ins Feld geführt. Wenn auch einige Firmen bereits Zwischenziele zur Reduzierung ihrer Emissionen aus

ihrem Erdgasgeschäft festgelegt haben, fehlt es daher an konkreten Ausstiegsfahrplänen, die das oft erwähnte Ziel der Klimaneutralität glaubhaft machen würden.

2. Angaben der befragten Unternehmen zu ihren Methan-Emissionen

Anhand der Antworten zeigt sich, dass die Firmen zum Großteil so genannte Scope 1 und Scope 2-Emissionen bei ihren Betrachtungen einbeziehen, Scope 3-Quellen dabei jedoch nicht in gleichem Maße betrachten. Dabei deckt **Scope 1** die direkten Emissionen eines Konzerns aus eigenen oder direkten Quellen ab. Dazu zählen bspw. Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas für Heizzwecke oder zur Gewinnung von Elektrizität. **Scope 2** hingegen bezieht sich auf indirekte Emissionen aus der Erzeugung von Strom, Dampf, Wärme oder Kühlung, die das betreffende Unternehmen bezieht und verbraucht.

Scope 3 umfasst alle weiteren indirekten Emissionen, die in der Wertschöpfungskette des Unternehmens entstehen. Hierzu zählen auch die Emissionen, die während Transport und Lieferung eines gekauften Energieträgers (wie z. B. Erdgas) entstehen.¹³ Genau dieser Teil umfasst also **Methan-Leckagen**, die z. B. an Bohrstellen, Leitungen, Ventilen oder Kompressorstationen auf dem Weg zu dem beziehenden Unternehmen auftreten. Gerade weil diese Leckagen so entscheidend für die Gesamtbilanz des jeweiligen Energieträgers sind, müssen diese konsequent einbezogen und nachverfolgt werden.

Zwar beziehen einige der befragten Firmen Scope 3-Emissionen bereits mit in ihre Betrachtungen ein, während andere eine zeitnahe Zielsetzung für deren Reduktion ankündigen. Jedoch wird hier deutlich, dass eine fehlende Datengrundlage und Handlungsbereitschaft allzu oft verhindert, die tatsächlichen Emissionen zu erfassen und einordnen zu können. Stattdessen wird Bezug auf Standardwerte genommen; Emissionsberechnungen basieren fast ausschließlich auf dem **GHG-Protocol**.¹⁴ Dieser Methodenstandard empfiehlt Firmen jedoch, den GWP-Wert über 100 Jahre für das jeweils betrachtete Treibhausgas zu nutzen.¹⁵ Dieses Vorgehen wird der Realität an vielen Stellen nicht gerecht. Eine Reduzierung der Emissionen, die kompatibel mit den Klimaschutzzielen ist, muss aber auf einem realistischen Bild der Ausgangslage basieren. Hier müssen **Messungen an die Stelle von Schätzungen** treten. Zudem ist bei vielen Unternehmen nicht klar, auf Grundlage welches GWP-Wertes sie ihre Berechnungen und Zielsetzungen vornehmen.

Zusammenfassung der Aussagen der Unternehmen zur Höhe ihrer Methan-Emissionen:

EDP: Verweis auf **Nachhaltigkeitsbericht**. Emissionen nach Scope 1-3 aufgeführt. Angaben sind geschätzt bzw. berechnet, keine eigenen Messungen.

EnBW: Konkrete Daten über Methan-Emissionen sind **aufgrund inkonsistenter Rechenmodelle schwierig zu ermitteln**, deshalb wird

nach wie vor **mit den Standard-Upstream¹⁶-Faktoren** in CO₂ pro Tera Joule (TJ) Erdgas (Deutscher Erdgasmix¹⁷) gearbeitet. Plan, das Reporting und Monitoring von Gas schrittweise zu verbessern. Reporting zu Gasbeschaffung (inklusive Methan) soll in Zukunft erweitert werden.

Enel: Verweis auf **Nachhaltigkeitsbericht**: Übersicht über Scope 1-3 Emissionen. Für Methan wird hier ein **veralteter und zu geringer Wert** genutzt, zudem nur Betrachtung der Wirkung über 100 Jahre. Schätzung von Methan-Emissionen in Bericht enthalten, jedoch nur in Hinblick auf den Gashandelsmarkt in Europa. Methan aus Gas-Vorkette nicht im Fokus.

Fortum: Nutzung von **länderspezifischen Emissionsfaktoren**. Laut Angaben von Fortum entsprachen die Methan-Emissionen des Konzerns 2019 etwa 0,06 % der Scope 1-Treibhausgasemissionen und ca. 10 % der Scope 1-3-Emissionen. **Methan-Emissionen** werden daher eher als **gering** angesehen, kein Fokus darauf. Eigene Messungen werden nicht vorgenommen. Das Unternehmen bezieht sein Erdgas zu 99 % aus Russland.

Ørsted: Keine konkreten Angaben zu Höhe der Scope-3-Emissionen, eigene Messungen nicht vorhanden. Schätzung zur Höhe der Emissionen jedoch im **Nachhaltigkeitsbericht** zu finden.

Uniper: Bezogenes LNG (liquified natural gas, Flüssigerdgas) kommt größtenteils aus USA. Mit den derzeitigen Reporting-Verpflichtungen ist es nicht möglich, die **genaue Herkunft des Gases** nachzuverfolgen. Laut dem Unternehmen muss davon ausgegangen werden, dass Erdgas aus **Fracking-Quellen** ein relevanter Teil des Portfolios ist.¹⁸ Bis zur Implementierung eines Konzepts durch das **Oil and Gas Methane Partnership** (OGMP, siehe unten „Exkurs: globale Initiativen und OGMP“) können **nur Abschätzungen**, keine ausreichend präzisen Infos zur Höhe der resultierenden Emissionen gegeben werden. Angaben zu Qualität und Typ der Daten für Russland (Gazprom) und USA (Freeport LNG) werden gemacht. Überprüfung der Gazprom-Zahlen ist für Uniper nicht möglich. **Datenqualität und Reporting** sollen im Rahmen von OGMP verbessert werden. In Bezug auf russische Erdgaslieferungen verweist das Unternehmen auf die offiziellen Zahlen von **Gazprom**. Diese gehen von einer Leckagerate von lediglich 0,29 % des transportierten und 0,02 % des durch das Unternehmen produzierten Gases aus.

Vattenfall: Methan-Emissionen aus Gasturbinen und Heizkesseln unterhalb der Meldeschwelle für das Europäische E-PRTR Reporting.¹⁹ Keine weiteren Angaben gemacht.

3. Angaben der Unternehmen zu Reduktions-Maßnahmen

EDP: Verweis auf Nachhaltigkeitsbericht. Dort findet sich kein Inhalt zum Thema Methan-Emissionen.

EnBW: Eigene Infrastruktur wird regelmäßig geprüft und Maßnahmen zur Reduktion werden ergriffen, z. B. **intelligentes Netzwerk-**

management um das Ablassen von Gas (venting) zu vermeiden, bspw. während Wartungsarbeiten an Pipelines.

Enel: Verweis auf **Nachhaltigkeitsbericht**. Dort findet sich **kein Inhalt** zur Reduzierung von Methan-Emissionen.

Fortum: Keine Verbesserungen vorgesehen, d. h. auch in Zukunft keine unabhängigen Messungen. Keine Pläne, über Partner Informationen zu Methan-Leckagen zu erhalten. Keine Ziele, Methan-Emissionen über die gesetzlichen Regelungen hinaus zu reduzieren. **Wartung und Instandhaltung wird regelmäßig durchgeführt** („predictive and preventive“), um proaktiv Leckagen von Methan und anderen Treibhausgasen zu vermeiden.

Ørsted: Mehrere Langzeitlieferverträge verpflichten Unternehmen, Erdgas zukünftig noch weiter abzunehmen. **Kein Abschluss neuer Langzeitgaslieferverträge geplant**. **Umrüstung** von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf Biomasse erfolgt. **Kein Bau neuer Biomasse-KWK-Anlagen**. Weiterhin Nutzung von Erdgas, wo Umstellung auf Biomasse nicht möglich ist. Das Unternehmen ist durch Partner verpflichtet, Erdgas als Reserve für die Energieversorgung vorzuhalten. Unternehmen hat sich entschieden, **Bezug und Lieferung von Erdgas perspektivisch zu beenden**.

Uniper: Anwendung von Best-Practice-Methoden für Emissions-Prävention in den Erdgasspeichern. Im Rahmen von **OGMP** ist geplant, einen **einheitlichen Emission Reporting Standard über die gesamte Erdgaswertschöpfungskette** hinweg zu entwickeln. Danach soll der Austausch von Best-Practice-Anwendungen mit Partnern sowie **gemeinsames Vorgehen** gegen identifizierte Emissionen erfolgen. Uniper und Partner haben sich dabei über gesetzliche Regelungen hinaus Ziele gesetzt. Unnötige Emissionen werden z. B. durch eine LDAR²⁰-Kampagne reduziert. Bisher bestehe ein bilateraler Austausch mit einem strategischen Zulieferer zum Thema Methanemissionen.

Vattenfall: Bzgl. der Messung und Reduzierung von Up- und Midstream Emissionen möchte das Unternehmen **in den Dialog** treten. Derzeit gibt es **keinen Standard für ein verantwortungsvolles Management der Gasversorgungskette**, das ist als Problem erkannt und die Firma hat **Initiativen gestartet**, möchte aber mehr über die Thematik lernen. Vattenfall ermutigt Partner, relevanten Initiativen beizutreten oder Daten an das Carbon Disclosure Project²¹ (CDP) weiterzugeben. Erneuerbare Gase sollen dort eingesetzt werden, wo nicht elektrifiziert werden kann.



Exkurs: Globale Initiativen und OGMP

In den letzten Jahren hat sich eine Reihe von freiwilligen Industrie-Initiativen gebildet, die zur Reduzierung von Methan-Emissionen beitragen sollen. Eine der bekanntesten Zusammenschlüsse bildet dabei die „Oil and Gas Methane Partnership“ (OGMP), die 2014 unter Schirmherrschaft der UN ins Leben gerufen wurde. Unternehmen, die Mitglied werden möchten, müssen u. a. ihre Einrichtungen nach festgelegten Kriterien auf Methanemissionen prüfen, kosteneffiziente Maßnahmen zur Reduzierung von Emissionen analysieren und jährlich über ihren Fortschritt berichten. 2020 wurde das Rahmenwerk für die Berichterstattung überarbeitet; OGMP 2.0 wurde ins Leben gerufen.

Teilnehmende Unternehmen möchten ihre Methan-Emissionen bis 2025 um 45 % und bis 2030 um 60 bis 70 % senken – ausgehend vom Niveau des Jahres 2015. Allerdings kann der Ausgangswert aufgrund fehlender Daten nur geschätzt werden. Bis 2050 soll „nahezu null“ erreicht werden. OGMP 2.0 zeichnet sich besonders dadurch aus, dass die künftige Berichterstattung auf tatsächlich gemessenen Reduktionsdaten basieren soll und nicht mehr auf Schätzungen.

In den letzten Jahren hat sich das Angebot an Messmethoden vergrößert, die eine genauere Erkennung von Leckagen ermöglichen. So bergen z. B. mehrere Satellitenprojekte das

Potential, Methanemissionen effektiver denn je zu entdecken. Der intensive Einsatz dieser modernen Instrumente sollte deshalb von allen Akteuren angestrebt werden. Dies ist eine Voraussetzung, um Leckagen zu erkennen und zu beseitigen.

Wichtigste Maßnahme zur Reduktion der Methan-Emissionen ist und bleibt jedoch die Reduktion des Erdgasverbrauchs. Wird kein Erdgas mehr gefördert und transportiert, entstehen auch keine unbeabsichtigten Emissionen. Initiativen wie OGMP 2.0 können dazu beitragen, Methan-Emissionen zu verringern. Allerdings muss dabei immer klar sein, dass auch Erdgas ein fossiler Energieträger ist, aus dem die Welt so schnell wie möglich aussteigen muss. Wenn das klare Ziel des Erdgas-Ausstiegs nicht ins Auge gefasst wird, drohen freiwillige Initiativen zum Feigenblatt zu werden, die fossile Geschäftsmodelle weiterhin legitimieren und aufrechterhalten anstatt zu den Klimaschutzzielen beizutragen.

Die Erfahrung zeigt zudem, dass freiwillige Initiativen allein nicht ausreichen, um diese und ähnliche Umweltprobleme in den Griff zu bekommen – rechtliche Standards müssen geschaffen werden, um Methan-Emissionen möglichst effektiv zu bekämpfen. Die 2020 vorgelegte EU-Methanstrategie ist hierzu ein erster Schritt. Die Problematik der Freiwilligkeit spiegelt sich auch in den Ergebnissen der Befragung: Von den sieben Unternehmen, die auf unsere Anfrage geantwortet haben, ist nur Uniper Mitglied der OGMP 2.0.

Bewertung

Aus den erhaltenen Antworten geht hervor, dass insgesamt erschreckend wenig Wissen bei den beteiligten Unternehmen über ihre Emissionen in der Vorkette und insbesondere zu den Methan-Leckagen vorliegt. Viele Firmen verweisen einfach auf ihre Nachhaltigkeitsberichte, anstatt den Fragebogen zu beantworten. Die Berichte enthalten jedoch nur Bruchteile der abgefragten Informationen.

Die Antworten der befragten Unternehmen offenbaren: Die Firmen beschäftigen sich bisher noch zu oberflächlich mit der Thematik und übernehmen noch nicht ausreichend Verantwortung für die Emissionen, die durch ihr Geschäftsmodell entstehen. Zwar haben alle Unternehmen, die die Fragen beantwortet haben das Ziel, bis spätestens 2050 klimaneutral zu werden. Doch viele der Maßnahmen, die dafür notwendig sind, werden heute noch nicht umgesetzt. Die Unternehmen argumentieren, dass die effektivere Vermeidung von Emissionen zwar angestrebt wird, jedoch derzeit aufgrund fehlender Messdaten teilweise noch nicht im gewünschten Umfang möglich ist.

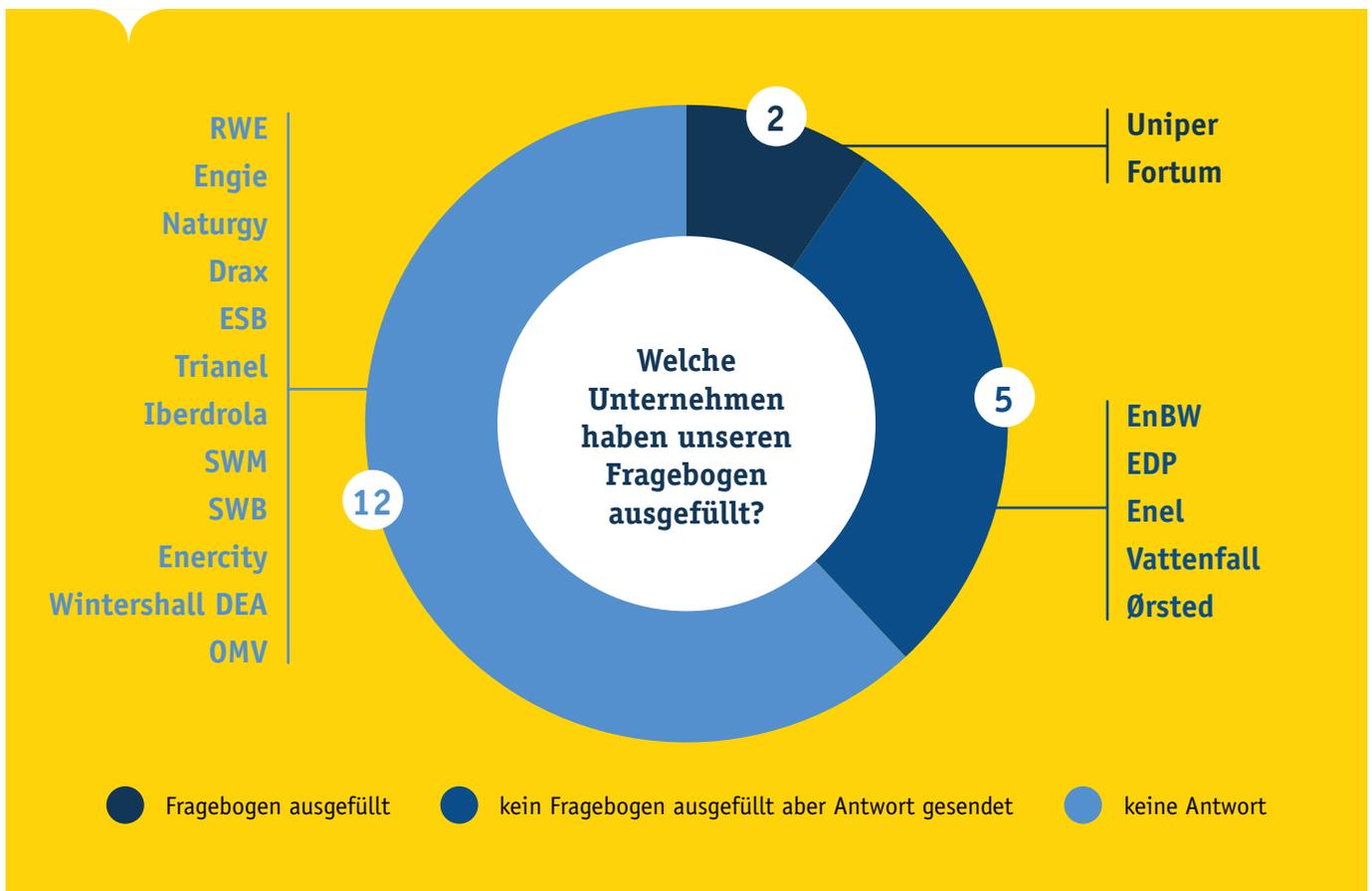
Innerhalb der eigenen operativen Geschäfte nutzen die Firmen dabei regelmäßige und teils proaktive Checks ihrer Infrastruktur, um Methan-Leckagen frühzeitig zu erkennen und zu beseitigen.

Auch das beabsichtigte Abfackeln („flaring“) und Ablassen („venting“) von Erdgas, z. B. bei Wartungsarbeiten, wird zunehmend als Problem identifiziert und vermieden. Dies ist aus Sicht von DUH und urgewald begrüßenswert.

Für die meisten Unternehmen endet die übernommene Verantwortung jedoch an den Grenzen ihres eigenen Geschäftsbetriebs. Das ist fatal: Einerseits sind die Methan-Emissionen aus diesem Teil der Wertschöpfungs- bzw. Vorkette vermutlich um ein Vielfaches höher als die direkten Methan-Emissionen der Unternehmen. Andererseits könnten die Unternehmen als Abnehmer von Erdgas ihre Zulieferer und Handelspartner beeinflussen, indem sie unabhängige Messungen und die überprüfbare Umsetzung von Reduktionsmaßnahmen zur Voraussetzung ihrer Zusammenarbeit machen.

Nur eines der befragten Unternehmen gibt an, darauf hinzuwirken, gemeinsam mit Partnern die Datengrundlage zu verbessern, indem an die Stelle der derzeit noch genutzten Schätzungen zu Methan-Emissionen zukünftig echte Messungen treten, um Aufschluss auch über die Emissionen in der Vorkette zu erhalten. Jedoch wird sich auch hier auf die Umsetzung freiwilliger Initiativen berufen, die die fehlenden Messungen angehen sollen. Ein aktiveres Vorgehen und die Nutzung bereits vorhandener Methoden zur Messung von Vorkettenemissionen, z. B. mittels Satellitendaten, ist noch nicht bzw. kaum erkennbar.

Liste der Unternehmen



Insgesamt setzen viele Firmen auf Technologien, die entweder **nicht klimaneutral** oder derzeit **nur in geringem Maße verfügbar** sind. So basieren **blauer** oder **türkiser Wasserstoff** weiterhin auf der Förderung und Verarbeitung von Erdgas, was unweigerlich mit klimaschädlichen Methan-Leckagen verbunden ist. Zudem funktionieren diese Optionen nur in Kombination mit der umstrittenen **CCS-Technologie**, bei der nach wie vor ein Teil des zu verpressenden CO₂ in die Atmosphäre entweicht und die mit hohen Kosten verbunden ist.²² Projekte für türkisen Wasserstoff befinden sich zudem noch in der **experimentellen Laborphase**. Ob und wann eine wirtschaftliche Anwendung möglich sein wird **ist völlig offen**.

Die Nutzung von **Offsetting** lehnen DUH und urgewald ab, denn sie erlaubt Firmen, weiterhin Emissionen auszustoßen, indem diese anderswo kompensiert werden. Dies löst nicht das **Grundproblem der Emissionen** und verhindert die Entwicklung und Implementierung von **Vermeidungs- und Effizienzstrategien**. Auch die einfache **Umstellung von Kohle auf Erdgas** ohne einen Einsatz von erneuerbaren Energien lehnen DUH und urgewald ab. Der Einsatz oder die Umstellung auf **Biomasse, Biomethan** bzw. **Bio-LNG** ist in der Regel ebenfalls nicht nachhaltig und kann in großen Mengen zu unvorhergesehenen Schäden führen, bspw., wenn Monokulturen für diese Kraftstoffe mit der Nahrungsmittelproduktion konkurrieren oder durch ihren Anbau Urwälder zerstört werden.

Zusammenfassung

Die Auswertung der Fragebögen offenbart drei Kernprobleme:

1. Zu wenige Unternehmen beschäftigen sich mit dem Thema.

Von den 19 befragten Unternehmen sind dabei die 12 herauszuheben, die gar nicht auf die Anfrage von DUH und urgewald geantwortet haben. Hier scheint noch nicht einmal die Bereitschaft zu bestehen, sich mit der Thematik zu befassen. Dies zeigt, dass allein freiwillige Ansätze nicht ausreichend sein werden, um die Branche zum Handeln zu bewegen. Es braucht ordnungsrechtliche Vorgaben zur Herstellung von Transparenz und zur Umsetzung von Reduktionsmaßnahmen.

2. Das Credo lautet allzu oft: „Ankündigen statt Handeln“.

Unternehmen führen fehlende Daten ins Feld und nutzen dies als Vorwand, um ihr Nicht-Handeln zu rechtfertigen. Dabei sind die Möglichkeiten, eigene Messungen durchzuführen oder diese von den Zulieferern zu verlangen, bereits heute vorhanden – es fehlt lediglich deren konsequente Nutzung. Wo Unternehmen Mitglied bei freiwilligen Initiativen sind wird auf zukünftige Ziele und noch zu implementierende Maßnahmenkataloge verwiesen. Hier wird sich zu sehr hinter Mitgliedschaften versteckt, anstatt jetzt selbst aktiv zu werden.

3. Keine Einsicht in die Dringlichkeit eines konsequenten Erdgas-Ausstiegs.

Es fehlt eine realistische Einschätzung, wie die

Reduktion von Gesamtemissionen auf dem Weg zur Klimaneutralität funktionieren soll. So kündigen viele Unternehmen bspw. Offsetting oder Scheinlösungen wie blauen und türkisen Wasserstoff an, um den Übergang zur Klimaneutralität zu gestalten und den Markthochlauf zu ermöglichen. Dabei werden blauer oder türkiser Wasserstoff fälschlicherweise als klimaneutral dargestellt, Methan-Emissionen aus der Erdgas-Förderung bleiben unerwähnt; Offsetting wird als angebliche Lösung anstelle einer gezielten Vermeidung von Emissionen präsentiert. Keines der Unternehmen legt derzeit eine glaubhafte Ausstiegsstrategie aus Erdgas vor, die mit konkreten Schritten belegt wird.

Fazit

Die betrachteten Unternehmen tun aktuell zu wenig, um ihrer Verantwortung in der Klimakrise gerecht zu werden. Es ist extrem **zeitkritisch**, dass die Firmen ab sofort alle verfügbaren Mittel nutzen, um nicht nur ihre direkten, sondern auch die indirekten Methan-Emissionen zu identifizieren und möglichst zu eliminieren, denn bereits heute ist es **technisch möglich, drei Viertel** der in der Öl- und Gaswirtschaft auftretenden Emissionen zu vermeiden.²³ Dabei kann u. a. **moderne Satellitentechnologie** genutzt werden. Darüber hinaus müssen die Unternehmen die noch zu nutzenden Mengen an Erdgas an die Einhaltung des **Pariser Klimaschutzziels** koppeln, was noch nicht konsequent passiert. **Problembehafteten Technologien** wie blauem Wasserstoff und Offsetting wird zudem **zu viel Raum** eingeräumt; Wasserstoff wird von vielen als **Allheilmittel** angesehen. Hier fehlt es auch an einem **klaren Commitment zu grünem Wasserstoff**. Viele Unternehmen setzen außerdem nach wie vor auf den **Switch von Kohle zu Erdgas**, anstatt direkt in erneuerbare Gase zu investieren. Die Tatsache, dass nur ein **Bruchteil der Fragebögen** zurückkam, und nur zwei Unternehmen überhaupt den Fragebogen in seiner ursprünglichen Form beantwortet haben, zeigt, dass die Branche das Thema **nach wie vor nicht ernst genug nimmt**.

Neben freiwilligen Selbstverpflichtungen braucht es deswegen weitere Maßnahmen, um den weltweiten Ausstieg aus der Kohle nicht zum verstärkten Einstieg in fossiles Erdgas werden zu lassen und die Einhaltung der Pariser Klimaschutzziele zu gewährleisten.

DUH und urgewald fordern deshalb:

- » **Ordnungsrechtliche Vorgaben für Transparenz und Reduktionsmaßnahmen** müssen verabschiedet und implementiert werden. Die EU-Kommission muss im Rahmen der Umsetzung der **Methan-Strategie** schnell einen gesetzgeberischen Rahmen mit entsprechenden Vorgaben machen.
- » Unternehmen müssen **klare Strategien für den Erdgasausstieg** und die Reduktion von Methan-Emissionen vorlegen. Über diese muss **regelmäßig und transparent** berichtet werden.

- » Unternehmen müssen unter Einbeziehung ihrer Zulieferer und Handelspartner eigene Messungen zu Methan-Emissionen entlang der Lieferkette durchführen, statt sich auf Schätzungen und Berechnungen zu verlassen. Die erhobenen Daten müssen frei verfügbar und durch unabhängige Stellen überprüfbar sein.
- » Unternehmen müssen Produktverantwortung übernehmen. Sie dürfen die Emissionen aus ihrer Liefer- bzw. Vorkette nicht ignorieren.
- » Die Unternehmen verlassen sich zu sehr auf klimapolitische Scheinlösungen wie blauen und türkisen Wasserstoff, CCS und Offsetting. Diese Technologien werden von DUH und urgewald abgelehnt – stattdessen muss jetzt eine echte Transformation hin zu einer komplett dekarbonisierten Energieversorgung vollzogen werden.

Endnoten

- 1 Die Wirkung eines Treibhausgases auf die Klimaerhitzung (das so genannte Global Warming Potential, GWP) ist vom gewählten Betrachtungszeitraum abhängig. Weil unser Klimasystem bereits innerhalb der nächsten ein bis zwei Jahrzehnte kritische Klimakippunkte zu überschreiten droht und Methan gleichzeitig eine vergleichsweise geringe Verweildauer in der Atmosphäre von ca. 12 Jahren hat ist eine Betrachtung des Zeitraums von 20 Jahren (GWP20) in diesem Fall besonders wichtig. Durch das Überschreiten solcher Kippunkte, wie z. B. dem Kollaps des westantarktischen Eisschildes, droht sich die Erderhitzung zu selbstständigen und ohne unser Zutun immer weiter gehen („Galoppierender Treibhauseffekt“). Bei der Betrachtung 100 Jahre liegt das GWP von Methan bei 36 (siehe dazu <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>, zuletzt besucht am 02.03.2021).
- 2 Siehe https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/FAQ_Methanemissionen_DE.pdf
- 3 Das Unternehmen Uniper, das unseren Fragebogen beantwortet hat, ist eine Tochter des finnischen Konzerns Fortum, der ebenfalls befragt wurde. Beide Unternehmen haben unabhängig voneinander geantwortet. So sind z. B. bei den Angaben zum Bezug von Erdgas durch Fortum die Zahlen von Uniper herausgerechnet. Fortum bezieht sich an einigen Stellen seiner Antwort jedoch explizit auf Uniper, bspw. beim Bezug auf die gemeinsame Strategie der beiden Unternehmen, die Ende 2020 vorgestellt wurde und u. a. gemeinsame Klimaschutzziele enthält.
- 4 Siehe https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/FAQ_Methanemissionen_DE.pdf
- 5 Siehe <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>, zuletzt besucht am 02.03.2021
- 6 Rechenweg: 87 Mrd. m³/a [Menge Erdgas] * 8,8 kWh/m³ [Brennwert Erdgas] * 0,2 kg CO₂/kWh [Kohlenstoffgehalt Erdgas] = 153,12 Mio. t CO₂/a. Ergebnisse im Text gerundet.
- 7 In der Berechnung wird angenommen, dass das Erdgas, das von Deutschland importiert wird, die Gesamtfördermenge abzüglich der in der Vorkette aufgetretenen Emissionen durch Leakage darstellt. Bei einer angenommenen Leakage-Rate von 2,3 Prozent würde die Gesamtfördermenge hier entsprechend 89,04 Mrd. m³ Erdgas betragen, von denen 87 Mrd. m³ (97,7 %) in Deutschland ankommen. 2,04 Mrd. m³, oder 2,3 Prozent der Gesamtfördermenge sind entlang der Vorkette als Leakage entwichen. Da Erdgas größtenteils aus Methan besteht muss die Wirkung dieser Freisetzung in CO₂-Äquivalente (CO₂e) umgerechnet werden. Unter Normaldruck von einem bar und 15°C errechnet sich die Klimawirkung des freigesetzten Methans wie folgt: 2.040.000.000 m³ [Methan-Leckage, hier 2,3 % d. Gesamtfördermenge] * 0,6709 kg/m³ [Dichte Methan] = 1.368.636.000 kg = 1.368.636 t Methan. Methan wirkt über 20 Jahre etwa 86-fach stärker als CO₂ (GWP=86): 1.368.636 t Methan * 86 = 117,7 Mio. t. CO₂e. Ergebnisse in Grafik und Text sind jeweils gerundet.
- 8 Der hier genutzte Ansatz zur Berechnung der Gesamt-Emissionen ist dabei stark vereinfachend und konservativ, denn entlang der Vorkette entweicht nicht nur Methan durch unbeabsichtigte Leckagen oder beabsichtigtes Ablassen. Auch CO₂ wird zusätzlich ausgestoßen, bspw., wenn Erdgas entlang des Weges abgefackelt („flaring“) oder an gasbetriebenen Kompressorstationen verbraucht wird. Auch bei elektrisch betriebenen Kompressoren treten aufgrund des noch nicht dekarbonisierten Stromnetzes Emissionen auf. Diese Emissionen bleiben hier unbeachtet, entsprechend bilden die Berechnungen eher die untere Grenze des Spektrums der tatsächlich auftretenden Emissionen.
- 9 Siehe <https://www.iass-potsdam.de/de/ergebnisse/publikationen/2016/die-ungewissen-klimakosten-von-erdgas-bewertung-der-unstimmigkeiten>, zuletzt besucht am 02.03.2021
- 10 LNG = Liquefied Natural Gas, Deutsch: Flüssigerdgas
- 11 CCS = Carbon Capture and Storage, Einfangen und Verpressen von CO₂ unter der Erde
- 12 Kauf von Zertifikaten, über die die Vermeidung von Emissionen an einem anderen Ort ausgelöst und nachgewiesen werden soll
- 13 Siehe <https://www.carbontrust.com/de/ressourcen/briefing-was-sind-scope-3-emissionen>, zuletzt besucht am 26.02.2021
- 14 Das GHG Protocol ist der meistgenutzte Methodenstandard zur Ermittlung von Emissionswerten, siehe https://www.umweltpakt.bayern.de/energie_klima/fachwissen/374/klimamanagement, zuletzt besucht am 26.02.2021
- 15 Siehe https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Corporate-Value-Chain-Accounting-Reporting-Standard_041613_2.pdf, zuletzt besucht am 26.02.2021
- 16 Der Öl- und Gas-Sektor wird generell in drei Bereiche unterteilt: „upstream“, „midstream“ und „downstream“. Upstream umfasst dabei die Exploration und Produktion von Öl und Gas, midstream den Transport, die Speicherung und die Verarbeitung, und downstream Marketing und Lieferung. Siehe hierzu auch <https://energyhq.com/2017/04/upstream-midstream-downstream-whats-the-difference/>, zuletzt besucht am 26.02.2021
- 17 230 g CO₂e/kWh, davon 11 g CO₂e/kWh Methan-Leckage und 18 g CO₂e/kWh Energie-Input für Gewinnung und Transport – Unternehmen bezieht sich auf Zahlen des Umweltbundesamtes (UBA)
- 18 Die Gewinnung von Erdgas über die Fracking-Methode ist besonders in den USA mit überdurchschnittlich hohen Methan-Emissionen verbunden. Siehe z. B. <https://www.vox.com/energy-and-environment/2019/8/15/20805136/climate-change-fracking-methane-emissions>, zuletzt besucht am 02.03.2021
- 19 Steht für „European Pollutant Release and Transfer Register“, siehe <https://prtr.eea.europa.eu/#/home>, zuletzt besucht am 02.03.2021
- 20 Kurz für „Leak Detection and Repair“, Deutsch: Identifizierung und Reparatur von Leckagen.
- 21 Siehe <https://www.cdp.net/en>, zuletzt besucht am 02.03.2021
- 22 Siehe <https://theicct.org/blog/staff/carbon-capture-storage-and-leakage>, zuletzt besucht am 02.03.2021
- 23 Siehe <https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery/fuels>, zuletzt besucht am 02.03.2021