

Die Gewinnung von Erdgas in Deutschland durch Fracking

Dr. Hans-Jürgen Weyer, Bonn, Christian Masurenko, Twistringen & Dr. Michael Neumann,
Lennestadt

*Die hier vorgelegte Zusammenfassung ist von den drei Autoren auf Veranlassung der
Fachgruppe Rohstoffe der Scientists for Future erstellt worden.*

1 Präambel

Im Zuge der Energiewende will sich Deutschland aus der Energieversorgung durch fossile Brennstoffe verabschieden. Dazu gehört auch die schrittweise Rückführung des Einsatzes von Erdgas für Heizzwecke und in Anwendungen der Industrie. Erdgasförderung wird also nur noch als Brückentechnologie betrachtet, bis die Energiewende vollständig umgesetzt sein wird. Allerdings braucht die Industrie, insbesondere die chemische Industrie, auch danach Erdgas als Grundstoff für die Herstellung verschiedener Produkte. In den letzten Jahren lag der jährliche Erdgasverbrauch in Deutschland bei etwas über 80 Mrd. Kubikmeter.

Durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine wurde jedoch Deutschland (und Europa) mit der Tatsache konfrontiert, in hohem Maße auf den Import von russischem Erdgas angewiesen zu sein. 55 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases stammten aus Russland. Durch Maßnahmen des russischen Erdgaskonzerns Gazprom, die Sanktionen gegen Russland und zuletzt die Sprengung der Pipeline Nord Stream 1 fielen diese Erdgasimporte innerhalb weniger Monate aus. Deutschland stand also vor der Aufgabe, innerhalb kurzer Zeit die Erdgasversorgung aus anderen Quellen sicherzustellen. Die Bundesregierung hat sich für den Import von tieftemperierten, verflüssigtem Erdgas (*Liquefied Natural Gas*, LNG) entschieden, das aus Übersee, im Wesentlichen aus den USA, aber auch aus anderen Ländern wie Katar, bezogen wird.

Jedoch setzte auch eine Diskussion ein, ob es nicht besser sei, angesichts dieser Situation auf deutsche Erdgasreserven zurückzugreifen. In sogenannten unkonventionellen Lagerstätten, also in dichtem Schiefergestein und tiefen Kohleflözen lagerndes Erdgas, verfügt Deutschland über ein großes Potential. Dieses Erdgas kann allerdings nur durch die bei uns umstrittene und zur Zeit auch nicht erlaubte Fördermethode "Fracking" (hydraulische Stimulation mit Additiven) gefördert werden. Diskussionen hierzu erfolgten auf verschiedenen Ebenen, in der Politik, der Gesellschaft und der Wissenschaft. Die Autoren versuchen im Folgenden, den aktuellen Wissensstand zur Frackingmethode darzulegen, um so einen Beitrag zur wissenschaftsbasierten Diskussion zu leisten. Die Diskussion und der Wissensstand schreiten fort. Daher haben wir uns auf einige der wichtigsten Quellenangaben beschränkt, die aber weiterführende Literatur angeben.

2 Der geologische Rahmen

Herkömmliche, konventionelle Erdgaslagerstätten befinden sich meist in porösen Sandsteinen, die oft Mächtigkeiten von mehr als 100 m aufweisen. Diese Sandsteine weisen einen offenen, miteinander verbundenen Porenraum auf. Dabei sucht sich Erdgas aufgrund seines leichten spezifischen Gewichts generell den Weg nach oben. Wenn ein solcher Sandstein von einer abdichtenden Gesteinsschicht (Barriere, z. B. Tonstein) überdeckt wird, kann das Erdgas nicht weiter nach oben wandern, sondern verbleibt im Sandstein, wo es sich unter bestimmten Randbedingungen (sogenannte geologische Fallen) ansammelt. Eine solche Fallenstruktur kann man anbohren und aufgrund des freien Porenraums strömt das Erdgas (bei Überdruck) von alleine zum Bohrloch und von dort nach oben oder es kann abgepumpt werden.

Auch in Deutschland gibt es derartige Gasvorkommen, die seit den 1960er Jahren in Förderung stehen, inzwischen jedoch weitgehend erschöpft sind. Der Bundesverband Erdöl, Erdgas und Geoenergie e.V. (BVEG) hat die Summe der noch vorhandenen, geschätzten sicheren und wahrscheinlichen Reserven Deutschlands Ende 2021 mit 32,4 Mrd. Kubikmeter Erdgas angegeben. Diese Reserven beziehen sich auf die bereits erbohrten konventionellen Erdgasmengen, die wirtschaftlich förderbar sind und schließen auch Erdgaslagerstätten in dichten Sandsteinen ein (*tight gas*).

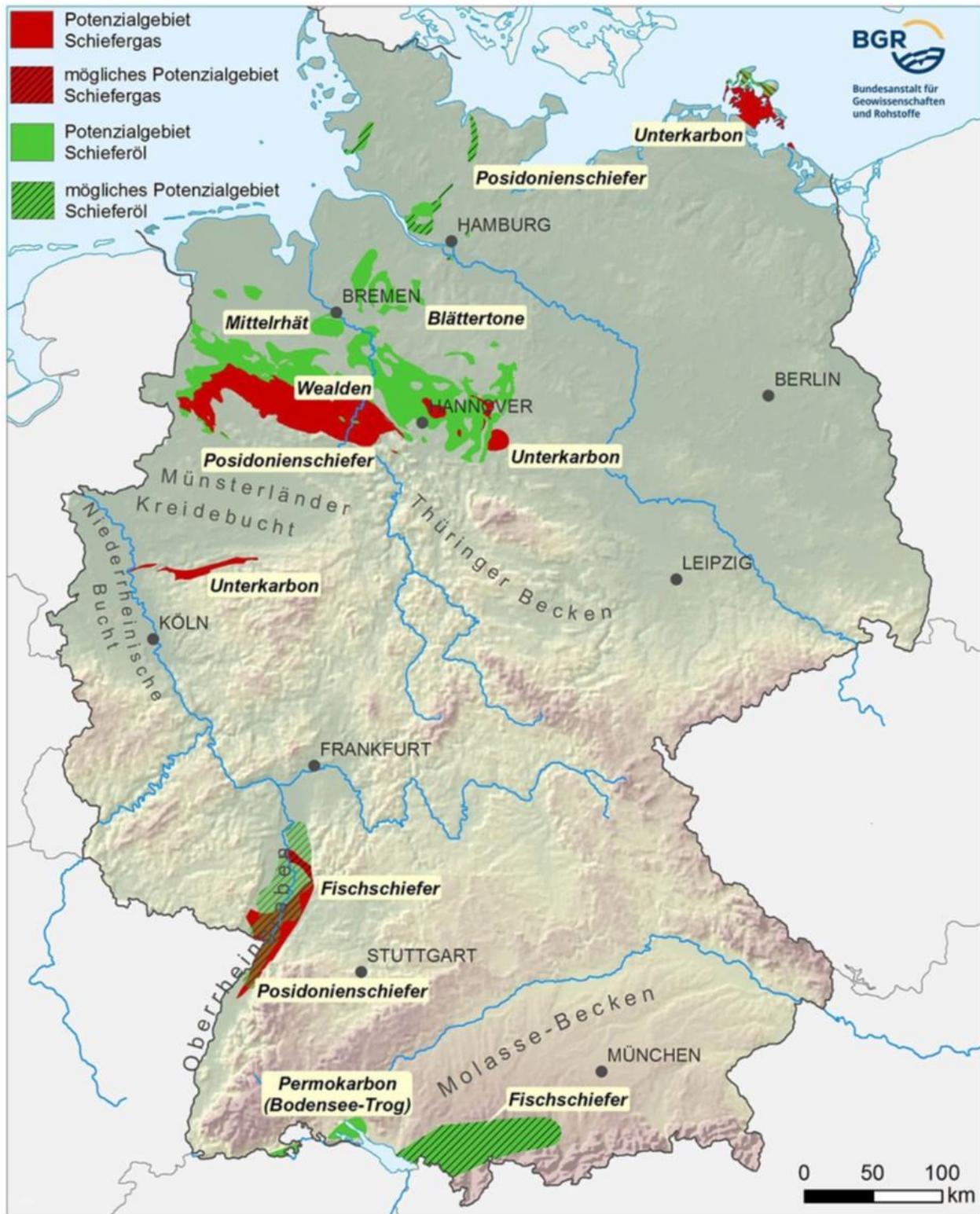
Daneben kommt Erdgas in erheblichen Mengen in Tongestein und Kohleflözen vor, wo es wegen kleiner, nur Mikrometer großen und nicht miteinander verbundenen Porenräumen nicht beweglich ist. Diese Lagerstätten sind weit weniger mächtig¹ als die o.g. Sandsteine und liegen vielfach deutlich tiefer. Einfaches Anbohren ermöglicht es nicht, das Gas aus dem Gesteinsverbund zu lösen. Hierzu muss die Gesteinsschicht hydraulisch aufgebrochen (gefrackt) werden. Diese Gasvorkommen sind an verschiedene geologische Formationen gebunden und weisen unterschiedliche Alter auf. Die verschiedenen Erdgasvorkommen, die nicht auf konventionelle Weise gefördert werden können, werden auch als unkonventionelle Lagerstätten bezeichnet (11).

Grundwasser, auf das man auch in diesen Tiefen stoßen kann, ist stark mit Salzen und anderen gelösten Stoffen versetzt und kann nicht als Trinkwasser genutzt werden (14). Diese tief gelegenen Wässer nennt man daher auch Formations- oder Tiefenwässer. Die für die Trinkwasserversorgung nutzbaren Grundwässer liegen in aller Regel nicht tiefer als maximal 200 m (BGR). Deutschland bezieht ca. 70 % des Trinkwasserbedarfs aus Grundwasservorkommen (UBA).

Einer Schätzung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) zufolge liegt die Menge an technisch förderbarem Frackinggas (einschl. der Vorkommen in dem Teufenbereich² zwischen 500 und 1.000 m) zwischen 380 und 2.240 Mrd. Kubikmetern. Im Wesentlichen liegen die Vorräte in Niedersachsen (geschätzt über 90 %), aber auch in Mecklenburg-Vorpommern, im nördlichen Oberrhein-Graben sowie u. a. als Flözgas in Nordrhein-Westfalen (1).

¹ Mit "Mächtigkeit" bezeichnen Geowissenschaftler die Dicke einer Gesteinsschicht.

² Mit "Teufe" bezeichnen Bergleute und Geowissenschaftler die Tiefe, in der sich z. B. eine Lagerstätte oder eine Bohrung befindet.



Die Potenzialgebiete von Schiefergas und Schieferöl. Quelle: BGR (1)

Die Fördermöglichkeiten durch Horizontalabschnitte von Bohrungen sind weniger durch die Bohrtechnik als durch die geologischen Verhältnisse begrenzt. Der räumliche Einzugsbereich

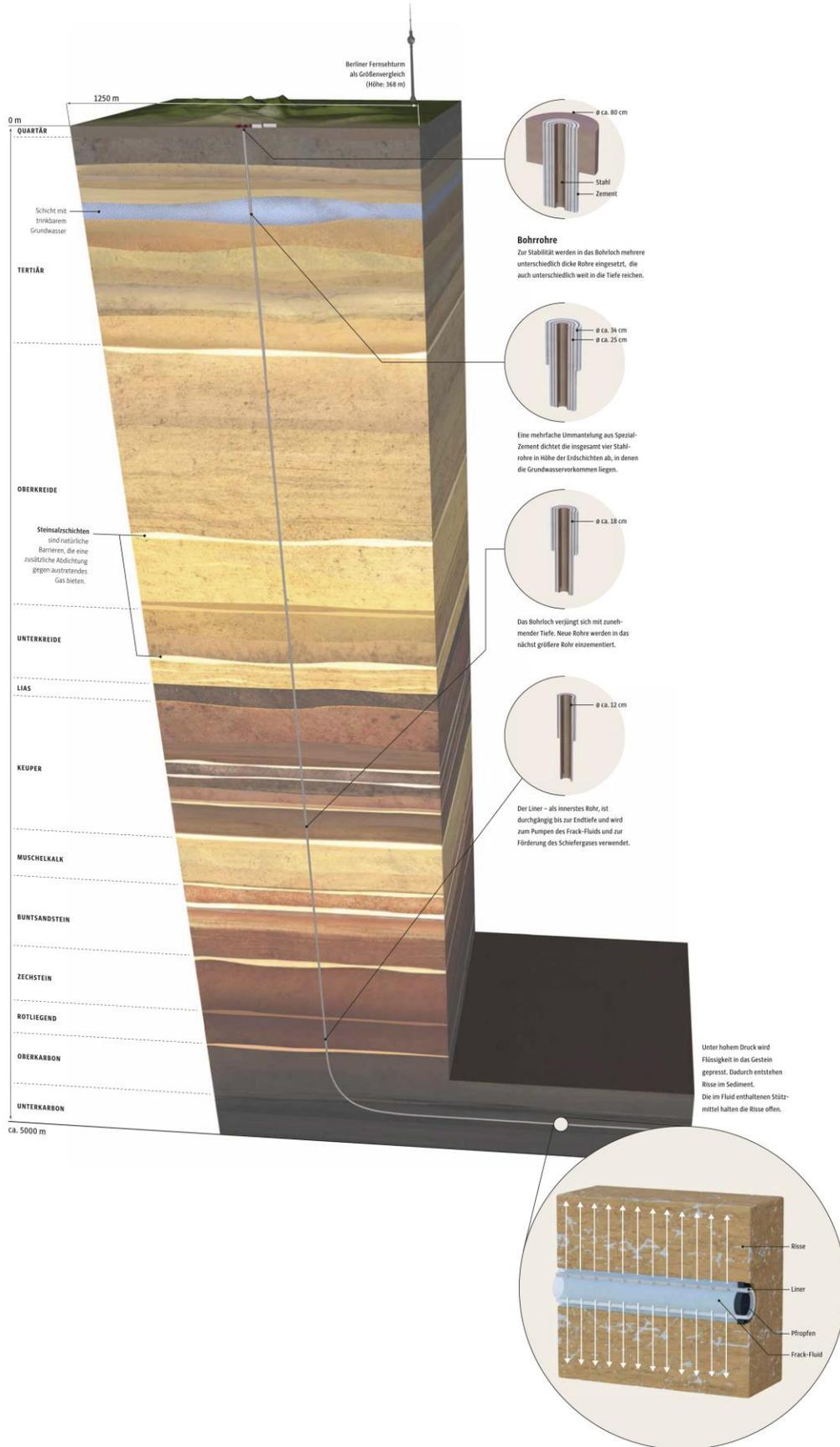
solcher Abschnitte endet in der Regel an größeren Störungszonen, an denen Gesteine um mehrere zehner bis hunderte Meter gegeneinander versetzt sind. Das kann dazu führen, dass eine Schiefergas enthaltende Gesteinsschicht durch mehrere Bohrungen erschlossen werden muss. Da aufgrund verschiedener Umstände (Besiedlung, Natur- und Wasserschutzgebiete) nicht überall gebohrt werden kann, ist nur ein Teil der Erdgasreserven tatsächlich förderbar. Auch ist der Gewinnungsfaktor, das ist der Anteil des wirtschaftlich förderbaren Erdgasanteils in der Lagerstätte, für die Untergrundverhältnisse Deutschlands nur lokal untersucht worden. Anhaltspunkte erhält man gleichwohl aus den zahlreichen Förderstätten in Nordamerika. Die förderbare Menge schätzt die BGR auf 800 Mrd. Kubikmeter.

3 Die Methode

Um das Erdgas (im Wesentlichen Methan CH_4) aus dem Gesteinsverbund zu lösen, muss das Gestein aufgelockert werden. Hierzu bohrt man senkrecht in Richtung der gasführende Gesteinsformation³. Die Bohrung wird rechtzeitig abgelenkt, so dass man sie innerhalb der gasführenden Schicht mehr oder weniger horizontal vortreiben kann. Durch wenige Zentimeter große Öffnungen in der Verrohrung im horizontal geführten Teil der Bohrung wird Wasser mit hohem Druck (bis zu 600 bar) in das umgebende Gestein gepresst. Dadurch wird das Gestein aufgebrochen (*hydraulic fracturing*) und es entstehen feine Risse, die eine Ausdehnung von einigen Zehner Metern erreichen können.

Pro Bohrung kommt es jeweils nur zu einem Frackvorgang, der bis zu zehn Stunden in Anspruch nehmen kann. Um zu verhindern, dass sich die Risse wieder schließen, sind der Frackflüssigkeit feiner Quarzsand oder keramische Partikel (*Proppants*) zugesetzt. Weitere Additive dienen dazu, die Fließfähigkeit der Frackflüssigkeit aufrecht zu halten, die Reibung an den Bohrlochwänden zu verringern, der Korrosion der Verrohrung entgegenzuwirken und im warmen Untergrund ein übermäßiges Wachstum von Mikroorganismen zu verhindern.

³ Unter "Formation" verstehen Geowissenschaftler eine zusammenhängende und gleich alte Gesteinsschicht.



Quelle: Süddeutsche Zeitung (18)

4 Historie

Die ersten Einsätze von Fracking gehen auf die 1940er Jahre in den USA zurück; die Methode wird ebenso wie die Bohrtechnologie ständig verbessert. Inzwischen ist es in vielen Ländern der Welt üblich, in Schiefergas führenden Schichten zu fracken. Rund 25 % des heute global verbrauchten Erdgases wird durch Fracking gewonnen.

In Deutschland ist es seit den 1960er Jahren bereits zu über 350 Frackvorgängen gekommen, ohne dass es zu Störungen, Verschmutzungen von Trinkwasser oder größeren seismischen Ereignissen gekommen wäre. Diese Methode wurde auch bei der Förderung von Erdöl und in der Geothermie eingesetzt. Allerdings benötigt man bei Bohrungen nach geothermischer Wärme häufig keine Additive.

Fracking auf Schiefergasvorkommen ist in Deutschland seit 2017 durch eine Novelle des Wasserhaushaltsgesetzes (§ 13a WHG) verboten (auch in einigen europäischen Ländern z. B. Frankreich). Obwohl Fracking beispielsweise bei konventioneller Förderung durchaus erlaubt geblieben ist, wurde die Methode in Deutschland seit 2011 nicht mehr angewendet. Auch zu den im WHG zugelassenen vier Probebohrungen ist es nicht gekommen, weil die Bundesländer signalisiert haben, unabhängig von den Ergebnissen auf ihrem Grund keine Genehmigungen zu erteilen.

In anderen Ländern der Welt wird dagegen Fracking nach wie vor praktiziert, allen voran in den USA, die sich dadurch seit 2017 zu einem Gas exportierenden Land entwickelt haben und momentan ca. 80 % ihres Erdgases mithilfe von Fracking gewinnen (2); außerdem in Kanada, Argentinien, Australien, China und Russland. In Dänemark und Ungarn beginnt man gerade umzudenken bzw. Vorschriften zu lockern. Großbritannien hat sein Verbot zumindest vorübergehend wieder aufgehoben (6).

5 Bohrtechnik

Moderne Bohrverfahren erreichen einen hohen Bohrfortschritt (*rate of penetration*). Je nach den geologischen Gegebenheiten können mehrere 100 m pro Tag durchbohrt werden, sowohl in die Vertikale als auch nach einer Ablenkung horizontal (7). Mehrere Bohrungen können durch Ablenkung und gerichtetes Bohren von einem Bohrplatz aus durchgeführt werden. Das Ablenken einer Bohrung in jede gewünschte Richtung wurde in den 1990er Jahren entwickelt und ist heute Stand der Technik. Im Idealfall kann über mehrere Kilometer horizontal gebohrt werden. Der Bohrvorgang ist nach zwei bis fünf Monaten abgeschlossen. Anschließend kann in wenigen Stunden der Frackvorgang durchgeführt werden.

Beim Durchbohren von Grundwasser-führenden Schichten kommen als Verrohrung mehrere ineinander geführte, fest einzementierte Stahlrohre zum Einsatz. Dadurch ist das Risiko vernachlässigbar gering, dass sich die Frackflüssigkeit inkl. der Formationswässer, die im Innern der Verrohrung nach oben fließen, mit nutzbarem Grundwasser in flachen Niveaus vermischen.

Die Verrohrung, die sich horizontal in den gasführenden Schichten befindet, ist perforiert oder wird nach Beendigung des Bohrvorganges durch Hohlladungen entsprechend gestaltet. Durch diese wenige Zentimeter großen Öffnungen wird mit Hilfe eines Kompressors die Frackflüssigkeit in das Schiefergestein gepresst.

Moderne Kontrollverfahren (Monitoring) erkennen während des Bohrvorganges mit Hilfe von Sensoren und Messgeräten ein mögliches Leck sofort, so dass man gegebenenfalls sehr schnell

Gegenmaßnahmen treffen kann. Die Monitoringverfahren ermöglichen die sofortige Einstellung der Bohr- oder Fördertätigkeiten, wenn kritische Werte erreicht werden.

Das Monitoring umfasst sowohl die Wasserqualität als auch Erschütterungsmessungen und eventuelle Gasemissionen. Detaillierte Angaben zum Monitoring finden sich z.B. in einem Gutachten des BMBF aus dem Jahre 2021 (10).

Bei Frackingmaßnahmen besteht ein Wasserbedarf in Höhe von mehreren 1.000 m³ pro Horizontalbohrung. Der Wasserbedarf kann über die Vorfluter, Flüsse oder bei ausreichendem Dargebot durch Grundwasserentnahme abgedeckt werden (siehe S. 7 "Wasserverbrauch").

6 Chemische Zusatzstoffe (Additive) in der Frackflüssigkeit

Die Zusammensetzung der Frackflüssigkeit richtet sich nach den geologischen Gegebenheiten. In der Regel besteht sie zwischen 85 und 95 % aus Wasser, 4 bis 14 % Stützmittel (sehr feiner Sand oder Keramikkügelchen) und 1 % Additive (Lösemittel und Biozide).

Die Frackflüssigkeit darf in Deutschland maximal „schwach-wassergefährdend“ sein (LBEG Niedersachsen), also wie zum Beispiel Schwimmbadwasser höchstens der Wassergefährdungsklasse 1 angehören. Zu schwach-wassergefährdenden Stoffen zählen z. B. Citronensäure, Essigsäure (> 25%), Ethanol, Folsäure, Jod oder auch Paracetamol (9).

Der Sand bzw. die Keramikkügelchen verhindern, dass sich die erzeugten Risse wieder schließen. Darüber hinaus dienen die Additive u. a. dazu, ein übermäßiges Wachstum von Mikroorganismen zu verhindern, das Lösen von Erdgas aus dem Gesteinsverbund zu erleichtern und das Zurückströmen der Frackflüssigkeit zu gewährleisten. Über die in den Additiven enthaltenen Stoffe gibt eine öffentlich zugängliche Datenbank Auskunft (8), die sich auf Angaben aus anderen Ländern bezieht.

Mittlerweile gibt es auch Additive, die in der Landwirtschaft eingesetzt werden und zum Beispiel aus modifizierter Stärke bestehen (*Bio Enhanced Energy Recovery*, BEER).

Dabei ist die Europäische Chemikalienverordnung zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe (REACH) zu beachten (13).

7 Aufbereitung

Die Frackflüssigkeit strömt zum größten Teil mit dem ersten freigesetzten Gas durch die Rohre nach oben (*Flowback*). Durch die abgedichtete Verrohrung kommt sie nicht in Berührung mit Gesteinsschichten oder Grundwasser. Oben angelangt, muss sie aufgefangen und aufbereitet werden. Die Aufbereitungsverfahren zum Reinigen der Frackflüssigkeit sind Stand der Technik, kommen in anderen Ländern und bei anderen Bohrflüssigkeiten zum Einsatz und müssen vor Ort in einer eigenen Anlage vorgenommen werden. Eventuelle feste Rückstände müssen entsprechend den gesetzlichen Vorgaben entsorgt werden.

Auch das Erdgas bedarf in den meisten Fällen einer Aufbereitung (Reinigung), die ebenfalls vor Ort an der Gewinnungsstätte geschieht. Auch diese Verfahren sind Stand der Technik und kommen auch bei jeder normalen Gasförderstätte zum Einsatz.

8 Infrastruktur

Deutschland ist von einem dichten Leitungssystem für den Transport von Erdgas durchzogen. Insgesamt umfasst das Erdgasverteilnetz eine Länge von 511.000 km (15). Das bezieht sich auf große Pipelines bis hin zur Vorortversorgung einzelner Haushalte. Dieses Leitungsnetz war aus-

gerichtet, die vor Jahren viel höheren Erdgasmengen aus deutschen Quellen aufzunehmen. Es ist daher ausreichend dimensioniert, um Frackinggas einzuspeisen. Von den jeweiligen Bohrstellen müssen Zuleitungen, über- oder unterirdisch, zu den nächsten Einspeisemöglichkeiten in dieses Netz gelegt werden. Ob diese Zuleitungen nach Beendigung der Nutzung eines Bohrloches bestehen bleiben oder zurückgebaut werden, ist Gegenstand der Genehmigungsverfahren und Betriebspläne.

9 Flächenverbrauch

Nach Schätzungen der Deutschen Akademie der Technikwissenschaften (acatech) können in Deutschland über einen langen Zeitraum zwischen 5 und 10 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr mithilfe von Fracking gewonnen werden (4). Momentan verbraucht Deutschland etwas mehr als 80 Mrd. Kubikmeter Erdgas pro Jahr. Für diese Fördermenge seien 20 bis 30 Förderstätten mit jeweils 15 bis 20 Bohrlöchern nötig. Andere Schätzungen gehen von bis zu 16 Mrd. m³ pro Jahr aus, mit 50 bis 200 Förderstätten mit jeweils 10 Bohrlöchern.

Aus einem Bohrloch kann in der Regel zwei, maximal drei Jahre Erdgas gefördert werden, durch Nachfracken ggf. auch länger. Danach enthält die durch diese Bohrung erreichte Schieferschicht kein mobilisierbares Gas mehr. Anschließend kann die Bohrstelle vollständig zurückgebaut oder einer anderen Nutzung (z. B. für Geothermie, wenn die Temperaturen hoch genug sind) zugeführt werden.

Der Platzbedarf pro Bohrung entspricht je nach den örtlichen Gegebenheiten einer Fläche von der Größe eines Fußballfeldes.

10 Welche Risiken werden genannt?

10.1 Technische und Umweltrisiken

Der hohe **Wasserverbrauch** ist ein Argument, das gegen den Einsatz der Frackingmethode angeführt wird. Dieser wird pro Bohrung mit bis zu 19.000 m³ angegeben (10) (entspricht ca. 2 – 3 gefüllten Becken eines öffentlichen Schwimmbades). Der Wasserbedarf kann über die Vorfluter, Flüsse oder bei ausreichendem Dargebot durch Grundwasserentnahme abgedeckt werden. Der Verbrauch kann durch Aufbereitung und Wiederverwendung reduziert werden.

In Deutschland besteht die gesetzliche Auflage, Konzepte zur Lagerung, Aufbereitung und ggf. zur Entsorgung der Frackflüssigkeit bzw. deren Rückstände vorzulegen. Die Aufbereitungsverfahren sind Stand der Technik, d. h. sie kommen an anderer Stelle vielfach zum Einsatz, und müssen den Behörden zur Genehmigung vorgelegt werden.

Es besteht die Befürchtung, dass durch den Bohrvorgang saline Tiefenwässer in höher gelegene Trinkwasser-führenden Schichten gelangen und dort zu Kontaminationen führen. Insbesondere der Kontakt mit der Frackflüssigkeit würde, so die Befürchtung, Grundwasser einer Nutzung als Trinkwasserressource entziehen. Die erheblichen Fortschritte, die in den letzten zwei Jahrzehnten in der Bohrtechnik gemacht worden sind, verringern die Gefahr, dass Bohr- oder Frackflüssigkeit ins Grundwasser austritt, ganz erheblich. Die Mehrfachverrohrung, die fest im Bohrloch einzementiert wird, schließt Undichtigkeiten weitestgehend aus (Multi-Barrieren-Prinzip) (12). Zusätzlich erfolgt über Sensoren ein permanentes Monitoring, das im Falle einer Havarie sofortiges Eingreifen ermöglicht.

Die Fracking-Methode kann zu **Mikroseismizität** führen. Darunter versteht man kleinste Erdbeben, deren Intensität so gering ist, dass sie an der Erdoberfläche für Menschen nicht spürbar sind. Ihre Aufzeichnung mit hochauflösenden Geophonen ermöglicht es, den Erfolg der Frackingmaßnahmen zu bewerten. Da diese Minibebeben durch den Frackvorgang ausgelöst werden, spricht man, wie auch bei der Geothermie oder anderen Bohrungen, von induzierter Seismizität. Sollte in Deutschland die Frackingmethode zu Anwendung kommen, so wäre in unserem dicht besiedelten Land eine erhöhte Aufmerksamkeit angebracht. Eine sorgfältige Standortauswahl, das richtige Fracking-Design sowie ein gutes Monitoring, das z. B. bei einer Überschreitung von Grenzwerten eine Reduktion oder eine komplette Einstellung der Fördermaßnahmen nach sich zieht, sind notwendig. Die in Deutschland durch Fracking nachgewiesenen Mikrobebeben haben in keinem Fall zu schweren Gebäude- oder Infrastrukturschäden geführt (BGR). Gemessen wurden Amplitudenwerte um die 2 auf der Richterskala, die an der Erdoberfläche unterhalb der von Menschen wahrnehmbaren Schwelle liegen. Menschen wurden nicht gefährdet. Betreiberfirmen sind rechtlich verpflichtet, jedwede Schäden auszugleichen. Tatsächlich ist das Risiko induzierter Beben bei der Schiefergasförderung wesentlich geringer als bei der Erdgasförderung aus konventionellen Lagerstätten, wie weltweit Datensätze aus Erdgasfördergebieten belegen. Grund hierfür ist, dass die Förderung von Frackinggas aus dichtem Tonstein in den langgestreckten Lagerstättenformationen nicht zu weiterer Kompaktion führen kann. Lokal bis regional ausgeprägte Gesteinskompressionen kommen jedoch aufgrund von jahrzehntelanger Förderung von Erdgas aus geologischen Fallenstrukturen vor.

Ein wichtiges Hilfsmittel, um seismische Risiken zu minimieren, ist die 3-D-Seismik, die mittlerweile bei Tiefbohrungen sehr häufig zur Anwendung kommt. Diese Technik erbringt im Vorfeld der Standortfestlegung für eine Tiefbohrung die genaue Kenntnis von Störungen und Schwächezonen im Untergrund, z. B. deren Verhalten bei Änderung der Druckverhältnisse. So kann sichergestellt werden, dass Bohrungen an ungeeigneten Standorten nicht genehmigt werden.

Ausgehend von **Senkungen** an der Erdoberfläche, z. B. im Feld Groningen in den Niederlanden, werden derartige Senkungen in Folge von Frackingvorgängen auch in Deutschland befürchtet. Doch sind die geologischen Verhältnisse sehr unterschiedlich. In den Niederlanden wird Erdgas im Wesentlichen aus konventioneller Förderung produziert. Beim Schiefergas sind die höffigen⁴ Schichten deutlich gering mächtiger und nach dem Fördern des Erdgases bleibt erheblich weniger „freier“ Porenraum übrig, der zusammengedrückt werden könnte. Wie schon bei Mikrobeben erwähnt, kommt es durch die Gasförderung mittels Fracking nur zu sehr geringen Volumenveränderungen. Bergsenkungen aufgrund eines Frackingvorgangs finden nicht statt.

Das Treibhausgas Methan (CH_4) ist Hauptbestandteil von Erdgas. Auch Flözgas besteht aus Methan. Dieses Gas ist deutlich klimaschädlicher als CO_2 (bis zu 8 Mal; in der oberen Atmosphäre wird Methan nach acht Jahren zu CO_2 degradiert). Bei der Förderung von Erdgas kann es infolge von Unfällen oder mangelhafter Handhabung zu **Undichtigkeiten** (Methan-Schlupf) in den Produktionsanlagen und beim Transport kommen. Die Fracking-Kommission (s.u.) schreibt dazu, dass diese Emissionen durch den Einsatz moderner Technik und Materialien erheblich reduziert werden können. Experten schätzen, dass bei heimischer Gasförderung mit ca. 0,5 % Methan-Schlupf zu rechnen sei. Dem steht ein geschätzter Methan-Schlupf von 2,5 % in Fördergebieten in Übersee gegenüber. Hinzu kommt bei LNG aus Übersee ein Energieverlust von insgesamt 20 %, durch Verflüssigung (15%), Transport (3%) und Regasifizierung (2%).

⁴ Geowissenschaftler sprechen von "höffig", wenn eine Gesteinsschicht bestimmte Mengen an Bodenschätzen enthält. Das können Minerale, Erze oder auch Erdgas sein.

Prof. Dr. Hans-Joachim Kümpel, ehemaliger BGR-Präsident, hat berechnet, dass es pro 1 Mrd. m³ transportiertes LNG bei gleicher Menge gefördertem Gas aus heimischer Produktion zu 1 Mio. t unnötigem CO₂-Ausstoß kommt.

Fracking in D ... in a nutshell (1)

- **Ressourcen** → Fördermenge **20 Mrd. m³/a**, über **Jahrzehnte** möglich
→ d.h. 220 TWh – bzw. 15.000 WKA¹ (~ 2-faches² von 2021)
- derzeit. Bedarf: **80 Mrd. m³/a** → **¼ Eigendeckung**, mehr Unabhängigkeit
- klimakritische **CH₄-Leckagen** → in Übersee vielfach höher³ (~ 5-fach)
→ ca. **10 Mio t CO_{2äq}/Jahr⁴** pro 20 Mrd. m³
- **LNG-Verluste**, transportbedingt⁵ → ca. **8 Mio t CO₂/Jahr** pro 20 Mrd. m³
- Wertschöpfung im Lande → weniger **Devisenabfluss⁶** (mehrere Mrd. US \$/a)
- **Grundwasser bleibt geschützt / keine Erdbeben** (24/7-Überwachung)
- mögliche **Nachnutzung** der Bohrungen → ~ 20 bis 40 Jahre **Erdwärme**

Vereinfacht:
Jede Mrd. m³ importiertes LNG
führt unnötig zu
1 Mio t CO₂ Emissionen.

- 1) 1 gute Windkraftanl. liefert 15 Mio kWh /a
- 2) 2021 erzeugter Windstrom in D: 118 TWh
- 3) in Übersee ~ 2,5%; in D < 0,5%
- 4) THG-Wirkung von 1 kg CH₄ wie 30 kg CO₂
- 5) 20% für Verflüssig., Transport u. Regasifiz.
- 6) LNG-Mehrkosten > 20%; bei 0,25 \$ /m³

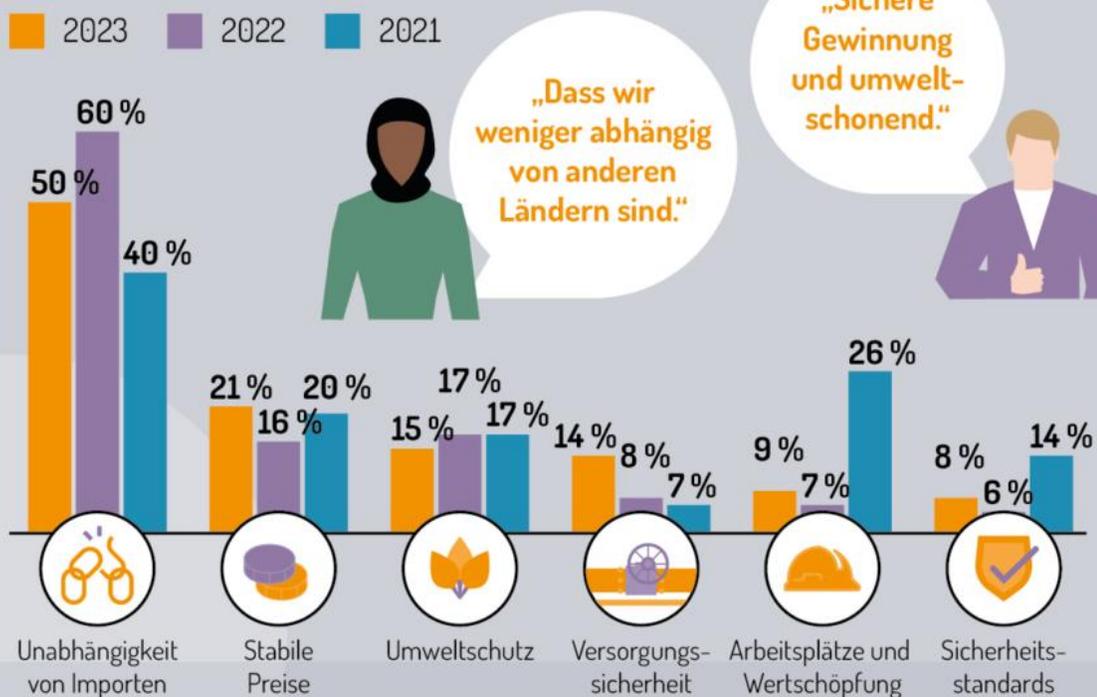
Nichts auf der Welt ist vollständig sicher. **Unfälle** und Havarien durch menschliches oder technisches Versagen können wie in allen Lebensbereichen auch bei Bohrungen und bei den Arbeitsschritten zur Gewinnung von Erdgas, dessen Aufbereitung und Transport nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Ein spezifisches Unfallrisiko besteht jedoch nicht. Die Gefahr von Unfällen wird durch strikte Überwachung der gesetzlichen Anforderung durch staatliche Stellen, wie sie weiter unten im Text genannt werden, minimiert.

10.2 Gesellschaftliche Risiken

In der breiten Bevölkerung wird Fracking weitgehend abgelehnt. Die Ursachen hierfür sind vielfältig. Oftmals werden Eingriffe in den Untergrund generell abgelehnt und als umweltschädlich eingestuft. Oftmals sorgen sich Anwohner um Belästigungen, um die Ruhe in ihrem Umfeld oder um den Wert ihres Eigentums. Irreführende Darstellungen tun ihr Übriges. So hat der „brennende Wasserhahn“ im Film Gasland von Josh Fox nachgewiesenermaßen nichts mit Fracking zu tun – obwohl er immer wieder als abschreckendes Beispiel genannt und gezeigt wird. Das Gas, das sich in dem Film im Trinkwasser befand, hatte sich in einem nahe gelegenen Moor oberflächennah gebildet und ist durch einen Brunnen in das im Hause genutzte Wasser gelangt.

Die **öffentliche Ablehnung**, insbesondere von Fracking, aber auch von anderen Eingriffen in den Untergrund, ist oftmals so stark, dass Verwaltung und Politik keinen anderen Weg sehen, als dem nachzugeben und keine Genehmigungen für entsprechende Projekte zu erteilen.

Unabhängigkeit von Importen ist und bleibt das Hauptargument, das für die heimische Erdgas- und Erdölförderung spricht. Ein weiterer Grund, der durch den Krieg in der Ukraine an Wichtigkeit zugenommen hat, ist die **Versorgungssicherheit** durch die heimische Förderung. Auch das Argument der besseren **Kostenkontrolle** sowie der **Umweltschutz** durch kurze Lieferwege bleiben stabil in der Wahrnehmung der Befragten.



Was ist für Sie der ausschlaggebende Grund für Erdgas und Erdöl aus Deutschland?
Offene Frage, Mehrfachnennungen möglich

Das denkt Deutschland über Erdöl- und Erdgasförderung im eigenen Land (17)

Gegen Fracking könnten die langen **Genehmigungsverfahren** in Deutschland sprechen, die eine Förderung erst zu einem Zeitpunkt ermöglichen, zu dem das Gas nicht mehr benötigt würde, sollte Deutschland den Ausbau der Erneuerbaren Energien mit Nachdruck vorantreiben. Außerdem müsste eine gegebenenfalls langwierige Gesetzesänderung das Verbot von Fracking wieder aufheben.

Der Genehmigungsprozess ist ein umfangreiches und mehrstufiges Verfahren, von dem einzelne Schritte dem Länderrecht unterliegen. Allerdings gibt es auch Beispiele zu überaus kurzen Genehmigungsverfahren, z. B. jüngst bei LNG-Terminals.

Zuständig für Bohrungen, die tiefer reichen als 400 m, sind in Deutschland die staatlichen Bergbehörden. Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens muss ein beantragendes Unternehmen alle relevanten Informationen innerhalb der beantragten Konzession der Bergbehörde vorlegen, einschließlich eines Zeitplans, eines vollständigen Betriebsplans mit sämtlichen Details der Bohrung und der überirdischen Anlagen und einer eventuellen Nachfolgenutzung der Bohrung oder eines Rückbaus des Bohrplatzes. Selbstverständlich gehört das Monitoringverfahren zu den behördlichen Auflagen. Die Bergbehörde erteilt zunächst die sogenannte Bergbauberechtigung (Konzession), die ausschließlich das Recht zur Erkundung (Erlaubnis) bzw. Gewinnung (Bewilligung) umfasst.

Die zuständige Behörde hat vor ihrer Entscheidung allen Behörden, die öffentliche Interessen wahrnehmen, Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Bei Bohrungen über 1.000 m Teufe muss mindestens eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) vorgelegt werden. Ist eine UVP erforderlich, wird ein Betriebsplan im Rahmen eines Planfeststellungsverfahrens mit Öffentlichkeitsbeteiligung zugelassen.

Das Ausarbeiten des Betriebsplans, die behördlichen Prüfungen sowie die Umsetzung behördlicher Auflagen nehmen normalerweise über fünf Jahre in Anspruch. Erst wenn ein Teilverfahren abgeschlossen ist, kann der nächste Schritt erfolgen. So erklären sich die in der Regel langen Genehmigungsverfahren.

Liegen keine Versagensgründe vor, erteilt die Behörde zunächst die Aufsuchungserlaubnis. Anschließend bedarf es eines genehmigten Betriebsplans, der festlegt, welche konkreten Tätigkeiten zulässig sind. Die Aufsuchungserlaubnis bestimmt daher, wer den „bergfreien Bodenschatz“ (Bodenschatz, der nicht dem Grundeigentümer gehört) aufsuchen darf, und der Betriebsplan entscheidet darüber, ob und wie die konkreten Aufsuchungsarbeiten erfolgen dürfen. Betriebspläne sind typischerweise für seismische Messungen, Tiefbohrungen, Fördertests sowie den Dauerbetrieb und den damit zusammenhängenden Tätigkeiten erforderlich.

Neben den bergrechtlichen Betriebsplänen können weitere Genehmigungen nach anderen Rechtsgebieten erforderlich werden. So erfordert eine Tiefbohrung im Regelfall eine wasserrechtliche Benutzungserlaubnis, wofür die Wasserwirtschaftsämter zuständig sind. Sollte die Rodung von Bäumen beabsichtigt sein, kann eine Waldumwandlungsgenehmigung erforderlich werden.

Erst nach erteilter Gewinnungsberechtigung kann das Unternehmen bei der Bergbehörde die Zulassung eines Betriebsplans zum Dauerbetrieb beantragen.

Werden die Bohrungen nicht mehr benötigt, müssen sie ordnungsgemäß verfüllt werden. Auch die überflüssigen Anlagen sind ordnungsgemäß abzureißen und zu entsorgen. Für Werksgebäude ist eine Abrissgenehmigung vorzulegen. Diese Maßnahmen sind Gegenstand eines Abschlussbetriebsplanes, werden von den zuständigen Behörden begleitet und müssen von vornherein bei der Finanzierung berücksichtigt werden (Hinterlegung der Kosten für den Rückbau).

Die Behörden achten darauf, dass der Stand der Technik zum Einsatz kommt und alle rechtlichen Vorgaben erfüllt werden (siehe auch die untenstehenden rechtlichen Vorschriften).

10.3 Politische Risiken

Gegen das Fracking wird häufig das Argument angeführt, die Förderung von Frackinggas setze ein **falsches Signal**, weil es auf einen fossilen Energieträger setzt, von dem sich Deutschland im Rahmen der Energiewende verabschieden will. Diese Meinung vertritt auch das Umweltbundesamt in einer Studie aus dem Jahre 2022 (5). Wenn es dennoch zur Förderung von Frackinggas kommen sollte, empfiehlt das UBA, „...wie in § 13a des Wasserhaushaltsgesetzes festgelegt, zunächst Forschungs- und Erprobungsmaßnahmen durchzuführen, um die technische Machbarkeit der Handlungsempfehlungen zur Reduktion von Risiken bei der Anwendung von Fracking in unkonventionellen Lagerstätten zu prüfen und zu verbessern.“

Auf die politische Glaubwürdigkeit (in Deutschland Fracking zu verbieten, Frackinggas anderswo aber teuer und umweltschädlich einzukaufen), soll hier nicht eingegangen werden.

11 Chancen

Die **Versorgungssicherheit** Deutschlands kann durch die Förderung von Erdgas aus unkonventionellen heimischen Lagerstätten gewährleistet werden, bis im Zuge der Energiewende kein Erdgas mehr benötigt wird bzw. für industrielle Zwecke entweder ersetzt oder auf sicheren und klimaschonenden Wegen anderweitig bezogen werden kann. Zur Zeit bezieht Europa erhebliche LNG-Mengen auch aus Russland, die im Wesentlichen im belgischen Hafen Zeebrügge europaweit verteilt werden. Diese Importe könnten durch heimische Gasförderung deutlich gesenkt werden.

Eine heimische Förderung ist wesentlich **umweltschonender** als die Versorgung z. B. mit importiertem LNG. Hierfür sprechen die hohen Umweltstandards in Deutschland und die hohen Auflagen im Zuge des Genehmigungsverfahrens. Der Verweis von Frackinggegnern auf Umweltverschmutzungen in den USA ist nicht zielführend, da die gesetzlichen Auflagen dort, auch von Bundesstaat zu Bundesstaat, völlig anders gelagert sind. Z. B. gehört dort ein Bodenschatz in der Regel dem Grundbesitzer und nicht – wie in Deutschland – dem Staat.

Schiefergasfelder sind mit zivilgesellschaftlicher und politischer Unterstützung **schnell zu erschließen** und die Förderung von Erdgas ist zeitlich gut steuerbar. Da eine Bohrung nach wenigen Jahren kein weiteres Erdgas mehr fördert, kann die produzierte Erdgasmenge rasch an den Bedarf angepasst werden.

Ein Teil der Bohrungen kann anschließend in Abhängigkeit von der angetroffenen Temperatur im Untergrund für **Geothermieprojekte** genutzt werden. Eine derartige Nachnutzung sollte gegebenenfalls von Beginn an Teil der Gesamtplanung sein.

Eine heimische Förderung von Erdgas verschafft dem Staat **Einnahmen** (Konzessionsgebühren, Förderzins, Steuern). Bei einer sicheren und preisgünstigen Gasversorgung würden darüber hinaus Steuergelder eingespart, die jetzt für die Gas-Preisbremse aufgewendet werden. Außerdem würde in Deutschland die wissenschaftliche und technische Weiterentwicklung der eingesetzten Techniken gefördert werden. Künftig werden sie zunehmend für CCS⁵- und Geothermie-Vorhaben erforderlich sein.

Die **CO₂-Bilanz** von Frackinggas ist deutlich besser als die von importierten LNG. Verflüssigtes Erdgas ist in den produzierenden Ländern meistens ebenfalls durch Fracking gewonnen worden, allerdings unter schlechteren Rahmenbedingungen als in Deutschland. Hinzu kommt der aufwendige Transport in großen Spezialschiffen über den Ozean. Die Verflüssigung des Gases, seine spätere Regasifizierung und Einspeisen in das deutsche Netz ist energieaufwendig und setzt einen Teil des Gases frei, das in die Atmosphäre entweicht. Leckagen und Unfälle können sich auch in diesen Anlagen ereignen.

12 Stellungnahmen wissenschaftlicher Gremien

Die vom Gesetzgeber eingerichtete **Expertenkommission** (Fracking-Kommission) hat bereits mehrmals über den Stand der Dinge berichtet. Dabei bezieht sie sich auch auf die Erfahrungen

⁵ CCS ist die Abkürzung für Carbon Capture and Storage. Damit ist die unterirdische Speicherung von CO₂ gemeint.

aus anderen Ländern. Sie spricht sich nicht für oder gegen Fracking aus, sondern fasst für die Politik den aktuellen Kenntnisstand zusammen. Aus Sicht der Kommission ist eine gründliche Bestandsaufnahme und Überwachung eines potentiellen Fördergebietes notwendig. So könne man ungeeignete Standorte ausschließen und adäquate Schutzmaßnahmen konzipieren. Die Risiken könne man im Vergleich zur Situation von vor zehn oder gar zwanzig Jahren heute wesentlich besser minimieren. Zitat aus dem Bericht des Jahres 2021: *„Die Studien zeigen, dass sich die Umweltrisiken aufgrund von Fracking unkonventioneller Lagerstätten durch eine angepasste Steuerung und Überwachung der Maßnahmen minimieren lassen.“* (2)

Zu einem ähnlichen Schluss kommt auch eine Publikation der **Leopoldina**. In der Zusammenfassung kommt sie zu der Einschätzung, dass *„die durch Fracking induzierten Umweltrisiken gering sind. Dies betrifft die Erdbebengefahr, eine mögliche Verschmutzung von Grundwasser sowie zusätzliche Methanemissionen. Restrisiken sind jedoch nicht auszuschließen“*. (16)

In einer Stellungnahme aus dem Jahr 2013 kamen die Staatlichen **Geologischen Dienste** zu dem Schluss: *„Sofern ... die bestehenden gesetzlichen Regelungen eingehalten und die erforderlichen technischen Maßnahmen nach standortbezogenen Voruntersuchungen und bei Einhaltung höchster Qualitäts-, Umwelt- und Sicherheitsanforderungen durchgeführt werden, ist aus geowissenschaftlicher Sicht grundsätzlich ein Einsatz der Frac-Technologie möglich.“* (3)

Auch die Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech) hält in einem 2015 erschienenen Bericht fest, dass Umweltschäden im Zusammenhang mit dem bisherigen Einsatz von Hydraulic Fracturing in Deutschland nicht bekannt sind und kommt zu dem Schluss: *„Ein generelles Verbot von Hydraulic Fracturing lässt sich auf Basis wissenschaftlicher und technischer Fakten nicht begründen. Der Einsatz der Technologie sollte allerdings strengen Sicherheitsstandards folgen, klar geregelt sein und umfassend überwacht werden.“* (4)

In § 13a des Wasserhaushaltsgesetzes ist neben den Einschränkungen und der Einsetzung einer Expertenkommission noch folgendes festgelegt: *„Im Jahr 2021 überprüft der Deutsche Bundestag auf der Grundlage des bis dahin vorliegenden Standes von Wissenschaft und Technik die Angemessenheit des Verbots nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1.“* (6) Diese Überprüfung ist bis heute nicht erfolgt, allerdings wurde der Vorgang im Juni 2023 im Bundestagsausschuss Umwelt behandelt.

13 Folgerungen

Keine der Technologien, die für die Energiewende im Zuge der Klimaschutzmaßnahmen in der Diskussion oder bereits im Ausbau stehen, bietet nur Vorteile. Alle haben auch Nachteile. Die politische und gesellschaftliche Aufgabe liegt also darin, diejenigen Methoden zu finden und anzuwenden, die unter Berücksichtigung aller Belange die geringsten sozialen Nachteile und negativen Umwelteinflüsse mit sich bringen, allem voran die geringsten Treibhausgas-Emissionen. Hier spielt die wissenschaftliche Bewertung der Methoden und Technologien eine entscheidende Rolle.

Vor einer Nutzung der Ressourcen an Schiefergas in Deutschland müsste man Erkundungen und Probebohrungen vornehmen. Umweltgutachten sind ohnehin vorgeschrieben. Vorstudien einschließlich der Auswirkungen auf die Umwelt sind durchzuführen. Die Bevölkerung muss - wie bei jedem Großprojekt - einbezogen und sachlich, neutral und wissenschaftsbasiert aufgeklärt werden. Eine umfassende und frühzeitige Information und Beteiligung der Öffentlichkeit ist ein entscheidender Faktor für alle Projekte nach Bundesbergrecht und muss erst recht bei Fracking-Vorhaben erfolgen.

14 Kommentare und persönliche Meinungen der Autoren

Im Folgenden kommentieren die Autoren ihren Text und unterstreichen ihre persönliche Meinung zum Thema „Fracking“. Der obige Text dient zur Aufklärung über die Frackingmethoden. Er soll bei der Meinungsbildung der Leser und Leserinnen helfen und beruft sich auf Quellen, die öffentlich zugänglich sind.

Hans-Jürgen Weyer

Nach meiner Meinung ist die Gewinnung von Erdgas durch die Fracking genannte Fördermethode sicher und höchstens mit einem vertretbaren Risiko verbunden. Die strengen Auflagen in Deutschland und die Fortentwicklung der Bohrtechnik stellen sicher, dass keine erhöhten Risiken vorhanden sind.

Die ablehnende Haltung dieser Methode der Erdgasgewinnung in weiten Teilen der Bevölkerung reiht sich leider ein in grundlegende Vorbehalte gegenüber jeglichen Eingriffen in den Untergrund. Das betrifft nahezu sämtliche Rohstoffprojekte, aber auch viele Infrastrukturprojekte. Dabei verspielt Deutschland nicht nur die Chance, sich unabhängiger von Importen zu machen, sondern auch die technologische und wissenschaftliche Führung auf vielen Gebieten. So hat z. B. Indonesien bei CCS in Forschung und Technik Deutschland schon seit Jahren überholt. In Deutschland sind hier selbst Forschungsvorhaben untersagt, während in vielen Teilen der Welt die Entwicklung ohne uns fortschreitet.

Diese ablehnende Grundeinstellung ist nach meinem Empfinden keineswegs in einem erhöhten Umweltbewusstsein begründet. Sonst müsste man beispielsweise kritisieren, dass der Einsatz von LNG einen deutlich höheren CO₂-Fußabdruck hinterlässt und somit das Weltklima deutlich negativer beeinflusst als die Förderung von Erdgas in Deutschland durch Fracking. An dieser Stelle nur ein weiteres Beispiel: Kies und Sand werden knapp. Nicht weil bei uns die Vorräte zur Neige gingen, sondern weil Abbaugenehmigungen nicht erteilt werden. Die Folge sind erhöhte Importe dieser Massenrohstoffe, die anderswo unter schlechteren Rahmenbedingungen gewonnen werden und zusätzlich über weite Strecken transportiert werden müssen.

Vielmehr ist die ablehnende Grundhaltung die Folge einer Wohlstandsgesellschaft. Weite Teile der Bevölkerung haben ein gesichertes Einkommen und leben in guten Verhältnissen. Man kann es sich leisten, Beeinträchtigungen z. B. durch Stromtrassen abzulehnen. Höhere Kosten werden akzeptiert. Die Wohlstandsgesellschaft zieht es vor, Energie und alle Arten von Rohstoffen zu importieren (einzukaufen), als eine Beeinträchtigung der persönlich angenehmen Lebensumstände befürchten zu müssen.

Diesen Befürchtungen und die oftmals ideologisch begründete parteipolitische Behandlung dieser Problematik erfordern eine Aufklärungs- und Informationskampagne, um den wissenschaftlichen Erkenntnissen Vorrang vor diffusen Befürchtungen einzuräumen.

Ich würde mir daher wünschen, dass wir eine Pilotanlage zur Förderung von Frackinggas einrichten. Selbstverständlich unter strenger behördlicher Aufsicht und unter intensiver Einbindung und Aufklärung der Bevölkerung.

In der Diskussion um diesen Beitrag wurde auf folgenden Zusammenhang hingewiesen: Solange die Preise importierter Produkte weder die Umwelt- noch die Sozialkosten beinhalten, ist es leicht, auf "billige" Produkte aus dem Ausland zurückzugreifen und bei uns zu Hause der Einstellung "not-in-my-backyard" zu folgen.

Es gibt den interessanten Vorschlag, das Frackinggas als "eiserne Reserve" für den absoluten Gasnotstand im Boden zu belassen. Wenn man diese Idee verfolgen möchte, ist es unerlässlich, jetzt mit Probebohrungen zu beginnen, um im Ernstfall schnell und zielgerichtet mit der Förderung beginnen zu können.

Chris Masurenko

Für mich ist entscheidend, dass die Fakten zu Fracking klar dargestellt werden. Das versuchen wir hier mit diesem Artikel.

Um zu einer Entscheidung über Fracking in Deutschland kommen zu können, wäre es für mich außerdem wichtig, die Strategie der Bundesregierung in Bezug auf „Erdgas als Brückentechnologie“ zu kennen und zu verstehen. Ziel muss es bleiben: Weg von fossilen Brennstoffen. Wenn aber unsere geopolitischen Abhängigkeiten bedeuten, dass wir weiterhin Verträge mit Laufzeiten >15 Jahre mit Lieferanten außerhalb der EU machen, dann halte ich es unter den Gesichtspunkten Menschenrechte und Umweltverantwortung für nicht vertretbar, die Möglichkeit der Erdgasförderung durch Fracking in Deutschland nicht zu betrachten. Die Doppelmoral, die wir dabei an den Tag legen, nämlich die Erdgasförderung anderer fragwürdiger Staaten zu nutzen und uns auch dort wieder in eine geopolitische Abhängigkeit zu begeben, entzieht sich meinem Verständnis von sozialer Gesellschaft.

Klar wird aus unserem Artikel, dass Fracking und Erdgasförderung Risikopotentiale für Mensch und Umwelt beinhalten. Klar ist auch, dass es an Umweltlangzeitstudien fehlt (Umweltbundesamt), die die möglichen Umwelteinflüsse detailliert beschreiben. Solche Umweltstudien sind zwingend vorgeschrieben zu jedem Bergbauvorhaben, zu denen auch die Erdgasförderung zählt. Abkürzungen dürfen dabei nicht genommen werden. Umso mehr wäre es zu wünschen, dass wir diese Umweltstudien für Fracking in Deutschland jetzt durchführen, obwohl Fracking gesetzlich verboten ist. Was hindert uns verstehen zu wollen, welchen Einfluss Fracking haben könnte? Vielleicht helfen uns die Resultate sogar, noch schneller aus fossilen Brennstoffen auszusteigen und Fracking-Gas auch aus dem Ausland zu verbannen!

Ich würde auch gerne sehen, dass der Gebrauch von fossilen Brennstoffen zeitlich limitiert wird und dementsprechend dem Wort „Brückentechnologie“ wirklich Rechnung getragen wird. Das Ziel muss bleiben, dass die Nutzung von Erdöl und Erdgas weltweit auf ein absolutes Minimum beschränkt wird. In der Zwischenzeit müssen wir sicherstellen, dass die höchsten Maßstäbe an Umweltschutz und Sozialeinfluss beachtet und durchgesetzt werden. Bergbau, zu dem auch Gasförderung zählt, wird nie 100% Sicherheit gewährleisten können, aber sein Ziel muss es sein, negative Einflüsse so gering wie möglich zu halten.

Die geothermische Weiternutzung von alten Erdgasbohrungen nach der Förderung könnte ein Bonus sein, der überprüft werden muss.

Michael Neumann:

Unter den heutigen politischen Rahmenbedingungen und der Voraussetzung, dass Deutschland / Europa noch auf längere Zeit Erdgas als Brückentechnologie nutzen wird (ein Zeitraum von >20 Jahren ist durch die Lieferverträge für LNG Gas vorgegeben), ist es sinnvoller, die einheimischen Ressourcen zu erkunden und zu nutzen. Dies ist ökologisch von uns kontrollierbar im Gegensatz zu der Gewinnung im Ausland, die Gas-Verluste sind kleiner, der Transport ist ökologisch sauberer. Durch die Gewinnung vor Ort entstehen Arbeitsplätze, es werden Steuereinnahmen generiert und mögliche neue Technologien können entwickelt werden. Sollte der Umstieg auf die erneuerbaren Energien insbesondere Wasserstoff schneller als erwartet gelingen, kann die heimische Gasförderung kurzfristig abgestellt werden und es sind keine langfristigen Lieferverträge abzuwickeln.

Natürlich ist sicherzustellen, dass die Förderung und Nachnutzung nach dem Stand der Technik erfolgen müssen. Entsprechende Sicherheitsleistungen bzw. Rückstellungen sind zu leisten. Die notwendigen Umweltgutachten und Genehmigungen sind zu beachten. Die Genehmigungsprozesse müssen allerdings beschleunigt werden.

Letztlich ist eine Nachnutzung als geothermische Anlage möglich. Ob die tiefen Formationswässer darüber hinaus eine mögliche Ressource für die Gewinnung von weiteren Rohstoffen darstellen können, bleibt noch zu prüfen.

Literatur:

- 1) Schieferöl und Schiefergas in Deutschland - Potentiale und Umweltaspekte; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, 2016.
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht_13MB_Schieferoelgaspotenzial_Deutschland_2016.html
- 2) Berichte der Expertenkommission Fracking: <https://expkom-fracking-whg.de>
- 3) Stellungnahme der Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer (SGD) und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) zu den geowissenschaftlichen Aussagen des UBA-Gutachtens, der Studie NRW und der Risikostudie des ExxonMobil InfoDialogprozesses zum Thema Fracking; Hannover 2013.
https://www.infogeo.de/Infogeo/DE/Downloads/SN_SGD-Fracking-Studien_V5_0.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- 4) Hydraulic Fracturing - Eine Technologie in der Diskussion; acatech (Hrsg.), München 2015;
<https://www.acatech.de/publikation/hydraulic-fracturing-eine-technologie-in-der-diskussion/>
- 5) Fracking zur Schiefergasförderung in Deutschland – Eine energie- und umweltfachliche Einschätzung; Umweltbundesamt 2022.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/uba_fracking_zur_schiefergasfoerderung_in_deutschland.pdf
- 6) https://www.gesetze-im-internet.de/whg_2009/__13a.html
- 7) Wessling, St. (2022): Geothermie-Entwicklung in Deutschland und Europa aus Sicht der Ölfeld-Service Industrie. Vortrag auf den 8. Meggener Rohstofftagen, Lennestadt, 2022
- 8) <https://www.fracfocus.org/index.php?p=learn/what-is-fracturing-fluid-made-of>
- 9) <https://www.lbeg.niedersachsen.de/aktuelles/neuigkeiten/faqs-zum-fracking-151623.html>
- 10) Bundesministerium für Bildung und Forschung 2021: Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus unkonventionellen Lagerstätten: Monitoringkonzepte Grundwasser und Oberflächengewässer. Gutachten der Frackingkommission.
https://expkom-fracking-whg.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/BD8E0A0916A314E3E0537E695E86049F/live/document/Studie_Monitoringkonzepte.pdf
- 11) <https://lbeg.info/?pgId=87&WilmaLogonActionBehavior=Default>
- 12) https://www.dvgw.de/medien/dvgw/wasser/management/1011castell_multibarriere.pdf
- 13) <https://www.umweltbundesamt.de/themen/chemikalien/reach-chemikalien-reach>

14) Hoth, P., Seibt, A. & Kellner, T. (1997): Hydrochemische Charakterisierung mesozoischer Tiefenwässer. Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland. Geothermie Report 97-1. GeoForschungsZentrum Potsdam.

15) <https://www.enbw.com/energie-entdecken/verteilung-und-transport/gasnetz/>

16) Nationale Akademie der Wissenschaften, Leopoldina, acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften & Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (2023): Fracking: eine Option für Deutschland? Chance, Risiken und Ungewissheiten beim Fracking in nicht konventionellen Lagerstätten.

https://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Publikationen/Nationale_Empfehlungen/2023_ESYS_Impuls_Fracking.pdf

17) <https://www.bveg.de/die-branche/das-denkt-deutschland-ueber-die-gas-und-oelfoerderung-im-eigenen-land/> (Dort finden sich auch Angaben zum Zustandekommen der Umfrageergebnisse.)

18) Andreas Frey (2014): Angst vor der Tiefe; Süddeutsche Zeitung, Nr. 251, 31. Oktober/1. November 2014

einschlägig relevante rechtliche Vorschriften (Auszug):

Allgemeine Verwaltungsvorschrift (AVV) Baulärm und Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm)

BauGB Baugesetzbuch

BbergG Bundesberggesetz

BBodSchG Bundes-Bodenschutzgesetz

BimSchG Bundesimmissionsschutzgesetz

BNatSchG Bundesnaturschutzgesetz (und Landesnaturschutzgesetze)

KrWG Kreislaufwirtschaftsgesetz

LBO Landesbauordnung

LplG Landesplanungsgesetz

StrlSchV (2001) Verordnung für die Umsetzung von EURATOM-Richtlinien zum Strahlenschutz vom 20. Juli 2001

UVPG Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung

UVP-V UVP für Bergbau

UWvG Umweltverwaltungsgesetz

VAwS Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen

Verwaltungsvorschrift (VwV) zur Öffentlichkeitsbeteiligung und Planungsleitfaden

WG Wassergesetz (Landeswassergesetze)

WHG Wasserhaushaltsgesetz des Bundes

Hinzu kommt eine Vielzahl an Normen und Richtlinien zu nahezu allen technischen Schritten. So ist z. B. selbst die Dauer der Aushärtung des Zementes vorgeschrieben, der die Bohrungen gegen das umgebende Gestein abdichtet.

Stand: März 2024