



An die Expertenkommission Fracking gemäß Wasserhaushaltsgesetz §13a Absatz 6

Per Email

Email: ptj-expkom-fracking@fz-juelich.de

Bundesverband
Bürgerinitiativen
Umweltschutz e.V.
Prinz-Albert-Str. 55
53113 Bonn
Tel.: +49 (0) 228 214032
Fax: +49 (0) 228 214033

bbu-bonn@t-online.de
www.bbu-online.de
www.facebook.com/bbu72

13.6.2021

Stellungnahme des Bundesverbandes Bürgerinitiativen Umweltschutz zum Entwurf des Berichts der Expertenkommission Fracking im Jahr 2021

gemäß § 13a Abs. 6 S. 1 WHG erstellen Sie jährlich bis zum 30.6. eines Jahres Erfahrungsberichte für die nach § 13a Abs. 2 WHG durchgeführten Erprobungsmaßnahmen und zum Stand der Technik. Bei diesen Erprobungsmaßnahmen handelt es sich um Fracking-Maßnahmen im Schiefer-, Ton-, Mergel- oder Kohleflözgestein. Gemäß dem Vorwort Ihres nun vorgelegten Berichtsentwurfs sehen Sie mit der Übergabe dieses dritten Berichts an den Deutschen Bundestag Ende Juni 2021 Ihre Aufgabe im Hinblick auf die Beratung der Politik zum Stand von Wissenschaft und Technik als erfüllt an.

Gemäß § 13a Abs. 6 S. 3 Hs.2 WHG ist der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Stellungnahme zu den Entwürfen der Erfahrungsberichte ist zu geben.

Von dieser Möglichkeit machen wir auch in diesem Jahr Gebrauch.

I. Erprobungsmaßnahmen

Gemäß § 13a Abs. 6, 2 WHG ist die zentrale Aufgabe der Kommission, Erprobungsmaßnahmen für Fracking in Schiefer-, Ton-, Mergel oder Kohleflözgestein wissenschaftlich zu begleiten und auszuwerten sowie hierzu Erfahrungsberichte zum 30. Juni eines Jahres vorzulegen. Diese Erprobungsmaßnahmen müssen den Zweck haben, die Auswirkungen auf die Umwelt, insbesondere den Untergrund und den Wasserhaushalt,

wissenschaftlich zu erforschen. Die zugehörigen wasserrechtlichen Erlaubnisse bedürfen der Zustimmung der jeweiligen Landesregierung.

Dass die Durchführung von Erprobungsmaßnahmen hinreichend für einen Gefahrenausschluss ist, begegnet bereits erheblichen Bedenken. Denn im Kapitel „Fazit“ des Berichtsentwurfs heißt es: „Forschung und Erprobungsmaßnahmen nach §13a des Wasserhaushaltsgesetzes können dazu beitragen, die technische Machbarkeit der Handlungsempfehlungen und Reduktion der Risiken bei der Anwendung von Fracking in unkonventionellen Lagerstätten zu verbessern. Ein Restrisiko wird allerdings immer bestehen.“ Damit liefern die Erprobungsmaßnahmen lediglich einen Beitrag zur Risikoreduktion, nicht aber Erkenntnisse bzgl. eines Risikoausschlusses. Angesichts der herausgehobenen Bedeutung des Klimaschutzes, des Schutzes von Grundwasser und des Schutzes vor Erdbeben hätte die Kommission hier bereits aus diesem Grund dem Bundestag empfehlen müssen, das Verbot von Fracking in Schiefer-, Ton-, Mergel-, und Kohleflözgestein gemäß § 13a Abs. 1 S. 1 Nr. 1 WHG unbefristet aufrecht zu erhalten.

Aber selbst wenn die Überprüfung des Fracking-Verbots an die Durchführung der vier Erprobungsmaßnahmen geknüpft wäre, kann sich nicht anderes ergeben. Denn die Kommission konnte ihre Aufgabe, die wissenschaftliche Begleitung und Auswertung der Erprobungsmaßnahmen nicht erfüllen. So wird in der Zusammenfassung des Entwurfs 2021 des Berichts der Kommission darauf verwiesen, dass in Deutschland keine Erprobungsmaßnahmen stattfanden. Und das Kapitel Erprobungsmaßnahmen besteht aus dem einzigen Satz: „Bis zum Zeitpunkt dieser Berichterstattung lagen keine Anträge für Erprobungsmaßnahmen vor.“

Damit konnte die zentrale Aufgabe der Kommission, die Auswirkungen auf die Umwelt durch Begleitung dieser Forschungsbohrungen zu erforschen, nicht mehr erfüllt werden. Auch der Stand der Technik auf der Grundlage dieser Erprobungsbohrungen kann so nicht ermittelt werden. Da die Kommission an Weisungen nicht gebunden ist, wäre es geboten zu entscheiden, dass ein Gefahrenausschluss für Fracking in den fraglichen Gesteinsschichten nicht erfolgen kann und somit dem Vorsorgeprinzip nicht entsprochen werden kann. Damit muss die Empfehlung an die Bundesregierung abgegeben werden können, das Verbot für Fracking in Schiefer-, Ton-, Mergel- und Kohleflözgestein unbefristet im WHG fest zu schreiben.

Soweit die Kommission darauf abstellt, dass der Stand der Technik von Frac-Maßnahmen und dazugehörigen Maßnahmen aus Erkenntnissen aus dem Ausland gewonnen werden kann, ist dies bereits zweifelhaft. Denn die Kommission hat überhaupt keine von ihr erstellten Dokumente vorgelegt, bei denen sie die von ihr empfohlenen drei Studien zu Monitoringkonzepten für Grundwasser und Oberflächengewässern, zur induzierten Seismizität und zu Methanemissionen im Detail analysiert und bewertet und Anforderungen an den Stand der Technik formuliert. Im Wesentlichen werden nur die

summarisch dargestellten Inhalte der Gutachten im Bericht kurz wiedergegeben. Dies ist keine eigenständige und detaillierte Ermittlung des Standes der Technik.

Dem kann auch nicht entgegengehalten werden, dass Sie die Studien penibel überprüft und dann abgenommen hätten. Denn die Gutachten enthalten Fehler, die Ihnen hätten auffallen müssen.

II. Gutachten Monitoringkonzepte Grundwasser und Oberflächengewässer

Dies zeigt sich beispielsweise am Gutachten zu „Monitoringkonzepten Grundwasser und Oberflächengewässer“. Gemäß dem Protokoll der Sitzung der Expertenkommission Fracking vom 21.1.2021 gilt: „Die Studie zu Monitoringkonzepten Grundwasser und Oberflächengewässer, ausgearbeitet durch ahu GmbH Wasser Boden Geomatik wurde durch alle Kommissionsmitglieder fachlich abgenommen.“

II.1. Frac-Zusätze

So heißt es unter 5.3.14 Abs. 1 Anstrich 4 S. 1: „In Deutschland ist die Verwendung wassergefährdender Frac-Zusätze verboten.“ (S. 82 des Gutachtens).. Und in 7.4. Abs. 2 S. 1 des Gutachtens (S. 97) heißt es: „Da in Deutschland gemäß Fracking-Gesetz vom 11.02.2017 keine wassergefährdenden Zusätze beim Fracking in unkonventionellen Lagerstätten mehr verwendet werden dürfen,...“. Auch im Berichtsentwurf der Kommission (S. 17) heißt es, anscheinend ungeprüft: „In Deutschland ist die Verwendung wassergefährdender Frac-Zusätze verboten.“

Beide Aussagen sind so nicht zutreffend. Bei derzeit möglichen Fracking-Vorhaben in Tight-Gas-Lagerstätten sind gemäß § 13 Abs. 4 Nr. 1 lit. b WHG außer bei den vier Erprobungsmaßnahmen schwach wassergefährdende Gemische zulässig.

Bei den vier Erprobungsmaßnahmen dürfen zwar die verwendeten Gemische nicht wassergefährdend sein. Allerdings können die Gemische Stoffe enthalten, die schwach wassergefährdend, deutlich wassergefährdend oder stark wassergefährdend i.S.d. § 3 Abs. 1 AwSV sein. Dazu müssen sie die Anforderungen von Nr. 2.2 der Anlage 1 der AwSV erfüllen. Dabei können wassergefährdende Stoffe im Gemisch enthalten sein, wenn sie bestimmte prozentuale Anteile unterschreiten. Dies gilt auch für Frac-Zusätze.

Zudem würde die Regelung des Verbots des Einsatzes wassergefährdender Gemische in Ton-, Schiefer-, Mergel- oder Kohleflözgestein nicht gelten, wenn das gesteinsbezogene Verbot nach § 13a WHG Abs. 1 S. 1 Nr. 1 WHG aufgehoben würde. Denn die Pflicht zum Einsatz nicht wassergefährdender Gemische gilt nur für Erprobungsmaßnahmen nach § 13a Abs. 2 WHG.

Diese fehlerhafte Einschätzung hat auch Auswirkungen auf die Gutachtenstruktur. Denn der Gutachter sagt auf Seite 14: „Da in Deutschland gemäß Fracking-Gesetz keine wassergefährdenden Zusätze beim Fracking von unkonventionellen Lagerstätten mehr verwendet werden dürfen, sollte der Fokus im Monitoring generell auf dem Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (Pfadgruppe 0) und auf den realen Auswirkungen (wie z.B. Lärm, Verkehr, Unfälle) liegen.“ Damit ist der Fokus der Betrachtung – die Oberfläche - von Beginn an falsch gelegt.

II.2. Numerische Simulation

Als Empfehlung für eine Monitoringstruktur gibt das Gutachten (Seite 14) die Notwendigkeit an, eine ausreichende Datenbasis zum Aufbau und Betrieb numerischer Modelle zu schaffen, mit deren Hilfe der Eingriff und seine speziellen Auswirkungen identifiziert werden können. Allerdings bleibt die Güte und Genauigkeit der numerischen Modelle ungeklärt. Dies gilt auch für die numerischen Standortmodelle bei Vorliegen von Störungen. Damit sind wesentliche Elemente des Monitoringkonzepts nicht gesichert.

Dies gilt auch für Kohleflözlagerstätten im Münsterländer Becken, für deren Bewertung numerische Standort- und Regionalmodelle erforderlich sind.

Bezüglich der Auswirkungen von natürlichen Wegsamkeiten, die auf Störungen beruhen, führt der Gutachter aus (S. 22): „Die Beurteilung der Relevanz vorhandener oder vermuteter Störungen für die Gas- und Fluidausbreitung ist nur mit Hilfe numerischer Modelle möglich. Erste Ansätze hierzu finden sich bei mehreren Autoren“. Dies bedeutet, dass Störungen, ihre Relevanz und ihre Auswirkungen nur unzureichend modelliert werden können. Da lediglich Ansätze vorliegen, reicht dies für eine Beurteilung von Gefährdungen nicht aus.

Bezüglich der flächenhaften Ausbreitung von Fluiden ohne bevorzugte Wegsamkeiten führt der Gutachter aus: „Die Beurteilung der Relevanz der Summenwirkungen ist nur mit Hilfe numerischer Regionalmodelle möglich.“ Allerdings identifiziert der Berichtsentwurf der Kommission in diesem Bereich Forschungsbedarf, sodass auch hier keine sicheren Ergebnisse erzielt werden können.

II.3. Monitoringkonzeption

Zudem führt das Gutachten auf Seite 14 auf: „Wichtig ist das Verständnis des Monitorings als ein strukturierter Kreislaufprozess in einem nicht-statischen System, so dass das Monitoring immer wieder neuen Erkenntnissen und Anforderungen angepasst werden muss.“ Dies stellt kein klassisches Monitoring dar, sondern ein ständiges Experiment mit der Umwelt und ihren Bestandteilen dar. An die Stelle der Kenntnis einer geologischen und

hydrogeologischen Situation rückt nun eine ständige Anpassung der Anforderungen, von denen unklar ist, ob sie wirksam sind.

II.4. Nationale rechtliche Regelungen

Die in Kapitel 3.1 – 3.5 aufgeführten rechtlichen Regelungen sind zwar korrekt aufgeführt. Allerdings fehlt der Darstellung die Analyse, dass diese gesetzlichen und untergesetzlichen Regelungen wenig konkret sind. Dies gilt nicht nur für das Monitoringkonzept, sondern auch für die anderen Aspekte des Bohrlochbergbaus. Das wird auch dadurch deutlich, dass der Gutachter auf einen Leitfaden des BVEG bzw. auf die Homepage des Branchenverbandes hinweisen muss. Es stellt ein Defizit dieses Abschnitts dar, nicht klar zu sagen, dass das Fehlen des notwendigen staatlichen untergesetzlichen Regelwerks ein deutliches Defizit ist. Dies kann durch die Möglichkeit von Nebenbestimmungen im Rahmen der bergrechtlichen und wasserrechtlichen Bestimmungen nicht behoben werden, was der Gutachter allerdings negiert (S. 30).

Wen der Gutachter (S. 31) darauf verweist, dass die ABergV den Stand der Technik fordert, geht dies ins Leere. Denn die ABergV macht hierzu nur wenige, vage Aussagen. Es wäre gerade angesichts des fehlenden untergesetzlichen Regelwerks Aufgabe der Kommission gewesen, diesen zu ermitteln.

II.5. Europäische Richtlinien und Empfehlungen

Soweit das Gutachten unter Nr. 3.6. auf die europäischen Regelungen zu SUP und UVP und die entsprechenden europäischen Richtlinien verweist, bedarf es einer realistischen Darstellung. Bzgl. der Strategischen Umweltprüfung und der Umsetzung im UVPG ist festzustellen, dass hierdurch nicht mehr an materiellen Anforderungen verlangt werden kann, als es das Fachrecht sowieso vorsieht. Gleiches gilt für die UVP an konkreten Standorten.

Soweit der Gutachter auf die Empfehlungen der EU-Kommission zum Fracking abstellt, ist festzuhalten, dass die im Gegensatz zu EU-Verordnungen oder EU-Richtlinien keine Verbindlichkeit besitzen. Zudem werden zwar die Mindestgrundsätze aufgeführt, aber keine Analyse vorgenommen, ob sie den Stand der Technik darstellen, ausreichend sind und hinreichend konkret sind.

Insofern ist nicht nachvollziehbar, dass der Gutachter unter 5.2.5 ausführt, die Vorgehensweise über SUP, UVP und Empfehlungen die grundsätzlichen Anforderungen an ein Monitoring enthalten.

II.6. Standortauswahl

Bei der Projektphase Standortauswahl (Nr. 5.1.1, S. 47) stellt der Gutachter bei den Empfehlungen der EU-Kommission auf eine „Risikobewertung“ ab. Dabei bleibt unklar, ob der technische Risikobegriff (Häufigkeit * Schadensausmaß) gemeint ist. In diesem Fall bliebe auch unklar ob eine detaillierte Quantitative Risikoanalyse durchzuführen ist und welche Bandbreite mögliche Eingangsparameter aufweisen.

Hinzu kommt, dass die Herleitung der Mindestabstände zu sensiblen Objekten nicht erkennbar ist.

III. Gutachten Seismizität

III.1. Interessenskonflikt

Weder Seitens der Kommission noch innerhalb des Gutachtens selbst wird offengelegt, dass der verfassende Autor BAISCH mit seinem Unternehmen Q-CON GmbH in einer Vielzahl von Vorhaben, insbesondere der Geothermie, unter Einsatz von Fracking involviert ist bzw. war und unter anderem die Erstellung von Risikobewertungen und seismischen Monitorings anbietet. Es drängt sich der Eindruck auf, dass das Ergebnis der Bewertung der seismischen Risiken nicht ohne Auswirkung auf den inhaltlichen Wert bisheriger Expertisen wie auch die künftige Marktsituation für das Unternehmen bleiben wird. Insbesondere zählen wiederholte Ausarbeitungen für Schiefergasprojekte des in Großbritannien tätigen Unternehmens Cuadrilla zu seinem bisherigen Wirken.

III.2. Darstellung bisheriger Beobachtungen

Das Gutachten führt einige wenige Fälle im weiteren Kontext des Fracking bzw. der Gasförderung beobachteter Erdbeben auf. Insgesamt wird die dann in Kontrast zu „andere Teilen der Welt“ gestellte exemplarische Aufzählung durch die einengende Auslegung der teils ambivalenten Bezugswörter klein gehalten. So bleibt zunächst unklar, was unter der „Produktion“ verstanden werden soll. Betrachtet man die Praxis der niedersächsischen Bergbehörde, wenn es um kreative Vermeidung von UVPs geht, so ist lediglich der Aufstieg des Gases im Rohr, keineswegs aber das restliche Drumherum der Gasförderung darunter zu verstehen. Demgegenüber kann als anderes Extrem die gesamte Ausbeutung einer Lagerstätte darunter verstanden werden. Augenscheinlich meint der Autor hier aber eine enge Auslegung. Im nächsten Satz scheitert dann die Anrechnung bekannter Beben wiederum am direkten Zusammenhang zum Fracking oder der eigenwilligen Definition der deutschen Politik, was als „unkonventionell“ zu betrachten sei oder es werden beobachtete Mechanismen ausgeblendet, weil sie bislang nicht ausreichend Schaden verursacht haben. Im Ergebnis wird sich hier geschickt derart durch die Begriffskombinationen

geschlängelt, dass unter Auslassung einer Vielzahl weiterer bekannter Vorfälle von Seismizität im Zusammenhang mit der Kohlenwasserstoffförderung das Trugbild eines fast nicht existenten Problems gezeichnet wird.

Beispielhaft seien hier mehrere Beben mit Gebäudeschäden im Bereich Völkersen zu nennen, in welchem die meisten Bohrungen gefrackt wurden. Lediglich die politische Umdefinition des „unkonventionell“-Begriffs „rettet“ hier vor der Aufzählung. Diverse weitere Orte in verschiedensten Ecken Niedersachsens erlitten Erdbeben im Zuge der Produktion klassischer oder ebenfalls dem Tightgas zuzuordnender Vorkommen. Auch wird die Ölförderung im Cavone-Ölfeld als möglicher Auslöser der der italienischen Beben in der Emilia-Romagna-Region 2015 mit einer Momentenmagnitude von 6,1 und 24 Toten gehandelt.

Daneben gab es eine ganze Reihe von Erschütterungen im Zuge der Einrichtung eines Gasspeichers vor der spanischen Küste, wie auch unzählige, teils einsturzgefährdende Gebäudeschäden im Bereich des Groningen-Feldes in den Niederlanden. Ebenso außen vor bleiben die unmittelbar vom Frac-Vorgang erzeugten Beben der britischen Schiefergasexploration, Dank der Einengung des betreffenden Satzes auf Gebäudeschäden.

III.3. Ausblendung von Schadensmechanismen

Offenbar gar nicht weiter betrachtet werden mögliche schädigende Auswirkungen auf die auslösende oder benachbarte Bohrungen oder die Möglichkeit der Aktivierung von Wegsamkeiten. Dieses befremdet umso mehr, als dass gerade beim Musterbeispiel der britischen Bohrung Preese Hall 1 sowohl eine Deformation der Bohrlochauskleidung auftrat als auch hydraulische Verbindungen zwischen einzelnen Frac-Zonen entstanden. Diese Umstände müssten dem Autor durch sein eigenes Wirken an diesem Projekt bestens bekannt sein, werden aber nicht weiter thematisiert.

III.4. Ausblendung der Verpressung

Ebenso irritiert das weitgehende Ausklammern von seismischer Aktivität in Folge der Verpressung von Lagerstättenwasser. Dieses wiegt umso schwerer, als dass einige postulierte Eigenschaften dabei als faktisch von der Realität widerlegt gelten müssen. So endete die beobachtete Seismizität nicht mit dem Einstellen der Verpressung im Fall des bekannten Beispiels des Rocky Mountain Arsenal bei Denver. Vielmehr erreichte die Bebenserie erst danach ihren Höhepunkt mit der stärksten Erschütterung.

Ebenso wurden in den USA noch der Verpressung zugeschriebene Beben über rund 10 Meilen entfernt beobachtet. Insoweit ist auch nicht die Rissausdehnung entscheidend,

sondern bis in welchen Bereich die Porendruckfront reicht. Je nach Abflussrate in die Formation kann diese die Risslänge übersteigen.

Auch steht die mit dem geringen Aufkommen aus der unkonventionellen Förderung begründete Vernachlässigung im Widerspruch zu der Feststellung, dass das Aufkommen je nach betrachtetem Feld stark differiere. Jedenfalls ist festzustellen, dass die drastische Zunahme der mit dem Verpressen assoziierten Erdbeben in Oklahoma erst mit Einsetzen der unkonventionellen Gasförderung begann.

III.5 Irreführende Einordnung

Die Herausstellung von Beben mit einer Magnitude bis zu 3 als äußerst schwach ist bezogen auf tektonische Beben formal zutreffend, vernachlässigt aber, dass diese sich zumeist in erheblich größerer Tiefe (>15 km) mit entsprechend größerer Dämpfung bis zur Einwirkung an der Oberfläche ereignen. Insofern gehen aufgrund der flachen Herdtiefe „klassische“ Beispiele zur Stärkeeinordnung fehl, wenn diese auf „übliche“ tektonische Beben ausgerichtet sind. Leider wird dieser Unterschied im Magnitudenmaß für die Herdstärke und die davon losgelöste Betrachtung der Auswirkungen auf der Oberfläche über die Intensität nicht anschaulich herausgestellt. Insbesondere ist in der Diskussion der vergangenen Jahre zu verzeichnen, dass einstmalige Zuschreibungen nicht möglicher Schäden oder der Spürbarkeitsgrenze anhand jüngerer Berichte über solch induzierte Beben offenbar hinterfragt werden müssen.

Zudem stellt sich im Weiteren dann die Frage, wie Einwirkungen „auf halber Strecke“ auf in Bebennähe vorhandene Bohrungen ausfallen können.

III.6. Vermischung getriggelter und echt induzierter Seismizität

Es verwundert, dass nunmehr keine Unterscheidung vorgenommen wird, ob ein Beben durch einen eingebrachten Spannungsaufbau oder im Wesentlichen nur durch Anstoßen einer bestehenden Vorspannung ausgelöst wird.

III.7. Ampel-System

Es befremdet, dass als Lösung ein Ampelsystem vorgeschlagen wird, wenn der Autor zugleich attestiert, dass eine Effizienz zur Schadenvermeidung nicht nachgewiesen sei. Damit wird die vermeintliche Lösung zur bloßen Spekulation.

Dieses zeigt sich auch an den Erfahrungen bisheriger Ampelsystem-Ansätze. Sowohl in deutschen Tiefengeothermie-Vorhaben waren immer wieder Erschütterungsserien zu beobachten. Als auch im britischen Beispiel der Schiefergasförderung sind wiederholt Erdstöße zu verzeichnen. Das dabei angewandte System hat sich als fragwürdig erwiesen.

So wurde im Kontext des Preese Hall-Bebens zunächst eine Reaktionsschwelle vorgeschlagen, die mit $M_L = 1,7$ das Anlass gebende Beben von $M_L = 2,3$ überhaupt nicht verhindert hätte, da der Sprung ausgehend von $M_L = 1,4$ als stärkstes vorheriges Beben erfolgte.

Insbesondere muss der Autor selbst einräumen, dass eine Reaktionsschwelle übersprungen werden kann. Dieses ist bei der Natur der Beben als sporadische Ereignisse resultierend aus einer plötzlichen Spannungsüberwindung nicht weiter verwunderlich. Unklar bleibt, wie weit die Grenzwerte spontan überschritten werden können. Jedenfalls ist festzustellen, dass die definierten Schwellen bei weitem keine Obergrenzen darstellen.

So wurde im Falle der Bohrung Preston New Road trotz einer „roten“ Schwelle von $M_L 0,5$ in einer Serie von Erdstößen im Jahr 2018 beim Fortsetzen nach einer Frac-Pause zunächst $M_L = 1,5$ erreicht. 2019 wurde gar Lokalmagnitude von 2,9 registriert.

Es zeigt sich anhand der Gegenüberstellung von Einpressvorgängen und beobachteter Seismizität, dass eine Steuerung über die links dargestellten Ampelstufen nicht erfolgversprechend ist. Sowohl ist eine zeitliche Entkoppelung durch nachlaufende Ereignisse zu erkennen. Wie auch das nahezu unvermittelte Einsetzen mit dem größten Stoß beim Fortsetzen der Fracvorgänge. Selbst die auf den ersten Blick niedrige Schwelle von $M_L = 0,5$ kann seismische Ereignisse in der Größenordnung der als kritisch angesehenen Grenze von 3,0 nicht verlässlich verhindern. Dabei wurde der genehmigte Einpressrahmen von bis zu $765 \text{ m}^3/\text{Fracstufe}$ lediglich zu rund 56% beim größten Frac ausgeschöpft.

Auch eine Abschätzung der größtmöglichen Stärke erscheint nicht zuverlässig möglich. Hierzu wurde in der Vergangenheit gerne die Gutenberg-Richter- bzw. Magnituden-Häufigkeits-Verteilung vorgeschlagen, basierend auf empirischer Erfahrung tektonischer Seismizität. Untersuchungen in niedersächsischen Gasfeldern zeigten jedoch eine Unterrepräsentanz kleinerer lokaler Erschütterungen, welche gleichwohl in der Stärke als Auswirkung ferner Beben detektiert werden konnten. Dieses würde eine Unterschätzung der Häufigkeit größerer Ereignisse nach sich ziehen. Auch ist von der Magnituden-Häufigkeitsverteilung nicht zwingend auf eine Vorwarnung durch kleinere Stöße zu schließen. So sorgen größere Ereignisse selbst mit der damit verbundenen Umlagerung durch nachfolgende kleinere Anpassungen an das neue Spannungsregime für einen nennenswerten Teil der kleineren Ereignisse, allerdings als Nachbeben erst zeitlich nachlaufend.

III.8. Erschütterungsgrenzwerte

Die Herleitung einer zu tolerierenden Erschütterungsstärke anhand der DIN 4150 ist erheblich defizitär. Es findet auch keinerlei Vergleich zu anderen Standards statt. So ist die in einem Gebäude auftretende maximale Bodenschwinggeschwindigkeit in erheblichem Maß von den kleinräumigen (zwei bis dreistelliger Meterbereich) lokalen Bodenverhältnissen und der Ankoppelung des jeweiligen Gebäudes an den Untergrund abhängig. Eine Abschätzung anhand weniger Stationsmesswerte ist dabei wenig belastbar. Nicht umsonst verlangt besagte DIN-Norm ausdrücklich die Messung der Einwirkung im jeweils zu betrachtenden Gebäude selbst. Eine vermeintliche Vereinheitlichung über einen auf X Kilometer zur beziffernden Auswirkungsradius ist daher nicht sachgerecht.

Zudem steht die inhaltliche Interpretation der DIN 4150 in Konkurrenz zu ihrem polnischen Gegenstück. Dort werden nicht nur bei vergleichbarer Bauweise andere Schwellenhöhen definiert, sondern auch der qualitative Verlauf unterscheidet sich mittels einer V-Form von der Rampen-Form der DIN 4150, was für die gleichen, zugrundeliegenden Zusammenhänge nicht plausibel ist. Es ist bedarf einer Klärung, welcher der beiden Standards als Stand der Technik anzusehen ist und die Realität besser abbildet.

Zudem ist die Information der Öffentlichkeit über auftretende Schwinggeschwindigkeiten unzureichend. Zumeist ist in den veröffentlichten Daten nicht eindeutig erkennbar, ob es sich um Angaben der größten Richtungskomponente(n) oder räumlichen Zusammensetzung dieser handelt.

III.9. Modellierung des Beispielsystems

Es erscheint fragwürdig, an einem einzigen synthetischen Modell die ausreichende Leistungsfähigkeit des methodischen Ansatzes darlegen zu wollen.

Es wird nicht dargelegt, welche Einsatzgrenzen die jeweilige Modellierung aufweist und wie robust sich diese gegenüber Ungenauigkeiten der Eingangsparameter verhält und wie genau diese in der Praxis überhaupt gewonnen werden können.

Die Annahme, welches Risiko akzeptiert wird, ist nicht präzisiert. Nach Aussage eines LBEG-Mitarbeiters in einer öffentlichen Veranstaltung müsse "schon der Schaden den wirtschaftlichen Nutzen der deutschen Erdgasförderung übertreffen" um auf eine Förderung zu versagen. Ebenso wurde verlautet, dass Gebäudeschäden nicht unter gemeinschädliche Einwirkungen fielen, „solange nicht die Dorfkirche“ dabei einstürze. Anlässlich einer Betriebsplanzulassung einer Förderungsausweitung vertrat die Verfahrensleitung die Auffassung, dass bergbaubedingte Schäden durch den Bergbautreibenden zu ersetzen seien und somit schon per Definition dem Betroffenen

überhaupt kein Schaden entstünde und somit auch keine gemeinschädlichen Einwirkungen vorliegen könnten.

Die Heranziehung der karboniferen Lagerstätte in Großbritannien zur Übertragung auf deutsche Verhältnisse erscheint unzureichend hergeleitet. Eine Exploration auf Schiefergas im Karbon hat hierzulande bislang nicht nennenswert stattgefunden. Es standen vielmehr Vorkommen im Jura oder der Unterkreide bei zumeist etwa 1000 m Tiefe im Mittelpunkt, während das Bowland Shale doppelt so tief liegt.

Ebenso ist der angenommene Frac mit 800 m³ fraglich klein und mit Sicherheit nicht szenarienabdeckend gewählt. So wurde bereits im britischen Schwesterprojekt Preese Hall 2300 m³ pro Fracstufe zugelassen. In der deutschen Bohrung Damme 3 wurden insgesamt 12.000 m³ Fracfluid in drei Fracstufen verwendet.

III.10. Fazit

Es bleibt fragwürdig, ob dieser Ansatz rein vom Schreibtisch weg in der Realität Bestand haben kann. Insbesondere genügt dazu nicht die Darlegung einer günstigen Konstellation unter Idealbedingungen, sondern ein Nachweis der Tauglichkeit auch unter ungünstigen Verhältnissen bzw. eine klare Definition der jeweiligen Voraussetzungen und Einsatzgrenzen. Daneben steht mangels Probevorhaben auch eine praktische Überprüfung aus. Im Ergebnis kann entgegen dem Postulat des Autors gerade nicht von einer gesicherten Grundlage der Beherrschbarkeit ausgegangen werden.

IV. Gutachten Methanemissionen und Szenarien

Richtigerweise stellt das Gutachten heraus, dass sowohl zu Emissionen auf natürlichen Wegsamkeiten wie auch im Nachgang der Förderung durch künstlich geschaffene Umstände eine Bezifferung aufgrund unzureichender Kenntnislage kaum möglich ist. Auch das vorliegende Gutachten vermag diese Kenntnislücken nicht zu schließen. Umso unverständlicher erscheint es daher, dass diese schwierig zu ermittelnden Größen trotz völlig unzureichender Kenntnislage als vernachlässigbar abgetan werden. Dabei ist gerade aufgrund des hohen Treibhauspotentials des Methans dieses ein entscheidendes Kriterium, ob überhaupt ein Vorteil gegenüber anderen fossilen Energieträgern besteht oder wie hoch dieser ausfällt.

IV.1. Erhebliche ungeklärte Diskrepanzen

Im Ergebnis schätzt das Gutachten in Ableitung von amerikanischen Fallbeispielen die Emissionsrate der Förderung auf ca. 1%. Dieses steht in eklatantem Widerspruch zur derzeit vom BVEG angegebenen Emissionsrate von ca. 0,025%. Damit liegt der Wert um

den **Faktor 40 (!) höher** als der bislang für die konventionelle Förderung verzeichnete Wert. Diese erhebliche Abweichung in der Ermittlung wird nicht plausibel erklärt.

Dabei sind in Deutschland schon für die bisherige Förderung vergleichsweise hohe Emissionen zu verzeichnen, jedenfalls wenn man einer Studie im Auftrag des Lobbyverbands „Zukunft Erdgas“ glauben darf. Nach Auswertung der für die Vorkettenemissionen angesetzten Emissionsdaten ergibt sich unter Vernachlässigung des Transports folgender nationaler Vergleich bezogen auf die Gewinnung:

Demgegenüber stehen wiederum nicht nachvollziehbare Schlussfolgerungen in der Ermittlung des vom Autor veranschlagten Wertes. So werden kurzerhand alle Top-down-Studien mit hohen Emissionsraten aus der Betrachtung ausgeschlossen, obwohl sie einander in der tendenziellen Aussage konsistent stützen. Wenn dort aufgrund bestimmter Umstände ein Ausschluss erfolgt, so wäre geboten, diesen nachvollziehbar darzulegen.

Umgekehrt werden hingegen Bottom-Up-Studien mit geringen Emissionsraten nicht ausgeschlossen, obwohl sie wie beispielsweise die EPA-Messungen durchaus substantiell angezweifelt werden.

IV.2. Irreführende Darstellungen zu heutigen Anforderungen

Widerholt lassen sich im Gutachten Darstellungen finden, denen zur Folge der Autor mit der betreffenden Materie nicht vertraut zu sein scheint.

IV.3. Mindesttiefe Fracking-Vorhaben

Es wird fälschlich von einer Mindesttiefe von 3000m für Fracking-Probevorhaben angeführt. Diese Regelung ist schlicht weder existent noch wäre sie in Anbetracht der Teufenlagen von Wealden und Posidonienschiefer zielführend.

IV.4. Anfracken des Deckgebirges

Ebenso fälschlich wird ausgeschlossen, dass Wegsamkeiten in Folge des Frackings überhaupt entstehen können und zudem unterstellt, dass ohnehin ein Sicherheitsabstand einzuhalten sei. Dieses ist schlicht nicht zutreffend. So sah der einstmals von der Wintershall eingereichte und später zurückgezogene Betriebsplan für die Bohrung Düste Z10 ein Anfracken der Deckschichten über ca. 40 m vor.

IV.5. Bestverfügbare Technik / Hydrocarbon-BREF

Widerholt wird in den vorgelegten Gutachten auf Mindestempfehlungen der EU in Form des Hydrocarbon-BREF verwiesen. Die Verfasser dieser Stellungnahme waren selbst

daran als TWG-Member beteiligt. Entgegen dem erweckten Eindruck handelt es sich dabei um völlig unverbindliche Empfehlungen. Weder sind diese in nationale Regelwerke überführt, noch entspringt das BREF der IED-Richtlinie, entfaltet daher keinerlei Bindungswirkung. Es gibt weder für einen potentiellen Betreiber noch einer Zulassungsbehörde eine Verpflichtung, den dortigen Empfehlungen zu folgen. In Verbindung mit der Natur der gebundenen Entscheidungen im Bergrecht und der weitestgehend abgeschlossenen Versagensgründe besteht hier auch kein Spielraum.

IV.6. Stand der Technik

Es findet im Gutachten keine handhabbare Definition des Standes der Technik mit konkreten Maßnahmen statt. Stattdessen wird die Einhaltung bestmöglicher Standards vielfach in den Schlussfolgerungen vorausgesetzt. Dabei bleibt der Inhalt völlig unbestimmt. Hier wäre es Aufgabe der Expertenkommission gewesen, nicht nur irgendwelche Regelungen von irgendwo zusammenzutragen, sondern diese hinsichtlich ihrer jeweiligen Eignung zu bewerten und einen eindeutigen Stand zu definieren.

Soi zeigte sich beispielsweise im Fachgespräch zu Umweltauswirkungen der Erdöl- und Erdgasförderung des niedersächsischen Umweltministeriums, dass beispielsweise der BVEG-Leitfaden zur Bohrungsintegrität allenfalls den allgemein anerkannten Regeln der Technik, nicht aber dem Stand der Technik entsprechen mag. Entgegen der augenscheinlichen Praxis des deutschen Bohrlochbergbaus ist damit nicht bloß das „allgemein übliche“ zu verstehen.

Leider zeigte sich dabei auch, dass die Bergbehörden offenbar keine Veranlassung sehen, eine Befolgung des Stands der Technik durchzusetzen. Auf die Frage, wie sie denn bei Betriebsplanzulassungen auf gegebenenfalls erforderliche Einhaltung des Stands der Technik prüfen würden, folgten Ausflüchte der niedersächsischen Bergbehörde. Zunächst verwies diese auf „zuständige Gremien“, vermochte diese aber auf wiederholte weitere Nachfragen nicht zu benennen. Stattdessen wurde dann die Auffassung vertreten, dass es gar nicht der Bergbehörde obläge, den Stand der Technik sicherzustellen. Vielmehr sei ja der Betreiber der Adressat der bergrechtlichen Anforderungen. Da würde die Bergbehörde nur die (nicht)Einhaltung verwalten, nicht aber diese einfordern müssen.

IV.7. Keine Emissionspfade aus der Lagerstätte

Vermeintlich anschaulich, jedoch inhaltlich nicht zutreffend wird eine Unmöglichkeit des Austritts von Stoffen aus dem Lagerstättenbereich entlang von vorhandenen oder geschaffenen Wegsamkeiten aufgrund eines Druckgefälles postuliert.

Zwar stellt sich durchaus beim Ausströmen des Gases ein Druckgefälle zum Bohrloch hin ein. Dieses muss aber keineswegs einer Freisetzung auf anderem Wege entgegenstehen.

So stehen die hierzulande vorzufindenden Lagerstätten gemeinhin unter einem Überdruck von einigen Dutzend bar gegenüber einem hydrostatischen Druck, wie er in einer solegefüllten Wegsamkeit anzutreffen wäre.

Zudem muss die Wegsamkeit nicht dem Nahbereich des Förderrohres entspringen, sondern kann auch am Ende der Rissbildung bei Kontakt zu einem durchlässigen Leiter auftreten. Die Lagerstätte ist zudem nicht als undurchlässig anzusehen. Was bei Schiefer vielleicht noch zutreffen mag, ist bei Kohleflözvorkommen keineswegs sichergestellt. Hier muss auch eine Rissbildung nicht zwingend am Deckgebirge aufgrund von Fluidabflüssen stoppen.

Auch ist ein nennenswertes Druckgefälle in der Lagerstätte fördertechnisch nicht wünschenswert. Führt dieses doch zu zusätzlichem Aufwand zu Kompression. Auch die Nutzung des Joule-Thompson-Effekts zur Gaskühlung setzt eine gedrosselte Strömung mit nicht allzu viel Druckabfall innerhalb der Lagerstättenwegsamkeiten voraus. Eine vorzeitige Entspannung durch ein hohes untertägliches Druckgefälle bei hoher Strömungsgeschwindigkeit lässt hingegen Lagerstättenkondensat bereits im Förderrohr ausfallen.

Daneben existieren selbstverstärkende Mechanismen, die – beispielsweise bei einem Druckanstieg während einer Förderunterbrechung einmal gestartet – zu einer verstärkten Strömung über die Wegsamkeit führen. So sorgt ein beginnender Zutritt von Gasen für eine weitere Abnahme des hydrostatischen Drucks am Zutrittspunkt zur Wegsamkeit. Steigen die Gasblasen erst einmal auf, expandieren sie zudem in Folge der Druckabnahme und verdrängen weitere Teile der hydrostatischen Säule, was zu weiterer Druckabnahme am Zutrittspunkt und verstärktem Gaszutritt führt.

Ebenfalls nicht betrachtet wird die Möglichkeit der Bildung von Wegsamkeiten durch seismische Einwirkungen. Sei es durch Reaktivierung von Störungen oder auch durch Schäden an der Bohrlochauskleidung bis hin zum völligen Abscheren einer Bohrung, wenn eine Bewegungsebene durch sie verläuft.

Ferner hat sich gezeigt, dass bereits moderate Dichteunterschiede in Fluidsäulen letztlich zu einem unbeabsichtigten Aufbrechen von Gesteinen führen können. So erfolgte im Beispiel des Kavernenschadens in Gronau der Ölaustritt aus dem nur rund 200m tief gelegenen Leck am Kavernenrohr durch Aufbrechen des angrenzenden Gesteins, bis letztlich ein Austritt an der Oberfläche zu verzeichnen war.

IV.8. Fracfluide

Auch für die Fracfluide wird nicht beachtet, dass diese keineswegs auf Wasser basieren müssen. Die einst für ihren geringen Chemikalienanteil propagierten Slickwater-Rezepturen sind dabei nicht zwingend repräsentativ und keinesfalls szenarienabdeckende

Beispiele. Dass ExxonMobil in Deutschland nur noch zwei Chemikalien verwendet, ist insofern unzutreffend, als dass dieses Unternehmen seither überhaupt nicht mehr gefrackt hat, mithin also besagte Rezeptur zugleich noch nie verwendet hat. Zudem ist derzeit ein Trend zu anderen Fracfluid-Systemen zu beobachten. So nehmen insbesondere Gel- und Schaumfracs zu, welche zumeist mit einer geringeren Dichte der Fracflüssigkeit aufwarten. Auch andere Fracflüssigkeiten wie Methanol oder Erdöldestillate weisen eine deutlich geringere Dichte als die Tiefenwässer auf und haben somit ein dem Auftrieb geschuldetes Bestreben zur Oberfläche, während sie zugleich die Gewichtskraft der hydrostatischen Säule mindern.

Mit freundlichen Grüßen
für den BBU

Oliver Kalusch
(Mitglied des Geschäftsführenden Vorstands des BBU)