



**An das
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**

Email: BUERO-IVB1@bmwi.bund.de

Nur per Email

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

6.4.2021

Beantwortung der Fragen zum Regelungspaket Fracking

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit Datum vom 12.3.2021 haben Sie uns Gelegenheit gegeben, an der Evaluierung zum Regelungspaket Fracking teilzunehmen, indem Sie uns Fragen schickten, die wir beantworten können. Die Fragen und ihre Beantwortung finden Sie nachfolgend. Für die Gewährung einer Nachfrist danken wir Ihnen.

Das Regelungspaket Fracking besteht aus den folgenden Rechtsnormen zur Änderung von Gesetzen bzw. Verordnungen:

1. Gesetz zur Änderung wasser- und naturschutzrechtlicher Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung bei den Verfahren der Fracking-Technologie
2. Gesetz zur Ausdehnung der Bergschadenshaftung auf den Bohrlochbergbau und Kavernen
3. Verordnung zur Einführung von Umweltverträglichkeitsprüfungen und über bergbauliche Anforderungen beim Einsatz der Fracking-Technologie und Tiefbohrungen

Die Grundlage der Evaluierung stellt dabei die Passage im damaligen Gesetzentwurf der Bundesregierung dar:

„Die Wirkungen und Kostenfolgen der Umsetzung der wasser-, naturschutz- und bergrechtlichen Vorschriften zur Untersagung und zur Risikominimierung insbesondere bei den Verfahren der Fracking-Technologie sowie die Erreichung der mit dem Vorhaben

beabsichtigten Ziele werden 4 Jahre nach Inkrafttreten evaluiert. Die Evaluierung soll die Erkenntnisse der Expertenkommission berücksichtigen."

Hierzu möchten wir zuerst feststellen, dass die Expertenkommission i.S.v. § 13a Abs. 6 S.1 WHG ihre Aufgabe zur Reduzierung der Gefahren durch Fracking nicht erfüllen konnte. Denn dazu hätte sie die vier Erprobungsmaßnahmen i.S.v. § 13a Abs. 2 S. 1 WHG wissenschaftlich begleiten und auswerten müssen. Ziel der Erprobungsmaßnahmen i.S.v. § 13a Abs. 2 S. 1 WHG wäre es gewesen, die Auswirkungen auf die Umwelt, insbesondere den Untergrund und den Wasserhaushalt, wissenschaftlich zu erforschen. Da erstens die Expertenkommission die Anforderungen an derartige Erprobungsmaßnahmen nicht im Vorfeld festgelegt hat und zweitens kein Unternehmen einen Antrag auf eine Erprobungsbohrung gestellt hat, konnten die notwendigen Erkenntnisse nicht gewonnen werden. Die auf der Grundlage der Empfehlungen der Expertenkommission in Auftrag gegebenen drei Gutachten (Methanemissionen und Szenarien, Monitoringkonzepte Grundwasser und Oberflächengewässer, induzierten Seismizität bei der Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus unkonventionellen Lagerstätten) beruhen im Wesentlichen auf Erkenntnissen aus anderen Staaten und sind nicht auf Deutschland übertragbar. Zudem ist das Gutachten zur induzierten Seismizität zwar abgenommen, aber nicht veröffentlicht worden. Desweiteren ist unklar, welche Erkenntnisse die Kommission selbst aus diesen Studien gezogen hat. Die Ermittlung des Standes der Technik bzw. dessen Weiterentwicklung in Deutschland ist auf dieser Grundlage nicht möglich. Mithin ergeben sich hieraus keine Erkenntnisse, die für die Evaluierung Berücksichtigung finden könnten.

Zu den Fragen:

Allgemein:

Hat die Umsetzung der Vorschriften des Regelungspakets Fracking zu einer Risikominimierung geführt? In welchen Fällen?

Für Fracking in Schiefer-, Ton-, Mergel und Kohleflözgestein hat das Regelungspaket Fracking insoweit zu einer Risikominimierung geführt, dass derartige Vorhaben nicht durchgeführt werden. Denn in diesen Gesteinsschichten ist es – mit Ausnahme der vier Erprobungsmaßnahmen, die nicht durchgeführt wurden – untersagt.

Für die anderen Gesteinsschichten wie Tight-Gas-Reservoirs existieren gebietsbezogene Einschränkungen, z.B. ein Verbot des Frackings in Wasserschutzgebieten. Damit ist Fracking aber auf über 60 % der Fläche Deutschlands möglich. Dies ist keine Risikominimierung hinsichtlich des Verfahrens an sich, sondern lediglich eine Risikoreduzierung durch einen teilweisen Ausschluss von Flächen.

Allerdings versuchen Betreiber und Bergbehörden, den Begriff des Frackings zu vermeiden bzw. Frac-Vorgänge als einen Vorgang jenseits der Aufsuchung und Gewinnung von Gas einzuordnen. So wurde Mitte Januar 2019 von der Wintershall Holding GmbH in Barnstorf im niedersächsischen Landkreis Diepholz Lagerstättengestein hydraulisch aufgebrochen. Ohne wasserrechtliches Verfahren, vorherige Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und

Öffentlichkeitsbeteiligung hatte das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) den Betriebsplan für die Frac-Maßnahme bei der Bohrstelle Düste Z10 zugelassen. In der Folge hat die niedersächsische Landesregierung versucht, diese Praxis in einer Antwort auf Fragen von zwei Landtagsabgeordneten mit einer befremdlichen Begründung zu legitimieren.

Für die Fracking-Maßnahme bei Düste Z10, die als Drucktest bezeichnet wird, wird zwar festgestellt, dass er Risse im Gestein erzeugt. Aber er soll weder der Aufsuchung noch der Gewinnung zuzurechnen sein, so dass keine UVP und keine Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich seien. Letztlich stellt sich hier in logischer Konsequenz die Frage, ob dafür dann überhaupt eine Betriebsplanpflicht besteht oder nicht gar ganze Tiefbohrungen mit dem vorgeblichen Ziel der Datensammlung abseits unmittelbarer Kohlenwasserstoffnachweise vollauf aus dem Anwendungsbereich des BBergG fielen, wenn solcher geologischer Erkenntnisgewinn über die Lagerstättenmechanik aufgrund seiner Mittelbarkeit weder der Aufsuchung noch einer Gewinnung zuzurechnen seien.

Dies stellt einen Präzedenzfall zur Umgehung des Fracking-Regelungspakets dar. Hier gilt es, rechtliche Klarstellungen vorzunehmen, um zu verhindern, dass das Verbot von Fracking in bestimmten Gesteinsschichten unterlaufen wird. Anderenfalls könnte so ein Einfallstor für Fracking ohne öffentliche Kontrolle geschaffen werden.

Zudem werfen auch die Regelungen von § 1 S. 1 Nr. 10 UVP-V Bergbau in der Praxis erhebliche Probleme auf. So werden die standortbezogene Vorprüfung und die allgemeine Vorprüfung beim Übergang von der Aufsuchung zur Gewinnung häufig unzulässig vermengt. Desweiteren wird auch bei gefährlichen Gemischen wie Sauer gas, welches das akut toxische (Kategorie 2) Gas Schwefelwasserstoff enthält, die mögliche Gesundheitsgefahr negiert oder in der Vorprüfung erst gar nicht betrachtet. Grundsätzlich ist festzustellen, dass eine Vorprüfung so gut wie nie zu einer UVP führt, so dass die Bestimmung über die Vorprüfung ins Leere läuft. Daher sollte bei den beiden unter § 1 S. 1 Nr. 10 UVP-V Bergbau aufgeführten Fällen eine UVP verbindlich vorgeschrieben werden.

Insbesondere eine Privilegierung von Aufsuchungsbohrungen ist nicht nachvollziehbar. In aller Regel werden in der Erdöl- und Erdgasförderung Aufsuchungsbohrungen zum Lagerstättennachweis in technisch gleicher Weise wie Gewinnungsbohrungen ausgeführt und bei Fündigkeit als solche genutzt. Zusammen mit der großzügigen Auslegung des Begriffs der „Teilfeldsuchbohrung“ und ihrer Zurechnung zur Aufsuchung wird für einen erheblichen Teil der Bohrungen schon die Vorprüfung gegenüber einer Gewinnungsbohrung einerseits sachfremd auf besonders sensible Standorte beschränkt, andererseits aber auch im Betrachtungsumfang zergliedert und das Vorhaben nicht als Gesamtprojekt erfasst. So wird in der Praxis des LBEG die Bohrplatzeinrichtung als separate Betriebsplanzulassung vorweggenommen und aus der UVP-Betrachtung gelöst. Ebenso wird die Förderung als das bloße Strömenlassen des Gases abseits etwaiger Bohrtätigkeit, Bohrlochbehandlungen oder Workover-Arbeiten gleich welcher Art betrachtet. Soweit überhaupt eine Nachbetrachtung bei der Aufnahme der Gewinnung vorgenommen wird, legt man dieser lediglich die Verschlechterung gegenüber dem Zustand der Aufsuchungsbohrung zugrunde. Damit wird letztlich die Standortabhängigkeit der Aufsuchungsbetrachtungen auch entgegen den allgemeineren Anforderungen in den Gewinnungsbetrachtungen fortgeschrieben.

Eine etwaige angestrebte Differenzierung innerhalb der Öl- und Gasbohrungen ist dabei sachgerechter weniger über die Frage der Aufsuchung oder Gewinnung zu regeln, sondern anhand des Merkmals, ob eine Aufsuchungsbohrung außerhalb höffiger Standorte als rein stratigrafische Erkundung und Probengewinnung niedergebracht wird, dabei jedoch von vornherein unter Ausschluss einer Nutzung zur Förderung steht. Damit wären beispielweise Erkundungsbohrungen kleinen Kalibers an Standorten mit oberflächennahem Auftreten interessanter Horizonte privilegiert, ohne eine Umgehungsmöglichkeit für verkappte Gewinnungsvorhaben zu schaffen.

Die Auffangklausel für Bohrungen tiefer 1000 m wird wiederum in der Verwaltungspraxis rein auf die Bohrtätigkeit, nicht aber das Gesamtvorhaben und schon gar nicht dessen Wechselwirkung wie die induzierte Seismizität aufgrund der gemeinsamen Gesamt-Entgasung über mehrere Bohrungen hinweg betrachtet.

Im Ergebnis all dieser kreativen Interpretationen der UVP-Anforderungen steht somit kein dem Sinn einer UVP entsprechender umfassender Ansatz zur Beurteilung der Auswirkungen der Gasförderung, sondern eine Salami-Taktik, in welcher relevante Aspekte immer in gerade nicht betrachteten Verfahrensschritten geregelt werden sollen. Insbesondere werden in UVP-pflichtigen Rahmenbetriebsplanverfahren auch auf expliziten Antrag hin nicht die umweltrelevanten Inhalte vorbereitend bereits erteilter oder gar parallel zum Rahmenbetriebsplanverfahren laufender Sonderbetriebsplanzulassungen zugänglich gemacht. Umweltrelevante Inhalte werden somit in der Praxis des LBEG systematisch den Betrachtungen einer zur bloßen Formalie über eine inhaltsleere Rahmenbetriebsplanhülle verkommenden Alibi-UVP entzogen.

Zur Schaffung eines unmissverständlichen Rechtsrahmens verweisen wir daher auf das vom hauptsächlich betroffenen Land Niedersachsen bereits im letzten Sommer im Bundesrat eingebrachte Ansinnen, eine UVP-Pflicht für alle Kohlenwasserstoffbohrungen einzuführen. Siehe hierzu BR-Drs. 423/20 und 422/20.

Haben die Regelungen die Entwicklung der Fracking-Technologie beeinflusst?

Mangels Vorhaben ist keine technische Weiterentwicklung über den zum Zeitpunkt des Gesetzespakets gegebenen Stand hinaus ersichtlich.

Wir weisen insbesondere darauf hin, dass die technischen und Risiko-bezogenen Aspekte der Fracking-Technik oftmals einer weit differenzierteren Betrachtung bedürfen, als es in der politischen Debatte transportiert wird. So stehen die Eigenschaften etwaiger Fracfluide in großer Abhängigkeit zu den Parametern der Lagerstätte. Deutlich höhere Temperaturen und Drücke in Tightgas-Lagerstätten stehen beispielsweise dem dortigen Einsatz gern als nahezu unbedenklich gepriesener Schiefergas-Fracrezepturen auf chemischer Seite entgegen. Im Jahresbericht 2018 des „North European Oil Royalty Thrusts“ wird folglich für die Bohrung „Jeddeloh Z1“ auf das Erfordernis von teuren Schaum- oder Gel-Rezepturen für ein etwaiges Fracken verwiesen.

Innovationen der letzten Jahre betrafen vorrangig andere Bereiche, wie die Etablierung von Multilateral-Bohrungen mit mehreren gleichzeitig betriebenen Ablenkungen aus einer Stammbohrung. Eine diesbezüglich bessere und kosteneffizientere Erschließbarkeit von Lagerstätten senkt im Ergebnis eher den Bedarf an Frac-Behandlungen.

Haben die Regelungen Einfluss auf die Bereitschaft von Vorhabenträgern gehabt, die Fracking-Technologie zu verwenden?

Es ist festzustellen, dass gemeinhin versucht wird, auf andere Bezeichnungen auszuweichen. So wurde ein Aufbrechen in der Lagerstättenzunge der Bohrung Düste Z10 als „Drucktest“ deklariert. Auch diesbezügliche Pressestatements und Landtags-Antworten der niedersächsischen Landesregierung sowie UIG-Auskünfte des LBEG versuchen den im Befahrungsprotokoll des Bergamts dokumentierten Umstand des erfolgten Aufbrechens soweit wie möglich zu kaschieren oder zumindest zu relativieren.

Die kanadische Firma Vermilion beteuerte in der Vergangenheit auf die Frage zum Fracking wiederholt, keine Schiefergasproduktion anzustreben. Sie behält sich Fracking anderer Lagerstätten bei näherer Betrachtung jedoch ausdrücklich vor. Zum letzten offiziellen Frac-Vorgang 2014 in der Bohrung Barth 11 der ebenfalls kanadischen Firma Central European Petroleum, sprach diese stets von einem „Anschließen der Bohrung“ an die Lagerstätte und versuchte vor der Medienöffentlichkeit einen real nicht gegebenen Unterschied zum Fracking-Begriff zu etablieren.

Mit den Änderungen im Wasser- und Naturschutzrecht und der UVP-V Bergbau sollten mögliche Risiken des Frackings gegenüber den bislang geltenden Vorschriften des Berg- und Umweltrechts deutlich strengere Spezialregelungen geschaffen werden. Das Regelungspaket sollte den Schutz der Gesundheit, des Grundwassers und von Schutzgebieten nach dem BNatSchG zuverlässig und umfassend gewährleisten. Wurde dieses Ziel unter Berücksichtigung der bisherigen Anwendungsfälle der neuen Vorschriften Ihrer Einschätzung nach erreicht?

Dieses Ziel wurde zum großen Teil nicht erreicht.

So ist Fracking in Tight-Gas-Reservoirs außerhalb gewisser Schutzgebiete weiterhin problemlos möglich, wie die Regelungen in § 13a Abs. 1 WHG zeigen.

Zudem können diese Regelungen dadurch umgangen werden, dass bergbautechnische Vorgänge jenseits der Aufsuchung und Gewinnung kreativ definiert werden (b. B. bei Düste Z 10, s.o.).

Zwar ist die Errichtung von Anlagen zur Aufsuchung oder Gewinnung von Erdöl oder Erdgas mittels Fracking in Naturschutzgebieten verboten (§ 23 Abs. 3 BNatSchG) verboten. Es kann jedoch von außen in diese Gebiete hineingebohrt werden und damit in Naturschutzgebieten gefrackt werden. Entsprechendes gilt für Nationalparke (§ 24 Abs. 3 S. 2 BNatSchG). Für Natura 2000-Gebiete gilt diese Einschränkung sogar nur für Fracking im Schiefer-, Ton-, Mergel- oder Kohleflözgestein. In Natura 2000-Gebieten kann damit in

Tight-Gas-Reservoirs gefrackt werden. Dies stellt keinen Schutz dar für den Schutz der Natur wichtigen Gebiete dar.

Grundsätzlich ist festzustellen, dass eine UVP lediglich verfahrensrechtliche Bedeutung hat; zusätzliche materielle Anforderungen können durch sie nicht festgelegt werden. Damit führt sie zwar zu einer Öffentlichkeitsbeteiligung, materiell kann sie aber nicht über die Bestimmungen des Fachrechts hinausgehen. Zudem sind die Regelungen für die Durchführung einer UVP für Fracking zu unbestimmt bzw. nicht vorhanden, um einen angemessenen Prüfumfang zu gewährleisten. In der Praxis bleiben UVP hinsichtlich der Aufsuchung und Gewinnung von Erdöl und Erdgas daher in der Regel oberflächlich und ohne Aussagekraft.

Zudem sind die Bestimmungen der §§ 22a – 22c ABergV zur Ergänzung heranzuziehen. Diese sind allgemein gehalten und zu unbestimmt, um klare technische Anforderungen festzulegen. Notwendige Verwaltungsvorschriften des Bundes fehlen hierzu. Auch die Tiefbohrverordnungen verschiedener Bundesländer schließen diese Lücke nicht,

Dies gilt erst recht für Dokumente von Branchenvereinigungen wie der Technischen Regel Bohrungsintegrität des BVEG. Diese stellt nicht den Stand der Technik, sondern die weniger ambitionierten Regeln der Technik dar. Zudem werden derartige Dokumente nicht in pluralistisch zusammengesetzten Gremien, an denen beispielsweise auch die Umweltverbände beteiligt sind, entwickelt. Insofern existiert kein Schutz der Gebiete durch ein dichtes, anspruchsvolles und verbindliches untergesetzliches Regelwerk.

Gibt es eine ausreichende Anzahl von Vorhaben unter Verwendung der Fracking-Technologie, um die Regelungen zu bewerten?

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass Bohrungen und Bohrtechniken unter Einsatz der Fracking-Technik sehr unterschiedlich sein können. Von einzelnen Vorhaben auf die Gesamtheit zu schließen, ist aber nicht möglich, wenn ein Gefahrenausschluss vorgenommen werden soll. Für Fracking im Schiefer-, Ton-, Mergel und Kohleflözgestein liegen keine für Deutschland spezifischen Daten vor. Eine Freigabe für Fracking wäre auf dieser Grundlage nicht verantwortbar.

Zwar gibt es eine dreistellige Zahl von Bohrungen unter Einsatz der Fracking-Technik in Tight-Gas-Reservoirs. Doch es fehlt eine systematische Auswertung. Dies gilt gleichermaßen losgelöst von der Fracking-technik auch für die Auswertung von sonstigen Schadensereignissen und der Prüfungen von Sachverständigen. Ein Stakeholderdialog der niedersächsischen Landesregierung offenbarte gravierende Mängel in der systematischen Erfassung und Auswertung von Schadensereignissen oder Beinahe-Ereignissen. So gab es bislang entgegen der gern bemühten Darstellung, dass im Bergbau nichts ohne Betriebsplan funktioniere und Abweichungen von diesem unverzüglich zu melden seien, keinerlei Meldepflicht über Schäden an Barriereelementen der Bohrlochauskleidung, solange noch kein vollständiger Integritätsverlust vorlag. Korrosionsschäden wurden nur sporadisch bekannt. Eine systematische Fehleranalyse ist jedoch im Sinne dauerhafter Dichtigkeit der Bohrungen unerlässlich.

Hierzu sollte eine Kommission auf Bundesebene eingerichtet werden, die pluralistisch zusammengesetzt ist und auch Vertreter*innen der Umweltverbände und der Bürgerinitiativen umfasst und sich sowohl mit der Aufarbeitung von Schadensfällen wie auch der Analyse der Prüfberichte der Sachverständigen befasst.

Zur Verdeutlichung weisen allein die Jahresberichte des North European Oil Royalty Thrusts, welcher Förderzinsansprüche aus den Feldern des Exxon-Ablegers „Oldenburgischen Erdölgesellschaft“ (OEG) verwaltet, bei knapp 100 offenen Erdgas-Bohrungen in den letzten Jahren eine stattliche Liste an Vorfällen aus:

Visbek Z16a: Casing Collapse in 2013
Doetlingen Ost Z2: Verzögerung bei Komplettierung
Oythe Z2: Casing Collapse
Oythe Z3: Casing Collapse, aufgegeben
Oythe Z3a: Fertigstellung verzögert sich
Goldenstedt Z25 1.Loch: Aufgegeben aufgrund technischer Probleme
Goldenstedt Z25 2.Loch: Lagerstättenschädigung durch Bohrpülung
Hengstlage Nord Z5a: Casing Collapse
Hengstlage Nord Z8: Casing Collapse
Goldenstedt Z7: Bohrstrang fest und aufgegeben
Goldenstedt Z7a: eine Fracstufe fehlt gegenüber Planung.
Goldenstedt Z9: Korrosionsschäden obertägig
Goldenstedt Z23: Korrosionsschäden obertägig.

In Anbetracht der nach wie vor erheblichen Mängel in der Sicherheitskultur ist es zum jetzigen Zeitpunkt aus Gründen des Vorsorgeprinzips nicht zu verantworten, Fracking zu erlauben.

Zum WHG:

Wie viele Fälle konventionellen Frackings gab es, in denen die Neuregelungen des Wasserhaushaltsgesetzes Anwendung gefunden haben?

Es sind uns keine realisierten Vorhaben unter Beachtung der Neuregelungen bekannt. Der Frac-Vorgang der Erdölbohrung Barth 11 erfolgte noch unter alter Rechtslage. Bei dem 2019 erfolgten Aufbrechen von Gestein der Bohrung Düste Z10 wird hingegen kurzerhand die Anwendbarkeit der frackingspezifischen Vorschriften von der Bergbehörde negiert.

Sofern dies für die Wirtschaft zu Mehrkosten geführt hat, teilen Sie bitte mit, welche Mehrkosten entstanden sind.

Uns liegen keine Informationen vor. Gleichsam befremdet die Fragestellung, als hier immanent von einer beliebigen Verschmutzbarkeit eines Gemeinguts als natürlicher Grundfreiheit ausgegangen wird, demgegenüber den natürlichen Zustand bewahrende Beschränkungen oder Auflagen als Kostenlast aufgefasst werden.

Gab es Vorhaben, die aufgrund dieser Anforderungen eingestellt werden mussten bzw. nicht durchgeführt werden konnten? Welche Kosten sind der Wirtschaft hieraus erwachsen?

Im Bereich der Gasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten (Schiefergas) hatte ExxonMobil den Bohrplatz Nöpke 2 in der Region Hannover in einem Wasserschutzgebiet errichtet, die Bohrung jedoch noch nicht abgeteuft. Mit dem Fracking-Paket entfiel eine notwendige Genehmigungsgrundlage für Frac-Behandlungen formal. Zuvor jedoch waren bereits 2012 Wasserschutzgebiete mit der Empfehlung des von ExxonMobil selbst initiierten und getragenen Expertenkreises ausgeklammert worden.

Darüber hinaus ist insgesamt festzustellen, dass derzeit anscheinend an einer Schiefergas-Exploration durch die einstmals involvierten Unternehmen kein Interesse besteht. So sind die diesbezüglichen Aufsuchungsflächen mittlerweile weitestgehend zurückgegeben worden bzw. ausgelaufen. Sofern Flächen weiterbestehen, erklärt sich deren Aufsuchungstätigkeit in aller Regel in den dort auch vorhandenen konventionellen Vorkommen.

Auch über Jahre hinsichtlich der Ergebnisklassifikation in der Schwebe gehaltene Bohrungen wie Damme 2 und die einzige hierzulande gefrackte Schiefergasbohrung Damme 3 sind inzwischen als „nicht fündig“ verfüllt worden. Ebenso als nicht fündig verfüllt wurde „Oppenwehe 1“, in der einstmals sogar eine Frac-Behandlung durch die Bezirksregierung Arnsberg als nordrhein-westfälische Bergbehörde bereits genehmigt war, aber nicht umgesetzt wurde.

Auch die im Grunde Frac-bereit abgelenkte Bohrung Lünne 1a wurde seit dem Fracking-Paket nicht als Erprobungsvorhaben herangezogen.

Darüber hinaus wurden mehrfach schiefergashöfliche Schichten erbohrt, ohne dass die jeweilige Bohrung im Nachgang zu deren Förderung eingesetzt wurde.

Allerdings könnte dieses Interesse schnell wieder aufleben, wenn das in § 13a Abs. 1 S. 1 Nr. 1 WHG festgelegte Verbot aufgehoben würde.

Zum BNatSchG:

Sind Ihnen Fälle bekannt, in denen die Vorschriften der §§ 23 Abs. 3, § 24 Abs. 3 und § 33 Abs. 1a BNatSchG zur Anwendung gekommen sind? Wie viele?

Die Anforderungen werden in der Praxis unterlaufen. So befinden sich die Verpresstellen Wietingsmoor H1 und Wietingsmoor H2 als bestehende Bohrungen in einem Naturschutzgebiet, wo das eigentliche Einleiten erfolgt, während das Lagerstättenwasser mittels Pipeline zugeführt wird. Die benachbarte Bohrung Wietingsmoor H3 hingegen liegt außerhalb und wurde einer Totalsanierung der obertätigen Anlagen gleichsam einer neuen Versenkbohrung unterzogen und dient als LKW-Terminal.

Sofern dies für die Wirtschaft zu Mehrkosten geführt hat, teilen Sie bitte mit, welche Mehrkosten entstanden sind.

Uns liegen keine Informationen vor.

Gab es Vorhaben, die aufgrund der Vorschriften der §§ 23 Abs. 3, § 24 Abs. 3 und § 33 Abs. 1a BNatSchG eingestellt werden mussten bzw. nicht durchgeführt werden konnten? Welche Kosten sind der Wirtschaft hieraus erwachsen?

Zur grundsätzlichen Problematik dieser Regelungen wird auf die oben gemachten Ausführungen verwiesen.

Da über derartige Vorhaben in der Regel im Vorfeld von Zulassungsverfahren entschieden wird und sowohl Antragsteller wie Behörden keine Statistiken hierzu offenlegen, liegen uns keine Informationen hierüber vor.

Über die Mehrkosten kann nur die Wirtschaft Auskunft geben. Da die Entscheidung hierüber aber früh fallen dürfte, dürften keine nennenswerten Kosten entstanden sein.

Gab es Fälle, in denen Ordnungswidrigkeitsverfahren gem. § 69 Abs. 3 Nr. 4a BNatSchG durchgeführt wurden und wenn ja wie viele und welche Mehrkosten sind dadurch entstanden?

Auch hierüber liegen keine aussagekräftigen Informationen vor. Zu kritisieren ist dabei insbesondere die fehlende Bereitschaft von Bergbehörden wie dem niedersächsischen LBEG, diese Informationen offenzulegen. Zu unterscheiden ist dabei auch zwischen der Erfüllung eines Ordnungswidrigkeitstatbestands und der Ahndung durch die zuständige Behörde. Auch dieser Sachverhalt sollte im Rahmen der Evaluierung geklärt werden.

Zur UVP-V Bergbau:

Gab es bei Ihnen Fälle des konventionellen Frackings, in denen die neuen Vorschriften der UVP-V Bergbau Anwendung gefunden haben? Wie viele?

Nein, hierzu mangelt es an Vorhaben. Für „Düste Z10“ wurde auch die UVP-Pflicht wie schon die WHG-Anforderungen kurzerhand für nicht einschlägig deklariert.

Hier bedarf es dringend einer Klarstellung, dass Vorhaben vollumfänglich zu betrachten sind, insbesondere auch in Ihren vorbereitenden Schritten und nicht wie hier offenbar angestrebt das eigentliche produktive Aufbrechen losgelöst betrachtet wird von der damit einhergehenden Datenerhebung mittels kleinerem Vorfrac und wiederum im Ganzen losgelöst vom Abteufen der Bohrung als solches.

Als bereits vor Jahren gefrackte Bohrung „Goldenstedt Z23“ erfolgte zwischenzeitlich eine Fördermengenerhöhung über 500.000 m³/d hinaus. Auch hierbei wurden massive Mängel in der praktischen Handhabung der UVP-Regelungen durch die Bergbehörden festgestellt:

- Als Doppelförderplatz überstieg die gemeinsame Produktion auch bisher schon die 500.000 m³/d-Schwelle
- Das LBEG lagert originäre Aufgaben der Verfahrensführung an den Antragsteller aus und lässt von diesem das Protokoll des Erörterungstermins fertigen.
- Nach Auffassung des LBEG beginnt das Verfahren mit der Antragstellung, folglich fällt das Scoping aus dem Verfahrensumfang heraus.
- Zum Scoping-Termin existiert als Protokoll nur ein Aktenvermerk zum Rahmen der Veranstaltung; vorgebrachte Anträge unseres Vertreters fehlen, wie im Ergebnis einer Akteneinsicht festzustellen war.
- Eine angrenzend zum im Wasserschutzgebiet gelegenen Doppelförderplatz vorgefundene Quecksilberkontamination wurde lediglich aufgrund einer dem Betreiber plausibel erscheinenden Übertragung von an anderen Plätzen hergeleiteter Verschleppung über das Schuhwerk ausschließlich der nicht gegenständlichen Bohrung Goldenstedt Z9 zugeschrieben und ohne belastbare Untermauerung dieser These aus weiteren Betrachtungen ausgeklammert.
- Vor abschließender Genehmigung wurde zunächst knapp zwei Jahre der vorzeitige Beginn ermöglicht, während die Jahresberichte des North European Oil Royalty Thrusts von zwischenzeitlich zu behebbenden schweren Korrosionsschäden berichten. Offenbar wurde hier seitens des LBEG ein Platzhalter zum überhaupt erst Herbeiführen der eigentlichen Genehmigungsfähigkeit geschaffen während im Erörterungstermin vorgebrachte Bedenken zum technischen Zustand mittels „Beweis durch Behauptung“ entkräftet wurden. Die Verfahrensleitung stellte kurzerhand fest, dass die Bohrung bereits aus dem Umstand, dass sie einstmals vom LBEG genehmigt worden sei, rundum mängelfrei sein müsse da anderenfalls die Genehmigung hätte versagt werden müssen.

Im Bereich der Lagerstättenwasserversenkung sind 2017 zwei Vorhaben der ExxonMobil (Dötlingen T1, Siedenburg Z11) zur Umnutzung einstiger Förderbohrungen bekannt geworden, für die eine frühe Öffentlichkeitsbeteiligung und Scoping-Termine stattgefunden haben. Eine tatsächliche Antragsstellung ist uns hingegen nicht bekannt geworden. Zum Vorhaben Siedenburg Z11 erklärte ExxonMobil im März 2021, das Projekt aufgegeben zu haben. Das Vorhaben Dötlingen T wird weiterhin auf einer Website der Exxon geführt, jedoch sind keine Verfahrensaktivitäten bekannt.

Wie hoch schätzen Sie den Mehraufwand ein, der zusätzlich durch die Durchführung einer UVP bzw. einer Vorprüfung im Einzelfall entstanden ist? Sollten Unterschiede nach der Art des Vorhabens erkennbar sein, bitte auch danach differenzieren.

Für eine Vorprüfung im Einzelfall ist der Mehraufwand erfahrungsgemäß gering, da die Unterlagen in der Regel sehr übersichtlich und kurz gehalten sind.

Auch für eine UVP dürfte der Mehraufwand gering sein. Erfahrungsgemäß ist der festgelegte Untersuchungsumfang durch die Bergbehörde nicht sehr komplex. Dies hat

seine Ursache auch darin, dass sich die Behörden den Argumenten der im Scoping-Termin anwesenden Umweltschützer kaum annehmen. Dies führt zu Unterlagen, die von der Behörde akzeptiert werden und auch durch den Erörterungstermin nicht mehr ergänzt werden, da die Behörde diesen zeitlich sehr knapp und restriktiv durchführt. Das Verfahren im Rahmen des Bergrechts fällt dabei deutlich gegenüber dem Vorgehen in immissionsschutzrechtlichen Verfahren zurück.

Zur ABergV:

Wie viele Fälle gab es (geschätzt), in den die Änderungen der §§ 22b und § 22c ABergV zum Lagerstättenwasser Anwendung gefunden haben?

Als neue Versenkvorhaben sind uns die Umrüstungen zweier alter Förderbohrungen (Dötlingen, Siedenburg Z11) bekannt, wovon Siedenburg Z11 inzwischen aufgegeben wurde. Hinzu kommt ein faktisch diesen vergleichbarer Neuaufbau des bestehenden Versenk-Betriebsplatzes Wietingsmoor H3, welcher aufgrund dort bereits vorher erfolgter Versenkung jedoch nicht unter eine UVP-Erfordernis fallen soll.

Eine Betrachtung der Lagerstättenwasserentsorgung bei der Neubewilligung der Gasgewinnung erfolgt im Rahmen der Vorprüfungen nicht.

Klarstellungsbedarf gibt es zudem hinsichtlich der zur Versenkung zulässigen Medien. So ist die willkürlich gezogene Abgrenzung zwischen Flowback und Lagerstättenwasser nicht nachvollziehbar und unscharf. Wie ist die Herkunft aus der Fracflüssigkeit in Hinblick auf Reaktionsprodukte zu verstehen? Sowohl mit geogenen Reaktionspartnern als auch untereinander mit anderen Bestandteilen der Fracfluide (insbesondere die gewollte stoffliche Umsetzung mittels Kettenbrecher/Breaker zur Gelzerstörung)?

Was ist mit anderen geogenen Schadstoffen im Lagerstättenwasser, die möglicherweise ein ungefracktes stark belastetes Lagerstättenwasser mit einem insgesamt höheren Schadenspotential versehen als unter günstigen Umständen von Flowback zu erwarten ist?

Zudem wurde für eine Vielzahl niedersächsischer Versenkbohrungen auch die billige Abfallentsorgung anderer Flüssigkeiten zugelassen. So werden auch nicht regenerierbare Prozesschemikalien der Gastrocknung oder Schwefelentfernung kurzerhand mit versenkt.

Neben den oben bereits genannten nicht zur Umsetzung gelangten Vorhaben Dötlingen T1 und Siedenburg 11 wurden ferner bestehende Versenkbohrungen ertüchtigt, jedoch mit dem Verweis auf Bestandsschutz bereits zuvor erfolgte Nutzung des Bohrlochs eine UVP vermieden. So wurde der Platz Wietingsmoor H3 vergrößert und weitestgehend von Grund auf neu entsprechend der für Siedenburg Z11 technischen Ausrüstung versehen. Gleichwohl werden hiermit jedoch die neuen rechtlichen Anforderungen an die Zulassung und Verfahrensbestellung umgangen. Überdies dient der Platz zugleich als LKW-Terminal für die im Naturschutzgebiet befindliche Versenkbohrung Wietingsmoor H1. Dieser wird künftig das zu versenkende Wasser mittels neu errichteter Leitung vom Platz Wietingsmoor H3 zugeführt. Eine UVP erfolgte auch hierfür nicht.

Eine nähere Betrachtung des Umfelds der Wietingsmoor-Versenkbohrungen lässt zudem das Vorliegen einer druckabgesenkten, kohlenwasserstoffführenden Formation fraglich erscheinen. Zwar werden die Standorte zwar von den Gasfeldern Wietingsmoor (Zechstein) und Wietingsmoor (Karbon) überlagert, diese befinden sich jedoch in mehr als 3000 m Tiefe. Demgegenüber sind die Versenkbohrungen nicht einmal halb so tief gebohrt worden, können diese Horizonte folglich nicht erreichen und sind durch gleich mehrere Barrierelagen von diesen getrennt. Laut Landtagsauskunft erfolgt die Versenkung in der Wietingsmoor H3 bei rund 1380 m und die Bohrung wird als Hilfsbohrung der Erdölförderung ausgewiesen. Das nächste bekannte Ölfeld ist jedoch in der Kartierung der Lagerstätten mehrere Kilometer entfernt bei 900 m Tiefenlage verzeichnet.

Sofern dies zu Mehraufwand geführt hat, teilen Sie bitte mit, welche Mehrkosten entstanden sind.

Diese Daten müssen von der Wirtschaft übermittelt werden.

Gab es Vorhaben, die aufgrund dieser Anforderungen eingestellt werden mussten bzw. nicht durchgeführt werden konnten? Welche Kosten sind hieraus erwachsen?

In der Regel entscheidet sich in einer frühen Phase eines technischen Projekts, ob es durchführbar ist. Ungeeignete Projekte werden nicht publiziert und sind damit nicht transparent. Aufgrund der frühzeitigen Entscheidung ist aber nicht von relevanten Kosten auszugehen.

Zu §§ 120, 126 BBergG neu:

Wie viele Haftungsfälle gab es, die den neuen Regelungen zum Bergschaden unterfallen sind? Hat dies zu einer Zunahme von Haftungsfällen gegenüber der vorherigen Rechtslage geführt? Wenn ja um wie viele Fälle? Wie viele der Fälle wurden von Gerichten entschieden? Gibt es bezüglich der Entscheidung durch Gericht eine Differenz zu vorheriger Rechtslage?

Eine aussagekräftige Statistik liegt uns nicht vor.

Können Sie einschätzen, ob durch die Anwendung des Bergschadensrechts der Ausgang der streitigen Fälle beeinflusst wurde?

Eine abschließende Einschätzung ist uns nicht möglich. Sowohl im Raum Völkersen als auch in den Oldenburgischen Feldern haben sich jedoch weitere Beben ereignet, von denen Schäden bekannt geworden sind. Bei der Frage nach der zahlenmäßigen Entwicklung sind allerdings zwei Faktoren zu berücksichtigen, die zu einer Verzerrung des Ergebnisses führen. So wird die Gasförderung erst in den letzten Jahren zunehmend als Bebenursache anerkannt, während Zusammenhänge zuvor behördlicherseits stets bestritten wurden.

Bereits aus diesem Umstand ist unabhängig von der Ausgestaltung grundsätzlich eine Verschiebung zu einer Prozessvermeidung zu erwarten. Daneben wurde parallel zur Modifikation der Bergschadensvermutung im BBergG in Niedersachsen auf Landesebene eine Schlichtungsstelle eingerichtet, welche ebenfalls die Zahl gerichtlicher Verfahren mindert.

Davon losgelöst steht jedoch die Frage, inwieweit eine Verbesserung der Situation für den Geschädigten erreicht wurde. Hier sind weiter erhebliche Defizite zu verzeichnen. So wurde innerhalb eines Arbeitskreises des damaligen Branchenverbands WEG (heute BVEG) bereits 2016 erfreut laut Protokollvermerk berichtet:

„Von den bisher eingereichten rd. 20 Schlichtungsfällen (alle aus dem E&P-Bereich) wurde die Hälfte inzwischen gütlich abgeschlossen. Durch die Mithilfe [sic] des versierten Schlichters geschlossenen Vergleiche konnten die Entschädigungszahlungen deutlich reduziert werden“.

Es kristallisiert sich zwischenzeitlich heraus, dass die Schlichtungsstelle überwiegend eine hälftige Übernahme der Schäden anstrebt. Dieses wird dem Verursacherprinzip gerade nicht gerecht. Vielmehr stellt es den Geschädigten vor die Wahl, zu Gunsten besserer Erfolgsaussicht auf einen erheblichen Teil seines Schadens zu verzichten.

Demgegenüber klammert das LBEG etwaige Bebenshäden als gemeinschädliche Einwirkungen bei der Zulassung von Fördervorhaben aus mit der Argumentation, dass Bergbauschäden vom Bergbauunternehmen zu ersetzen seien und somit von vornherein keine Schädigung aus etwaigen Erdbeben hervorgehen könne. Dabei wird verkannt, dass weder die Praxis der Schlichtungsstelle noch die Aufnahme seismischer Einwirkungen eine vollständige Regulierung sicherstellen. So genügt auch bei den Erdbeben bereits die bloße Möglichkeit einer alternativen Ursache für das Schadensbild, dass die vollständige Beweislast wieder beim Geschädigten liegt. Eine gern behauptete Beweislastumkehr erfolgt hier gerade nicht, da praktisch immer pro forma auch abstrakt auf andere Ursachen verwiesen werden kann, ohne dass deren tatsächliches Vorliegen durch das Bergbauunternehmen nachgewiesen werden muss.

Dies bedeutet, dass es keine konsequente Regulierung des Bergschadensrechts gibt und die unzureichende Bergschadensvermutung die Probleme der Schadensregulierung unverändert bestehen lässt.

Hat die Änderung des Bergschadensrechts zu Mehrkosten geführt? Zu welchen? Wurden zusätzliche Rückstellungen aufgrund der Rechtsänderung gebildet.

Die Frage zu den Mehrkosten richtet sich primär an die Wirtschaft. Auch die Frage zu Rückstellungen ist von ihr zu beantworten.

Wurde durch die Änderung der Vorschriften zusätzliche Rechtssicherheit geschaffen?

Nein. Das Hauptproblem, dass es faktisch aussichtslos ist, auf Schadensersatz wegen eines eingetreten Schadens zu klagen, ist nicht gelöst.

Ein Ziel der Gesetzesänderung war, dass die Festlegung des Einwirkungsbereichs auch im Rahmen der Bergschadensvermutung Anwendung findet. Wurde dieses Ziel Ihrer Einschätzung nach erreicht?

Nein. Schütterflächen werden erst nachträglich zu Beben in einem nicht transparenten Verfahren ausgewiesen. Teilweise unterbleibt dieses auch, wie beispielsweise für das – räumlich nicht ganz zutreffend benannte – „Uchte-Beben“ 2018. Offenbar ist das LBEG hier auch gar nicht an einer umfassenden Schadenserfassung interessiert. Kontaktversuche eines Verbandsmitglieds mit möglichem Bebenschaden zur Fachabteilung des LBEG wurden von dieser wiederholt an die Pressestelle und von dort auf die Möglichkeit zu schriftlichen UIG-Anfragen verwiesen, ohne dass überhaupt die Schädigung aufgenommen wurde. Auch werden offenbar gemeinhin zugängliche Informationsquellen abseits der LBEG/BGR-eigenen Beobachtungsformulare nicht in die Auswertung mit einbezogen. So werden in der Nachbetrachtung des Uchte-Bebens jedenfalls keine bekannten Schäden attestiert. Demgegenüber steht die Bildberichterstattung des NDR über herabgefallene Dachziegel in der Ortschaft Böthel sowie die für dieses Thema populäre Website „Juskies Erdbebennews“. Dort ist neben vielen anderen Bevölkerungsbeobachtungen auch ein Feuerwehreinsatz mit seiner zunächst irrigen Annahme einer kleineren Gasexplosion verzeichnet. In Anbetracht des spärlichen Aufkommens formaler Beobachtungsmeldungen und gleichzeitiger Unsicherheit der Verortung der Beben ist ein derartiges Unberücksichtigtlassen von Erkenntnisquellen nicht nachvollziehbar. Im Ergebnis steht ein Zirkelschluss, dass ohne Schäden keine Schütterfläche ermittelt wird und ohne Schütterfläche keine Schäden dem Beben zugerechnet werden.

Ohnehin wirft die Ausweisung der Schütterflächen als geschlossene Flächen Fragen zum angewandten Verfahren auf. Denn von erheblicher Bedeutung ist dabei die Ankopplung des Gebäudes hinsichtlich seiner Gründung und der oberflächennahen Schichten. Diese sind jedoch stark heterogen ausgeprägt und können sich schon zwischen benachbarten Bauten signifikant unterscheiden. Weder ist öffentlich nachvollziehbar, woher kleinräumige Kenntnisse des oberflächennahen Untergrunds in die Ermittlung einfließen, noch welche etwaigen Sicherheitsfaktoren für lokaleingeschlossen werden.

Allgemein zu Folgekosten:

Sind aus Ihrer Sicht weitere Kosten entstanden? Wenn ja, welche dieser Verpflichtungen verursachten Folgekosten? Können Sie Fallzahlen und Kosten mitteilen?

Durch die öffentlichen Verfahren sind zusätzliche Kosten entstanden (Reisekosten, Gutachtenkosten, Anwaltskosten). Zudem ist der ehrenamtliche Aufwand erheblich gestiegen. Ein wesentlicher Kostenfaktor ist durch die Verpflichtung gemäß § 18 Abs. 1 S. 3 UVPG entstanden, gemäß dem nach dem Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz anerkannte

Vereinigungen die zuständige Behörde in einer dem Umweltschutz dienenden Weise unterstützen sollen, was auch auf § 3 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 UmwRG durchschlägt und die betroffenen Verbände zu Verwaltungshelfern macht. Ein finanzieller Ausgleich hierfür existiert nicht.

Mit freundlichen Grüßen
für den BBU

Oliver Kalusch
(Mitglied des Geschäftsführenden Vorstands des BBU)