

Trinkwasserschutz und Bürgerbeteiligung bei der Förderung von unkonventionellem Erdgas

**BUND-Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für
Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit des Deut-
schen Bundestages am 21. November 2011**

Von: Dirk Jansen
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland
Landesverband Nordrhein-Westfalen e.V.
Merowingerstr. 88, 40225 Düsseldorf
T. (0211) 30 200 5-0, Fax: -26
www.bund-nrw.de

Düsseldorf, 17.11.2011

Vorbemerkung

Der BUND ist nicht generell und grundsätzlich gegen eine Erdgasgewinnung in Deutschland. Wir halten hocheffiziente Gaskraftwerke für eine unverzichtbare Brücke zu einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Energiewirtschaft. Insofern kommt Erdgas eine Schlüsselrolle bei der Energiewende weg von Kohle und Atom zu.

Das darf aber nicht zu einer Gasförderung um jeden Preis führen. Solange die wichtige Ressource Erdgas vor allem noch immer durch die Fenster schlecht gedämmter Wohnungen verheizt wird, macht die Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen auch energiewirtschaftlich keinen Sinn.

Das umstrittene Hydraulic Fracturing dürfte u.E. nur dann angewendet werden, wenn belastbare Ergebnisse über die Risiken und Folgen der Anwendung dieser Technologie vorliegen und darauf aufbauende Einzelfallprüfungen mögliche negative Umweltauswirkungen vollständig ausschließen würden. Vor etwaigen weiteren Genehmigungsschritten für Aufsuchungs- oder Gewinnungsbohrungen müssten ferner erst die rechtlichen Voraussetzungen für transparente und ergebnisoffene Verfahren unter umfassender Bürgerbeteiligung und mit obligatorischer Umweltverträglichkeitsprüfung geschaffen werden. Der Vorrang des Grund- und Trinkwasserschutzes muss uneingeschränkt gelten.

Dazu fordert der BUND eine dreidimensionale Raumordnung und -planung. Schon jetzt sind die Ansprüche an den Untergrund vielfältig. Nutzungskonkurrenzen z.B. zwischen Tiefengeothermie, Trinkwassergewinnung, Untertagedeponien, Bergbau und Bergversatz, potenziellen Druckluft- oder sonstigen Speichern und Gasförderung sind unausweichlich. Vorrang müssen dabei immer der Schutz der Trinkwasserressourcen und die Nutzung der Potenziale der erneuerbaren Energien genießen.

Derzeit gibt es keinerlei Hinweise darauf, dass die vorstehenden Mindestanforderungen erfüllt werden könnten. Alle bisherigen Erfahrungen zeigen: Fracking ist zu risikoreich für Umwelt, Mensch und Ressourcen. Bei Unfällen gibt es keine Gegenmaßnahmen, die angewendet werden könnten. Es handelt sich um eine Hochrisikotechnologie, deren Folgen nicht kontrollierbar, nicht rückholbar und nicht reparierbar sind.

Der BUND setzt sich deshalb für einen Stopp der Aufsuchung und Gewinnung unkonventioneller Erdgaslagerstätten mit der Fracking-Technik ein. Die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen mit dieser Technik muss verboten werden.

Die bisher eingereichten Anträge zur Genehmigung von Erkundungsbohrungen sind abzulehnen. Darüber hinaus sind die erteilten Aufsuchungserlaubnisse zu widerrufen.

Bedeutung unkonventionellen Erdgases

Die Bundesregierung hat sich eine 80 bis 95-prozentige CO₂-Reduktion bis zum Jahre 2050 zum Ziel gesetzt. Dieses ambitionierte Ziel ist ohne einen grundlegenden Umbau des deutschen Energieversorgungssystems auf Basis der konsequenten Erschließung der Effizienzpotenziale und eines massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung nicht erreichbar.

Umbau des deutschen Energieversorgungssystems

Oberste Priorität muss dabei der Senkung des Strom- und Wärmebedarfs zukommen. Auch wenn die Energieproduktivität seit 1990 um etwa 40 Prozent gestiegen ist, reicht dies nicht aus. Experten halten deshalb eine Steigerung der Energieproduktivität von derzeit 2 Prozent pro Jahr auf etwa 3 %/a für zwingend erforderlich. Durch am Markt verfügbare, aber noch immer inkonsequent eingesetzte Techniken könnte so bis 2020 allein im Strombereich ein wirtschaftliches Einsparpotenzial von 70 bis 120 Terra-

wattstunden mobilisiert werden. Für den Wärmebereich wird das Einsparpotenzial auf 155 TWh geschätzt.

Verschiedene Studien zeigen ferner, dass eine vollständig auf regenerativen Energien basierende Stromversorgung im Jahr 2050 nicht nur möglich, sondern auch ökonomisch vorteilhaft ist. Nach Einschätzung des Sachverständigenrates für Umweltfragen erlauben es so z.B. die nutzbaren Potenziale an erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa bei einem sprechenden Ausbau von Speichern und Netzen, zu jeder Stunde des Jahres die maximal an zunehmende Nachfrage nach Strom zu bedienen. Die Sicherheit der Versorgung kann somit, trotz der Schwankungen in der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, zu jeder Zeit gewährleistet werden.

Dieser Übergang zu einer auf 100 % auf erneuerbaren Energien beruhenden Elektrizitätsversorgung kommt dabei trotz Atomausstieg ohne den Zubau weiterer konventioneller Kraftwerke aus, wenn lediglich die Anfang 2010 im Bau befindlichen Kohlekraftwerke realisiert und die konkret in Planung befindlichen Gaskraftwerke noch gebaut würden. Das vom BUND gerichtlich gestoppte Kohlekraftwerk Datteln IV blieb in diesen Berechnungen unberücksichtigt.

Gaskraftwerke als Brückentechnologie

Für den schnellen Übergang zu erneuerbaren Energien werden für eine Übergangszeit zweifellos flexible und effiziente Regelkraftwerke benötigt, welche die witterungsbedingten Schwankungen der regenerativen Energien ausgleichen. Wegen ihren günstigen Regelcharakteristika kommen hierbei insbesondere regenerative Blockheizkraftwerke oder hocheffiziente Gas- und Dampfkraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung in Frage.^{1]}

Gegenüber stein- oder braunkohlebefeuerter Kraftwerken haben Gaskraftwerke auch den Vorteil geringerer Treibhausgasemissionen. Bei einer vergleichenden Bewertung muss dabei allerdings die gesamte Prozesskette (Förderung, Transport, Verbrennung der Energieträger, Bau und Abriss des Kraftwerks, Ver- und Entsorgung der Betriebsstoffe, etc.) betrachtet werden. Bei einer Gesamtkettenbetrachtung – und da sind sich alle Studien einig – gilt: Erdgas vor Steinkohle vor Braunkohle.

Betrachtet man allein den Brennstoff, so liegen die CO₂-Emissionen pro verbrannter Tonne SKE bei der Braunkohle bei etwa 3,25 t, bei der Steinkohle bei 2,68 t und beim Erdgas bei 1,5 t.

Die angegebenen spezifischen äquivalenten CO₂-Emissionen der verschiedenen Kraftwerkstypen weisen zwar in den verschiedenen Untersuchungen eine gewisse Schwankungsbreite auf², die Grundaussage aber bleibt: Von den fossilen Energieträgern ist Erdgas der mit Abstand am wenigsten klimaschädliche (siehe Tab. 1).

Schlechtere Klimabilanz durch unkonventionelles Erdgas

Allerdings deuten neuere Studien darauf hin, dass der Klimaeffekt unkonventionellen Erdgases höher ist als derjenige konventionell gefördertem Gas. So heißt es in einer Studie der Cornell Universität, Ithaca, New York³:

"The footprint for shale gas is greater than that for conventional gas or oil when viewed on any time horizon, but particularly so over 20 years. Compared to coal, the footprint of

¹ vgl z.B. DENEFF (2011): 10 Punkte Sofortprogramm – wirtschaftlicher und schneller Atomausstieg durch Energieeffizienz. Berlin, GREEN-PEACE(2010): Klimaschutz Plan B: 2050, Hamburg, SRU (2011): WEGE ZUR 100 % erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Berlin, UBA (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen, Dessau; BMU (HRSG.) (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, „Leitstudie 2010“, Berlin; ZNES (2011): Atomausstieg 2015 und regionale Versorgungssicherheit, Flensburg/Berlin

² siehe z.B. H.J. WAGNER et al. (2007): CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. BWK, Bd. 59 (2009), Nr. 10

³ ROBERT W. HOWARTH, RENEE SANTORO, ANTHONY INGRAFFEA: "Ethane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations", 13. März 2011

shale gas is at least 20% greater and perhaps more than twice as great on the 20-year horizon and is comparable when compared over 100 years."

Tab. 1: Gesamte Treibhausgas-Emissionen von Stromerzeugungsoptionen (inkl. vorgelegter Prozesse und Stoffeinsatz zur Anlagenherstellung) Emissionen in g/kWh_{el}

Strom aus:	CO ₂ -Äquivalente	nur CO ₂
AKW (Uran nach Import-mix)	32	31
AKW (Uran nur aus Russland)	65	61
Import-Steinkohle-Kraftwerk	949	897
Import-Steinkohle-Heizkraftwerk	622	508
Braunkohle-Kraftwerk	1.153	1.142
Braunkohle-Heizkraftwerk	729	703
Erdgas-GuD-Kraftwerk	428	398
Erdgas-GuD-Heizkraftwerk	148	116
Erdgas-Blockheizkraftwerk	49	5
Biogas-Blockheizkraftwerk	-409	-414
Wind Park onshore	24	23
Wind Park offshore	23	22
Wasser-Kraftwerk	40	39
Solarzelle (multikristallin)	101	89
Solarstrom-Import (Spanien)	27	25
Strom-Effizienz (mittel)	5	5

Quelle: Öko-Institut 2007⁴

Das erhöhte Treibhausgaspotenzial wird darauf zurückgeführt, das zwischen und 3,6 bis 7,9 % des Methans aus der Schiefergasförderung über die Lebensdauer einer Gasbohrung durch Entlüftung und Lecks in die Atmosphäre gelangen. Diese Methanemissionen seien mindestens 30 % höher und möglicherweise mehr als doppelt so hoch wie die Emissionen aus herkömmlichen Gaslagerstätten. Die höheren Emissionen aus Schiefergas treten auf, wenn die Bohrungen hydraulisch aufgebrochen werden, da Methan aus den zurückströmenden Rückfluiden entweicht sowie während des Ausbohrens nach dem Aufschluss. Dazu ist die Erschließung unkonventioneller Lagerstätten – zumal mit der Technik des Hydraulic Fracturing – sehr energieintensiv. Damit ist die Energiebilanz über die gesamte Prozesskette betrachtet gegenüber der Förderung aus konventionellen Lagerstätten nachteilig. Im Vergleich zur Energiegewinnung aus Kohle ergibt sich allerdings noch immer ein weitaus geringeres Treibhausgaspotenzial.⁵

Keine Verknappung bei Erdgas

Derzeit werden in Deutschland ca. 15 % der Gasnachfrage aus heimischer Produktion gedeckt. Damit leisten heimische Lagerstätten durchaus einen nennenswerten Anteil zur Versorgungssicherheit, zumal durch kürzere Transportwege gewisse Umweltbelastungen minimiert werden. Die statistische Reichweite der deutschen Erdgasreserven unter Zugrundelegung der Förderrate des Jahres 2010 liegt nach Angaben des Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie bei 10,8 Jahren Niedersachsen.⁶ Ein Ende der Gasförderung aus heimischen konventionellen Lagerstätten ist also absehbar.

⁴ ÖKO-INSTITUT E.V. (2007): Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung. – Arbeitspapier -. Darmstadt

⁵ siehe auch J. D. HUGHES (2011): Will Natural Gas Fuel America in the 21st Century? Post Carbon Institute, Santa Rosa.

⁶ LBEG (2010): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010

Weltweit sieht dies jedoch anders aus. Nach Erhebungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe⁷ beträgt das globale Gesamtpotenzial von konventionellem Erdgas 509 Bill. m³, von dem bis heute etwa 17 Prozent verbraucht sind.

Das erklärt, warum der Anteil nicht-konventionellen Erdgases an der Gesamtförderung – außer in den USA – sehr gering ist. In den USA betrug dieser Anteil im Jahre 2006 bereits 43 %. Das Potenzial von Erdgas in dichten Lagerstätten wird seitens der BGR auf weltweit 666 Bill. m³ geschätzt. Der auf ganz Westeuropa entfallende Anteil des Potenzials von Gasvorkommen in dichten Lagergesteinen wird auf 3,7 Prozent geschätzt. Ressourcenabschätzungen für Tight Gas weisen lt. BGR für das Norddeutsche Becken beträchtliche Mengen in der Größenordnung von 100 bis 150 Mrd. m³ an gewinnbarem Erdgas aus.

Erdgas hatte 2009 einen Anteil am Primärenergieverbrauch Deutschlands von etwa 22 % (2.937 PJ von insges. 13.398 PJ). Bei einem Deckungsanteil des Verbrauchs aus heimischen Quellen von 15 % entfällt damit ein Anteil von etwa 3 % des Primärenergieverbrauchs auf die hiesige Gasförderung.

Vor dem Hintergrund der noch näher zu beleuchtenden Umweltrisiken bei der Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen und angesichts der notwendigerweise zu erschließenden Energiesparpotenziale sowie der vorhandenen Alternativen macht es derzeit energiewirtschaftlich überhaupt keinen Sinn, unter hohem ökonomischen Aufwand Erdgas aus unkonventionellen NRW-Lagerstätten zu fördern.

Fracking: Risikotechnologie mit gravierenden Umweltauswirkungen

Im Gegensatz zu den klassischen Lagerstätten ist das unkonventionelle Erdgas in Kohle-, Ton- oder Schiefergestein in großen Tiefen eingeschlossen. Auch wenn die Gasförderung aus Kohleflözen u.U. auch ohne hydraulische Behandlung auskommen mag, ist die Permeabilität der Speichergesteine wegen der sehr kleinen Porenräume gering bis nicht vorhanden, so dass in der Regel Wegsamkeiten geschaffen werden müssen, damit Erdgas zum Bohrloch fließt. Hierzu wird die sogen. Frac-Technologie (hydraulic fracturing, „Fraccing“ oder „Fracking“) eingesetzt.

Dabei werden in das Mantelrohr der Horizontalbohrungen in der vorgesehenen Frac-Tiefe Löcher geschossen, durch die unter hohem Druck (150 bis 400 bar) ein Gemisch von Wasser, Quarzsand, keramischen Stützmitteln und Additiven (s.u.) in das Speichergestein gepresst wird. Pro Bohrung kann die Wassermenge mehrere zehntausend Kubikmeter betragen.

Durch die Fracs werden Drücke von über 1.000 Bar im Lagerstättengestein und Risse bis zu einer Breite von 15 mm erzeugt, durch die das Gas fließen kann. Damit sich die Klüfte bei nachlassendem Druck nicht wieder schließen, wird das Wasser mit dem Stützmittel und Chemikalien vermischt. Gegen Ende des Fracs wird der Großteil des Wassers zurück gepumpt und das Gas strömt dem Bohrloch zu.

Aber auch ohne Fracs ist die Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas mit wasserwirtschaftlich bedenklichen Risiken verbunden. Mit dem Durchstoßen von Deckschichten oder stockwerkstrennenden, abdichtenden Schichten können Wasserwegsamkeiten geschaffen werden, über die z.B. Bohrspülzusätze in das Grundwasser gelangen. Der Beton zum Ausbau der Bohrungen altert, kann somit spröde und durchlässig werden. Eine hundertprozentige Dichtigkeit über einen langen Zeitraum hinweg ist illusorisch. Dies bestätigte auch ExxonMobil („Alles wird nie dicht sein. Technik bedeutet immer, dass es keine hundertprozentige Sicherheit gibt.“⁸) Damit sind mögliche Methanausgasungen vorprogrammiert. Darüber hinaus kann es beim Abteufen der Bohrungen zu seismotektonischen Beben kommen, die u.U. auch Schäden an der Erdoberfläche oder zusätzliche Wasserwegsamkeiten hervorrufen können.

⁷ BGR (2009): Energierohstoffe 2009. Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit.

⁸ Dr. H. Herm Stapelberg, ExxonMobil, Quelle: Landtag NRW, Protokoll der Landtagsanhörung vom 31.5.2011, Apr 15/215, S. 27

Umweltrisiko Fracking

Gerne behaupten einzelne Vorhabensträger wie z.B. Wintershall, an Frac-Flüssigkeiten zu arbeiten, die ohne toxikologisch bedenkliche oder wassergefährdende Chemiezusätze auskommen sollen („grüne Frackflüssigkeiten“). Auf Nachfrage konnten aber bislang keine Auskunft gegeben werden, wie deren Zusammensetzung aussehen könnte und wann sie ggfs. einsatzbereit sind.⁹

Die bisher bekannt gewordenen konventionellen Fracking-Gemische geben jedenfalls Anlass zu großer Besorgnis. Ein hohes Umweltrisiko durch Fracking ist wahrscheinlich. Die genaue Zusammensetzung der Frac-Fluide ist abhängig von der jeweiligen Lagerstättensituation und wird von den Betreibern leider nicht mit der gebotenen Transparenz veröffentlicht. Bei der Bewertung muss deshalb auf Erkenntnisse aus den USA sowie die spärlichen Veröffentlichungen der Betreiber zurückgegriffen werden.

Nach ZITTEL¹⁰ ist das eingepresste Wasser mit etwa 0,5 – 1 % Chemikalien und bis zu 20 % Sand vermischt. Laut einer Studie der Umweltbehörde des Staates New York¹¹ umfasst eine Liste mit in den Flüssigkeiten potenziell enthaltenen Chemikalien mehr als 200 Substanzen und Biozide, deren häufigste sog. BTEX Chemikalien (Benzole, Toluol, Ethyle, Xoluol), Methanol, Propylalkohol, Aromaten, Benzene, Naphthalene, Säuren Chloride und Biozide sind. Letztere dienen dazu, Bakterien abzutöten, die zu einer Verengung der Klüfte führen können. Nach anderen Veröffentlichungen kamen in den USA zwischen 2005 und 2009 insgesamt 750 unterschiedliche Chemikalien zum Einsatz.¹²

ExxonMobil hat im Internet eine Liste der bei der hydraulischen Behandlung der Bohrung Goldenstedt Z23 im Jahr 2010 eingesetzten Stoffe veröffentlicht¹³; die Liste beinhaltet 62 Einzelposten. Etwa 85 % des Flüssigkeitsgemischs besteht aus Wasser, dazu kommen 7,7 % keramische Stützmittel, 6,3 % Kohlendioxid und 1,4 % Additive. Bezogen auf die Massenanteile gliedert ExxonMobil letztere wie folgt auf:

Einstufung der Additive in der Behandlungsflüssigkeit „Goldenstedt Z23“	
	Einzel-Summenmassen
Gefährliche Chemikalien	58.034 kg
Giftige Chemikalien	7.846 kg
Gesundheitsgefährdende Chemikalien	44.387 kg
Umweltgefährdende Chemikalien	1.451 kg

Wasser- und Gesundheitsgefährdung nicht ausgeschlossen

Zu den in Goldenstedt eingesetzten Additiven gehört z.B. 2-Butoxyethanol, das vom Menschen leicht durch Einatmen, Verschlucken oder Hautkontakt aufgenommen wird. Es verteilt sich schnell im menschlichen Körper und kann zu Hämolyse, Leber-, Milz- und Knochenmarkschäden führen. Rund 39 Tonnen 2-Butoxyethanol wurden beim Fracking der Bohrung Goldenstedt Z23 eingesetzt.

Eingesetzt wurden auch mehr als 6 Tonnen Tetramethylammoniumchlorid. Nach dem entsprechenden Sicherheitsdatenblatt besteht Lebensgefahr bei Verschlucken; der Stoff ist giftig bei Hautkontakt. In

⁹ Michael Blum, Wintershall Holding GmbH; Quelle: Landtag NRW, Protokoll der Landtagsanhörung vom 31.5.2011, Apr 15/215, S. 30

¹⁰ DR. WERNER ZITTEL(2010): Kurzstudie unkonventionelles Erdgas. Informationspapier von ASPO Deutschland.

¹¹ <http://www.dec.ny.gov/energy/45912.html>

¹² <http://democrats.energycommerce.house.gov/index.php?q=news/committee-democrats-release-new-report-detailinghydraulic-fracturing-products>

¹³ http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/erdgas/hydraulic_fracturing/ingesetzte_materialien.html

Damme 3 hat ExxonMobil nach eigenen Angaben ferner Magnesiumnitrat und Magnesiumchlorid eingesetzt.¹⁴

Zum Einsatz kam auch 5-Chloro-2-Methyl-2H-Isithiazol-3-one and 2-Methyl-2H-Isithiazol-3 one, ein Biozid, das sehr leicht löslich in Wasser ist und von dem akute oder chronische Gesundheitsgefahren ausgehen. Nach dem Sicherheitsdatenblatt gem. gemäß 91/155/EWG soll der Stoff nicht in die Kanalisation, das Oberflächenwasser oder ins Grundwasser gelangen.

Die in manchen Bohrungen eingesetzten BTEX-Chemikalien verursachen Leber- und chronische Nervenschäden. Benzol ist zusätzlich krebserregend. In den USA wurden beim Fracking in den Jahren 2005 bis 2009 rund 43 Millionen Liter Fracking-Additive mit mindestens einer dieser Chemikalien eingesetzt.¹⁵ Auch Diesel kommt offenbar regelmäßig zum Einsatz. In den USA waren dies in den Jahren 2005 bis 2009 121 Millionen Liter Fracking-Additive mit Diesel als Zusatz¹⁶. Der unlängst bekannt gewordene Fall des Einsatzes von etwa 25.000 Litern Dieselöl zu Drucktests in der Erdgasbohrung „Oppenwehe 1“ zeigt, wie gebräuchlich der Einsatz dieses sowohl umwelt- als auch gesundheitsgefährdenden Stoffes ist.

Störfälle und Risiken

In den USA sind bereits erhebliche Umweltbeeinträchtigungen durch Fracking-Chemikalien dokumentiert. Die amerikanische Umweltbehörde (EPA) hat so z.B. 2-Butoxyethanol in mehreren Brunnen in Pavillon, Wyoming gefunden. Das kanadische Unternehmen EnCana hat in unmittelbarer Nähe diese Chemikalie beim Fracking eingesetzt. Den Bewohnern wurde geraten, auch wegen zahlreicher anderer Chemikalien aus der Gasförderung, das Wasser nicht mehr zu trinken und beim Duschen für gute Durchlüftung der Räume zu sorgen.¹⁷ Das Phänomen der „brennenden Wasserhähne“ mag da noch vergleichsweise harmlos erscheinen.

Das Fracking wird in den USA deshalb zunehmend kritisch bewertet. Das New York City Department of Environmental Protection listet zahlreiche Risiken für das Trinkwasser und die Gesundheit der Mensch auf und warnt vor „potenziell katastrophalen Konsequenzen“.¹⁸

Aber auch in Deutschland gibt es zunehmend Berichte über Risiken und Störfälle. In Niedersachsen (Erdgasfeld Söhlingen) gelangte offenbar durch Verwendung ungeeigneter Rohrleitungen Benzol und Quecksilber in das Erdreich und in das Grundwasser. Bei Anwohnern von Bohrungen wurden bereits alarmierende Benzolkonzentrationen im Blut gefunden.¹⁹

Das knapp 400 km lange Leitungsnetz für Lagerstättenwasser im Raum Rotenburg (Niedersachsen) sorgt permanent für Ärger. Nach Meldungen über ausgetretenes Benzol und Quecksilber in Hengstlage und Söhlingen muss bei Hemslingen an vier Stellen das Grundwasser um jeweils 7.500 Kubikmeter abgesenkt werden, um die mit nicht näher bezeichneten Stoffen kontaminierte Erde auszutauschen. Erst auf Anfrage des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) teilte der Landkreis Rotenburg Anfang Oktober 2011 die Ergebnisse der Laboruntersuchung in Hemslingen im Kreis Rotenburg Wümme mit. In Grundwasser und Erde wurden die teils hochgiftigen und krebserregenden Stoffe Quecksilber, Chlorid, Benzol, Toluol, Xylol und Ethylbenzol (BTEX) gefunden.²⁰ Der Fund in Hemslingen war bereits der dritte in

¹⁴ http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/images/cm/chemikalien_damme.jpg

¹⁵ <http://democrats.energycommerce.house.gov/index.php?q=news/committee-democrats-release-new-report-detailinghydraulic-fracturing-products>

¹⁶ ebd.

¹⁷ <http://www.epa.gov/region8/superfund/wy/pavillion/> und <http://democrats.energycommerce.house.gov/index.php?q=news/committee-democrats-release-new-report-detailing-hydraulic-fracturing-products>

¹⁸ NEW YORK CITY DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL PROTECTION (2009): Impact Assessment of Natural Gas Production in the New York City Warer Supply Watershed. S. ES-3

¹⁹ <http://www.ndr.de/fernsehen/sendungen/markt/media/markt5871.html>

²⁰ http://rotenburg.bund.net/fileadmin/bundgruppen/bcmskgrotenburg/Allgemeines/a_1k_exxon_leitungswasser_2.pdf

Niedersachsen, der mit ungeeigneten Leitungen zum Transport von Lagerstättenwasser von ExxonMobil in Verbindung steht.

Bei den beiden Frack-Bohrungen, die 1995 im münsterländischen Feld „Sigillaria“ bei Drensteinfurt bzw. Everswinkel durchgeführt wurden, kamen ebenfalls gefährliche Stoffe zum Einsatz. Noch immer lagern 1.177 Tonnen Bohrabfälle auf einer Halde in Ahlen. Auch 332.000 Liter Formationswasser, vermischt mit Chemikalien aus der Frack-Flüssigkeit sowie radioaktivem Radium 226 wurden „entsorgt“ – offenbar über eine Kläranlage in Hamm.²¹ Die Stoffe gehörten nach Auskunft der Bezirksregierung Arnsberg der heutigen Wassergefährdungsklasse 2 an.

Insbesondere die Entsorgung der Frac-Flüssigkeiten und der Bohrspülwässer ist grundsätzlich problematisch. Neben den eingesetzten Chemikalien treten geogene Begleitstoffe wie Schwermetalle und Radionuklide auf, die einer ordnungsgemäßen Entsorgung zugeführt werden müssen (s.u.). Ein „Verklappen“ über Disposalbohrungen muss ausgeschlossen werden. Ein Verbleib des Frac-Wassers im Untergrund würde chemische Altlasten schaffen, die auch zukünftig ein mögliches Gefährdungspotenzial für oberflächennahe Wasserkörper darstellen würden.

Das aktuelle Gutachten des Tyndall Centre for Climate Change Research der Universität Manchester kommt zusammenfassend zu dem Schluss:

“Evidence from the US suggests shale gas extraction brings a significant risk of ground and surface water contamination and until the evidence base is developed a precautionary approach to development in the UK and Europe is the only responsible action. The depth of shale gas extraction gives rise to major challenges in identifying categorically pathways of contamination of groundwater by chemicals used in the extraction process. An analysis of these substances suggests that many have toxic, carcinogenic or other hazardous properties. There is considerable anecdotal evidence from the US that contamination of both ground and surface water has occurred in a range of cases.”²²

Die wenigen Beispiele zeigen: Der Einsatz wasser- oder umweltgefährdender sowie giftiger Substanzen bei der Aufsuchung und Gewinnung unkonventioneller Erdgasvorkommen muss definitiv ausgeschlossen werden.

Weitere mögliche Umweltgefährdungen

Umweltbeeinträchtigungen sind sowohl während der Vorbereitungsphase, der Bohrungs- und Frac-Phase und während des Betriebs zu erwarten. Neben den möglichen Verunreinigungen des Bodens sowie der Grund- oder Trinkwassers sind hier Lärmbelästigungen und der Flächenverbrauch durch die Bohr-Infrastruktureinrichtungen und Leitungssysteme zu nennen. Lt. Hauptbetriebsplan der ExxonMobil für die Explorationsbohrung (A3) Nordwalde Z1 vom 17.08.2010 wird allein für die Bohrplatzherstellung eine Fläche von 67 x 43 m benötigt (plus sonstige Infrastruktur wie Parkplätze). Konkrete Angaben der Betreiber, wie viele Bohrplätze mit welchem Flächenbedarf zur Erschließung einer unkonventionellen Erdgaslagerstätte erforderlich sind, fehlen bislang. Schätzungen gehen davon aus, dass bei zugrunde gelegten 1 km langen Richtungsbohrungen pro 4 km² ein Bohrplatz erforderlich wäre. Für Drensteinfurt wären dies 26 Bohrplätze. Für das gesamte ExxonMobil-Aufsuchungsgebiet im Münsterland wird mit bis zu 1.500 Bohrplätzen gerechnet.²³

Auch der zu erwartende Frischwasserverbrauch ist beachtlich. Laut ExxonMobil werden pro Frac – nicht pro Bohrung (!) – etwa 4 Millionen Liter Frac-Flüssigkeit benötigt. Angesichts der zu erwartenden Ge-

²¹ <http://www.dattelner-morgenpost.de/nachrichten/region/Fracking-Gifte-schon-1995-in-NRW-Boden-gepresst;art999,442104>

²² TYNDALL CENTRE FOR CLIMATE CHANGE RESEARCH (2011): Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. A research report by The Tyndall Centre University of Manchester Tyndall Centre Manchester.; S. 5/6

²³ M. LÜCK (o.J.):Hydraulic Fracturing im Münsterland – Materialien, Argumente, Fragen zur Geologie, Bohrtechnik, Bergbau. Drensteinfurt.

samt mengen bedarf es deshalb dringend der Prüfung der Zulässigkeit und der Beurteilung nachteiliger Veränderungen durch die Wasserentnahme aus dem Grund- oder Oberflächengewässern.

Die Risiken durch radioaktiv belastete Bohr- oder Frac-Wässer wurde schon erwähnt. Generell entstehen bei der Erdöl- und Erdgasförderung große Mengen radioaktiver Abfälle. Das so gen. „technologically enhanced natural occurring radioactive material“, kurz TENORM, fällt in unterschiedlichen Prozessstadien an. Ablagerungen innerhalb der Rohrleitungen beinhalten so z.B. im Wesentlichen Radium 226. Bei verschiedenen Trennvorgängen setzen sich radioaktive Ablagerungen ab, bei der Erwärmung werden Radon und andere radioaktive Gase frei, die dann in feste radioaktive Metalle wie Blei-210 und Polonium zerfallen. In Deutschland werden die in der Erdöl- und Erdgasindustrie anfallenden TENORM-Abfälle bezogen auf die Trockenmasse auf 1.000 bis 2.000 Tonnen geschätzt.²⁴ Es bedarf somit schlüssiger Konzepte für die schadlohe Entsorgung von Frac-Fluiden und anderen Reststoffen.

Über Wasserwegsamkeiten könnte des Weiteren Methan aus den flözführenden Schichten in den Grundwasserkörper ausgasen und so in das Trinkwasser gelangen. Unabhängig von der möglichen Explosionsgefahr stellt Methan ein nicht zu vernachlässigendes Problem in der Wassergewinnung, -aufbereitung und -speicherung/-verteilung dar. Methan im Rohwasser kann u.a. zu Verschleimungen in Brunnen zur Trinkwassergewinnung führen, es hemmt die Enteisung, Nitrifikation und Entmanganung, und es verschlechtert die Filtratqualität. In Behältern und Leitung kann Methan zu verstärkten Biofilmbildungen führen.²⁵

Rechtlicher Änderungsbedarf

Der BUND hält eine grundlegende Novellierung des noch vom Preußischen Bergrecht von 1865 abgeleiteten Bundesberggesetzes für zwingend erforderlich. Eine frühzeitige umfassende Öffentlichkeitsbeteiligung inklusiver obligatorischer Umweltverträglichkeitsprüfungen – sowohl in Bezug auf die Aufsuchung als auch die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen – muss Pflicht werden. Auch müssen die Grundeigentümer mehr Rechte gegenüber dem bislang eindeutig privilegierten Bergbauberechtigten bekommen. Denn so genannte „bergfreie Bodenschätze“ wie Erdgas sind nicht Bestandteil des Grundeigentums. Zwangsenteignungen zugunsten privatwirtschaftlicher allgemeinwohlschädlicher Interessen müssen endgültig der Vergangenheit angehören.

Potenziell kann es bei der Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen ferner zu Konflikten mit anderen Nutzungen des Untergrundes (Mineralquellen, Geothermie-nutzung, Untertagedeponien, Energiespeichern, Bergbau, Bergversatz, etc.) kommen. Weder die Bundesraumordnungsplanung noch die Landes- oder Regionalplanung tragen dem bislang Rechnung. Der BUND fordert deshalb, einen bundesweiten dreidimensionalen Raumordnungsplan und entsprechende Umsetzungen in das Landesrecht.

Bergrecht benachteiligt Betroffene

Der rechtliche Rahmen für die Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas ergibt sich in erster Linie aus dem Bundesberggesetz (BBergG).

Für das Aufsuchen und Gewinnen von Bodenschätzen benötigt der Bergbauunternehmer grundsätzlich zwei Arten von behördlichen Entscheidungen. Zum einen geht es um Bergbauberechtigungen, die dem Bergbauunternehmer lediglich prinzipiell das Recht einräumen, Bodenschätze aufzusuchen beziehungs-

²⁴ Strahlende Quellen – Das radioaktive Geheimnis der Öl- und Gasindustrie. Ein Feature von Jürgen Döschner, Mitarbeit USA: Nina Magoley, Eine Produktion des Westdeutschen Rundfunks, Dok 5, Das Feature, 07.03.2010

²⁵ B. BENDINGER (2008): Methan in der Grundwasseraufbereitung – Vorkommen, Relevanz und Handlungsempfehlungen. DVWG-Forschungsstelle TUHH, Hamburg. Außenstelle des Technologiezentrums Wasser, Karlsruhe.
http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/wasser/aufbereitung/forum2008_bendinger.pdf

weise zu gewinnen. Zum anderen geht es um die Zulassung einer konkreten betrieblichen Maßnahme im Rahmen einer Aufsuchung oder Gewinnung, zum Beispiel das Niederbringen von Bohrungen. Hierfür benötigt der Bergbauunternehmer grundsätzlich eine gestattende Entscheidung in Form einer Betriebsplanzulassung.

Erdgas zählt zu den Kohlenwasserstoffen und ist damit ein so genannter bergfreier Bodenschatz im Sinne des § 3 Abs. 3 BBergG. Bergfreie Bodenschätze sind nicht Bestandteil des Grundeigentums. Sowohl für ihre Aufsuchung als auch für ihre Gewinnung ist deshalb jeweils eine Bergbauberechtigung erforderlich. Diese Bergbauberechtigung kann in Form einer Erlaubnis oder einer Bewilligung erteilt beziehungsweise in Form des Bergwerkseigentums verliehen werden. Gemäß § 6 BBergG gilt der Grundsatz: Wer bergfreie Bodenschätze aufsuchen will, benötigt eine Erlaubnis, wer bergfreie Bodenschätze gewinnen will, benötigt eine Bewilligung oder das Bergwerkseigentum.

Die Bergbauberechtigungen haben in erster Linie die Aufgabe, dem Inhaber eine Rechtsposition zum Schutz vor Konkurrenten einzuräumen. Sie vermitteln noch kein Recht zur Vorhabensdurchführung und sind sogenannte gebundene Entscheidungen. Der Behörde steht kein Ermessen zu. Wenn die in den §§ 11 und 12 BBergG abschließend aufgezählten Voraussetzungen erfüllt sind, besitzt der Antragsteller einen Rechtsanspruch auf die Erteilung der Bergbauberechtigung. Eine Erlaubnis ist so z.B. nur dann zu versagen, wenn überwiegende öffentliche Interessen die Aufsuchung im gesamten zuzuteilenden Feld ausschließen (§ 12 Abs. 1 Nr. 10 BBergG). Dies wird in der Praxis kaum jemals eintreten.

Vor der Entscheidung ist den Behörden, zu deren Aufgaben die Wahrnehmung öffentlicher Interessen gehört, Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Dabei stellt der Gesetzgeber auf das Feld einer Berechtigung in seiner gesamten Ausdehnung ab. Deshalb werden in der bergbehördlichen Praxis bei der Erteilung von Erlaubnissen regelmäßig nur diejenigen Behörden beteiligt, die aufgrund ihrer Bündelungsfunktion vermeintlich einen Gesamtüberblick über die öffentlichen Interessen vermitteln können. In Nordrhein-Westfalen wurden somit konkret nur die Bezirksregierungen und in Bezug auf geologische Belange der Geologische Dienst NRW beteiligt.

Eine Öffentlichkeitsbeteiligung, d.h. eine Beteiligung der Grundeigentümer, von Umweltverbänden, der Nachbarn, etc. ist dabei nicht vorgesehen. Damit wird ein transparentes Verfahren bei der Verteilung der Erlaubnisfelder von vornherein unmöglich.

Bohrungen ohne generelle UVP-Pflicht

Wenn der Bergbauunternehmer zur Aufsuchung oder Gewinnung von Erdgas Bohrungen niederbringen will, benötigt er dazu eine sogenannte Betriebsplanzulassung. Die Zulassungsvoraussetzungen sind im § 55 Abs. 1 BBergG abschließend aufgezählt. Wenn sie erfüllt sind, hat der Bergbauunternehmer einen Anspruch auf die Betriebsplanzulassung. Die Belange der betroffenen Menschen sowie des Natur- und Gewässerschutzes finden in den bergrechtlichen Zulassungsvoraussetzungen kaum Berücksichtigung. Die behördlichen Befugnisse bei der Beurteilung der Erforderlichkeit eines Vorhabens oder entgegenstehender Belange fehlen. Zwar besteht gem. § 48 Abs. 2 S. 1 BBergG die behördliche Möglichkeit, eine Aufsuchung und Gewinnung zu untersagen, soweit ihr überwiegende öffentliche Interessen entgegenstehen. Die diesbezüglichen Prüfungen werden von den Bergämtern im Rahmen der Betriebsplanzulassungen aber regelmäßig konsequent vernachlässigt.

Für bestimmte Vorhaben, die in der bundeseinheitlich geltenden Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) aufgeführt sind, ist die Durchführung einer förmlichen Umweltverträglichkeitsprüfung mit Öffentlichkeitsbeteiligung (UVP) vorgesehen. Dementsprechend erfordert die Gewinnung von Erdgas zu gewerblichen Zwecken erst dann eine UVP, wenn das tägliche Fördervolumen 500.000 Kubikmeter Erdgas übersteigt.

Damit sieht das Bergrecht weder für Erkundungs- und Probebohrungen, noch für den Großteil der Gewinnungsbohrungen eine obligatorische Umweltverträglichkeitsprüfung vor, was angesichts der Umweltrelevanz der Erschließung von Erdgaslagerstätten ein gravierendes Defizit darstellt.

Wasserrechtliche Bestimmungen

Ob zusätzlich eine wasserrechtliche Erlaubnis notwendig ist, unterliegt bislang einer Einzelfallentscheidung der zuständigen Genehmigungsbehörde. Sie hat ihre Entscheidung im Einvernehmen mit der örtlich zuständigen Unteren Wasserbehörde zu treffen.

Allerdings sind bei der Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen zahlreiche wasserrechtliche Tatbestände berührt, die eine Beteiligung der Wasserbehörden u.E. obligatorisch machen. Neben den allgemeinen Sorgfaltspflichten und Grundsätzen der Gewässerbewirtschaftung (§§ 5, 6 Wasserhaushaltsgesetz) bestimmt § 47 Abs. 1 WHG so z.B., dass das Grundwasser so zu bewirtschaften ist, dass eine Verschlechterung seines mengenmäßigen und chemischen Zustandes vermieden wird. Eine Erlaubnis für das Einbringen und Einleiten von Stoffen in das Grundwasser darf nach § 48 Abs. 1 WHG nur erteilt werden, wenn eine nachteilige Veränderung der Wasserbeschaffenheit nicht zu besorgen ist.

Die RICHTLINIE 2000/60/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik (Wasserrahmenrichtlinie – WRRL) bestimmt ferner verbindlich, dass die Mitgliedstaaten die erforderlichen Maßnahmen durchführen, um die Einleitung von Schadstoffen in das Grundwasser zu verhindern oder zu begrenzen und eine Verschlechterung des Zustands aller Grundwasserkörper zu verhindern.

Für die Frage der WRRL-Relevanz ist bei Grundwasserbelastungen die sogenannte Tochterraichtlinie Grundwasser heran zu ziehen. Hier ist u.a. eine Liste der Stoffe enthalten, die in jedem Fall bei der Bewertung zu berücksichtigen sind. Die Mehrzahl der Fracking-Hilfsstoffe ist darin zwar nicht enthalten. Es steht aber außer Frage, dass durch die Bohrungen WRRL-relevante Grundwasserkörper zumindest berührt werden. Damit gilt hier in jedem Fall das Verschlechterungsverbot der WRRL, wenn es zu Verunreinigungen kommt.

Da die jetzt bekannten Pläne und Erlaubnisse einen großen Teil der Landesfläche umfassen, stellt die Gasexploration und -gewinnung eine wichtige Bewirtschaftungsfrage dar, die spätestens im zweiten Bewirtschaftungsplan (2015) berücksichtigt werden muss.

Novellierungsbedarf

Auf Grundlage des geltenden Rechts erscheint damit eine Zurückweisung von Genehmigungsanträgen zur Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten nicht nur möglich sondern zwingend.

Dennoch besteht dringender Handlungsbedarf des Gesetzgebers:

- Für sämtliche bergbaulichen Maßnahmen zur Exploration und Gewinnung von Erdgas muss eine obligatorische Umweltverträglichkeitsprüfung unter umfassender Einbeziehung der Öffentlichkeit gesetzlich verankert werden.
- Bezüglich der Voraussetzungen für eine Genehmigung bergbaulicher Vorhaben bedarf es klarerer Vorgaben. Die „gebundene Entscheidung“ ist durch eine Ermessensentscheidung mit Vorgaben zwingender Versagensgründe zu ersetzen.

Darüber hinaus hält der BUND eine grundlegende Behebung der Defizite des Bundesberggesetzes insbesondere bezüglich des Schutzes der durch den Bergbau betroffenen Bevölkerung und der Umwelt für dringend geboten. Hierzu wird angeregt, das BBergG als eigenständiges Gesetz aufzulösen und die Vorschriften über die Genehmigung von Bergbauvorhaben in ein Umwelt-Gesetzbuch zu integrieren.

Folgende Maßnahmen sind dabei zu berücksichtigen:

- Abschaffung der Vorschriften zur vorgelagerten Verleihung von Bergbauberechtigungen an „bergfreien“ Bodenschätzen;
- Neugestaltung der Vorschriften zur Genehmigung von Bergbauvorhaben nach dem Vorbild des Planfeststellungsverfahrens unter Berücksichtigung der bergbaulichen Besonderheiten.
- Neufassung der materiellen Genehmigungsvoraussetzungen:
 - Vorrang der Konfliktvermeidung durch Stärkung der Stellung von Menschen und Umwelt,
 - besondere Anforderungen an die Bedarfsfeststellung und Genehmigungserteilung,
 - Stärkung der Beteiligung von Öffentlichkeit, Trägern öffentlicher Belange, Verbänden und Betroffenen;
- Änderung des Prozessrechts zur Sicherstellung der Möglichkeit einer vollumfänglichen gerichtlichen Überprüfung;
- Novellierung des Enteignungsrechts:
 - keine Enteignung bewohnter Häuser,
 - vollumfängliche Prüfung der Erforderlichkeit des Bergbauvorhabens für Allgemeinwohlinteressen;
- Novellierung des Bergschadens- und Entschädigungsrechts mit einer umfassenden Schadenersatz- und Entschädigungspflicht nach dem Verursacherprinzip unter Zugrundelegung der Bergschadensvermutung und Beweislast des Verursachers.

Vor diesem Hintergrund begrüßt der BUND die von der NRW-Landesregierung gestartete Bundesratsinitiative zur Änderung der bergrechtlichen Bestimmungen. Sie geht in die richtige Richtung, ist allerdings bei weitem nicht ausreichend.

Aktuelle Risiko-Studien

Der BUND fühlt sich in seiner Kritik an der Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen mittels der Fracking-Technologie durch die im August 2011 veröffentlichte „Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland“²⁶ bestätigt. Allerdings fehlt noch immer eine umfassende unabhängige Risikobewertung. Eine solche hat die NRW-Landesregierung inzwischen in Auftrag gegeben („Gutachten mit einer Risiko-studie zur Exploration und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten in Nordrhein-Westfalen und deren Auswirkungen auf den Naturhaushalt insbesondere die öffentliche Trinkwasserversorgung“). Diese soll eine umfassende Grundlage zur weiteren Bewertung dieser Risiko-Technologie schaffen.

Auch Bundesumweltminister Norbert Röttgen, hat eine „umfangreiche Expertise“ zu den Risiken der Erdgasförderung mit Fracking angekündigt. Die jetzt veröffentlichte Ausschreibung zu den „Umweltauswirkungen von Fracking“ gibt jedoch Anlass, an der Sinnhaftigkeit dieser Studie zu zweifeln. Nach der Ausschreibung soll die Studie nur auf den begrenzten Erfahrungen in Deutschland basieren. Hydraulic Fracturing bei der unkonventionellen Gasförderung wurde hier allerdings bislang nur wenige Male ausprobiert. In Australien und den USA dagegen tausendfach. Aus diesen Ländern stammen zwangsläufig auch Studien und Berichte über die Kontaminierung von Grund- und Trinkwasser, Luftverschmutzung, Erdbeben und vielen anderen Folgen. Während das Umweltministerium NRW kategorisch ausschloss, dass die Ergebnisse des von ExxonMobil bezahlten und von einer mit der Erdgasindustrie verbundenen Organisati-

²⁶ http://www.umweltbundesamt.de/chemikalien/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf

on durchgeführten "Dialogprozesses" Verwendung finden, soll die Studie von Umweltminister Röttgen diese ausdrücklich nutzen. Im Vergleich zur Stellungnahme des Umweltbundesamtes über die Risiken von Fracking fehlen in der Ausschreibung des Umweltministeriums auch ganze Bereiche. Nicht erwähnt werden die schlechte Klimabilanz, der hohe Flächenverbrauch, die Industrialisierung ganzer Landstriche, die Risiken von Erdbeben, bekannte Probleme mit Zementierung und Verrohrung oder die Luftverschmutzung.

Die Studie des Bundes soll die Grundlagen für die unkonventionelle Gasförderung in den nächsten Jahrzehnten für die ganze Bundesrepublik festlegen. Gemäß der Ausschreibung genügt sie allerdings kaum den dafür notwendigen fundierten wissenschaftlichen Standards.

Fazit

Solange nicht die fachlichen und rechtlichen Voraussetzungen für eine umfassende Bewertung der Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen vorliegen, sind entsprechende Genehmigungen zu versagen und alle weiteren Explorations- und Erschließungsmaßnahmen im Rahmen erteilter Genehmigungen auszusetzen. Dem Grund- und Trinkwasserschutz muss unbedingte Priorität vor einer möglichen Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen eingeräumt werden. Das Bundesberggesetz ist grundlegend im Sinne einer umfassenden und transparenten Bürgerbeteiligung sowie restriktiver Vorgaben für die Aufsuchung und Gewinnung bergfreier Bodenschätze zu reformieren.

Letztendlich fordert der BUND aufgrund der derzeit unkalkulierbaren Risiken für Mensch und Gewässerhaushalt, die Erschließung unkonventioneller Erdgasvorkommen mit Hilfe des Hydraulic Fracturing gesetzlich zu verbieten.

Mehr Informationen: <http://www.bund-nrw.de/fracking>

Dipl.-Geogr. Dirk Jansen, 17.11.2011



Bund für
Umwelt und
Naturschutz
Deutschland
LV NRW e.V.