

Jan Schilling

Planerische Steuerung von unterirdischen
Raum- und Grundstücksnutzungen

Abschnitt 1: Erdöl- und Erdgasförderung

A. Kurzbeschreibung

Erdöl und Erdgas stellen mit einem Anteil von 54,4 % am Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik¹⁵ mit Abstand die beiden wichtigsten Energieträger dar. Auch vor diesem Hintergrund hat die Förderung von Kohlenwasserstoffen in Deutschland bereits eine lange Tradition. Trotz der hohen Bedeutung für die Energieversorgung und der langen Tradition werden in Deutschland jedoch im internationalen Maßstab nur geringe Mengen an Erdöl und Erdgas gefördert. Insgesamt deckte die heimische Erdölproduktion 2010 etwa 2,7 % des gesamten Mineralölverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland¹⁶. Die inländische Erdgasförderung hingegen erreichte im gleichen Zeitraum einen Anteil von 11 % des Inlandverbrauchs und stellt damit einen wichtigen Beitrag zur Sicherheit der Erdgasversorgung Deutschlands dar¹⁷.

Seit Jahrzehnten gehen jedoch die Fördermengen aufgrund des fortgeschrittenen Alters der produzierenden Lagerstätten sowohl im Erdöl- als auch im Erdgasbereich zurück. Gleichzeitig haben sich jedoch die Konzessionsflächen zur Exploration von zusätzlichen Kohlenwasserstoffvorkommen weiter vergrößert und umfassen eine Gesamtfläche von etwa 97.000 Quadratkilometer¹⁸. Neue Konzessionsflächen zur Aufsuchung wurden dabei in 2010 vor allem in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Niedersachsen zur Erkundung des Untergrundes nach nicht-konventionellen Erdgaslagerstätten vergeben¹⁹.

15 Energieverbrauch der BRD 2011, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Pressemitteilung vom 20.12.2011.

16 Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG), Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010, Seite 31.

17 Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG), Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010, Seite 31.

18 Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG), Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010, Seite 9.

19 Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG), Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010, Seite 9.

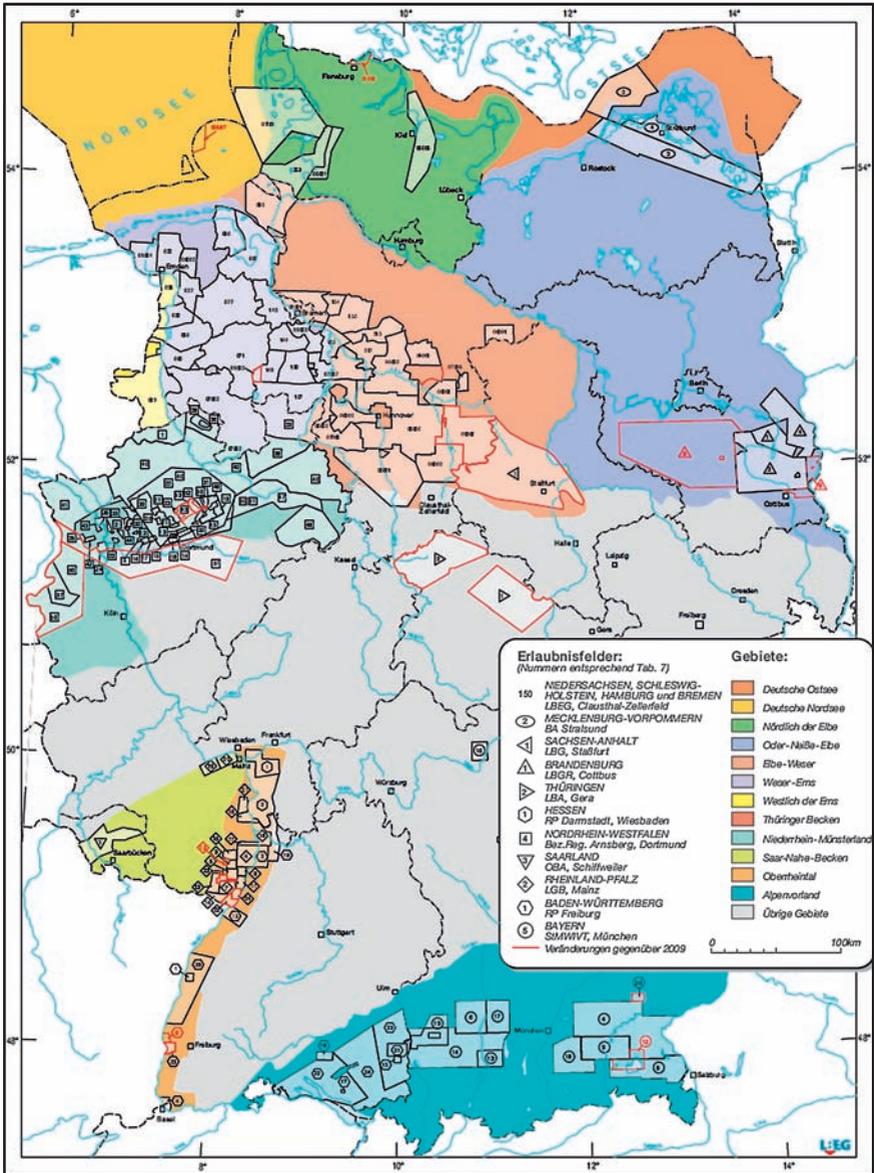


Abb. 1: Erlaubnisfelder für Kohlenwasserstoffe, Stand 31.12.2010; Quelle: LBEG, Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010, Seite 29.

I. Erdölförderung

Erdöl ist ein Sammelbegriff für ein flüssiges, natürlich vorkommendes Gemisch aus Kohlenwasserstoffen, das in seiner chemischen Zusammensetzung und den physikalischen Eigenschaften stark variieren kann. Es lagert im Untergrund in Tiefen von wenigen Metern bis zu einer Tiefe von 4.000 m, teilweise auch noch tiefer. Wirtschaftlich ausbeutbare Vorkommen befinden sich meist in porösen oder kluftig-kavernösen Speichergesteinen, die nach oben von undurchlässigen Gesteinsschichten mit einer Fallenstruktur abgeschlossen sind²⁰. Die für eine Ansammlung des Erdöls notwendigen geologischen Fallenstrukturen sind dabei Antiklinal-Strukturen, aber auch Faziesfallen und Diskordanz-Lagerstätten²¹. Als Speichergesteine können sowohl Sandsteine als auch Karbonate fungieren, wobei eine Lagerstätte sowohl aus einer, wie auch aus mehreren dieser erdölführenden Schichten bestehen kann. Dabei steht das in der Lagerstätte befindliche Erdöl unter erhöhtem Druck, der es bei Aufschluss von alleine in Richtung Erdoberfläche fließen lässt. Im Verlauf der weiteren Ausbeutung des Erdölfeldes nimmt dieser Druck jedoch ab und es wird erforderlich, technische Maßnahmen zu ergreifen, um eine konstante Förderung weiter aufrechtzuerhalten. Dabei kommen neben Pumpen auch sogenannte EOR-Verfahren zum Einsatz, zu denen vor allem das Einpressen von Formations- und Seewasser sowie die Injektion gasförmiger oder chemischer Stoffe gehören²². Dazu werden diese Stoffe direkt unterhalb oder in die Lagerstätte injiziert, um den durch die Förderung abfallenden Lagerdruck zu erhalten und die Exploitation zu befördern.

Neben konventionellen Lagerstätten von Erdöl gibt es in Deutschland auch Vorkommen von sogenanntem nicht-konventionellem Erdöl²³ in Ölsanden und Ölschiefer. Diese spielen jedoch aufgrund von Wirtschaftlichkeitserwägungen und konkurrierenden Nutzungen wie der Herstellung von Ölschiefer-Zement in der Praxis bislang keine bedeutsame Rolle und werden daher im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

20 BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 31.

21 BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 195.

22 BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 62.

23 Bei Erdöl und Erdgas wird von konventionellen Vorkommen gesprochen, wenn eine Förderung mit den klassischen Explorations-, Förder- und Transporttechniken erfolgen kann. Von nicht-konventionellen Vorkommen wird gesprochen, wenn die Förderung alternativer Technologien bedarf; instruktiv zur Unterscheidung auf der Grundlage dieser „weichen“ Definition siehe BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 18 ff.

II. Erdgasförderung

Erdgas ist ein natürliches in der Erdkruste vorkommendes Gasgemisch, das neben Methan als Hauptkomponente auch weitere Bestandteile wie Ethan und Propan sowie nicht brennbare Gase wie Stickstoff, Kohlenstoffdioxid, Schwefelwasserstoff und Helium enthalten kann. Wie Erdöl migriert Erdgas in der Erdkruste und sammelt sich in Fallenstrukturen aus hochpermeablen, porösen Gesteinen, die durch undurchlässige Gesteinsschichten abgeschlossen werden²⁴. In den meisten Sedimentbecken existieren neben reinen Erdgaslagerstätten auch Vorkommen, in denen sowohl Erdöl als auch Erdgas zu finden sind.

Neben Erdgas in den beschriebenen konventionellen Lagerstätten gibt es in Deutschland auch Lagerstätten von nicht-konventionellem Erdgas. Hierbei wird zwischen Erdgas aus dichten Gesteinen, Kohleflözgas, Erdgas aus Aquiferen und Gashydrat unterschieden. National bedeutsam sind hierbei lediglich die Vorkommen von Erdgas aus dichten Gesteinen sowie Kohleflözgas.

Als Erdgas aus dichten Gesteinen wird dabei Erdgas bezeichnet, das in sehr gering durchlässigem Gestein eingelagert ist²⁵. Die Gewinnung ist aufgrund der geringen Permeabilität technisch anspruchsvoll und teuer. Eine wirtschaftliche Ausbeutung der Vorkommen beruht daher im Wesentlichen auf produktionssteigernden Maßnahmen wie der Erzeugung künstlicher Riss-Systeme zur Erhöhung der Durchlässigkeit sowie einer Optimierung der Produktionsbohrungen durch Horizontal- und Multilateralbohrungen²⁶. Ein weiteres Vorkommen von nicht-konventionellem Erdgas sind Kohleflözgase. Dazu gehören im Wesentlichen Flözgase²⁷ und Grubengase²⁸, die in allen Ländern zu finden sind, in denen Hartkohle lagert und ausgebeutet wird. Sie können entweder durch Bohrungen oder durch eine Absaugung gefördert werden²⁹.

24 BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 71.

25 Die Abgrenzung zu konventionelle Vorkommen erfolgt dabei über die Permeabilität des Gesteins für Flüssigkeiten und Gase. International ist als obere Grenze eine durchschnittliche Permeabilität von 0.1 milliDarcy (mD) gebräuchlich; in Deutschland wird die Abgrenzung in Abweichung hiervon bei 0.6 mD vorgenommen; BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 92.

26 BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 93; das angewendete Verfahren wird häufig auch als hydraulische Schichtbrechung oder Hydrofracturing/Hydraulic Fracturing bezeichnet; vgl. *Seuser*, NuR 2012, Seite 8 (9).

27 Als Flözgas wird aus Kohleflözen in unverritztem Gebirge freigesetzte Gas bezeichnet, das durch Bohrungen freigesetzt wird; BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 96.

28 Grubengas bezeichnet das Flözgas, das durch Bergbautätigkeiten im Grubengebäude unmittelbar oder später freigesetzt wird; BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 96.

29 BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 97.

Im Gegensatz zu den in Deutschland unbedeutenden Vorkommen von nicht-konventionellem Erdöl ist bei nicht-konventionellem Erdgas ein deutlich wachsendes Interesse an der Exploration und Förderung in Deutschland zu verzeichnen³⁰.

B. Geographische und geologische Situation

I. Erdölförderung

Die wichtigsten deutschen Fördergebiete liegen in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen, die zusammen auf etwa 93,3 % der Gesamtproduktion kommen³¹. Ein Großteil der verbleibenden Jahresförderung entstammt dabei einer dem Niedersächsischen Becken zugehörigen Erdölprovinz im westlichen Emsland³². Zwei Drittel der deutschen Förderung kommen dabei aus Sandsteinen des Dogger, ein weiteres Viertel stammt aus Sandsteinen der Unterkreide³³. Weitere relevante Erdöllagerstätten befinden sich in Gesteinsformationen des Perm und des Tertiär. Die Fördertiefen betragen dabei 300 bis 3.000 m im Südwesten Deutschlands und 1.400 bis 4.400 m im Südosten. Im Nordwesten liegen die Fördertiefen³⁴ zwischen 500 und 1.100 m, während im Nordosten in Tiefen von 300 bis über 3.000 m gefördert wird.

30 *BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 206; Kimmerle, Erdgas in Deutschland – Schatzsuche im Schiefer, Artikel vom 12.04.2010 auf Spiegel Online.*

31 *Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG), Erdöl und Ergas in der Bundesrepublik Deutschland 2010, Seite 31.*

32 *BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 195.*

33 *BGR, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 195.*

34 *Teufe: vertikaler Abstand von der Oberfläche zu einem Punkt im Erdreich.*

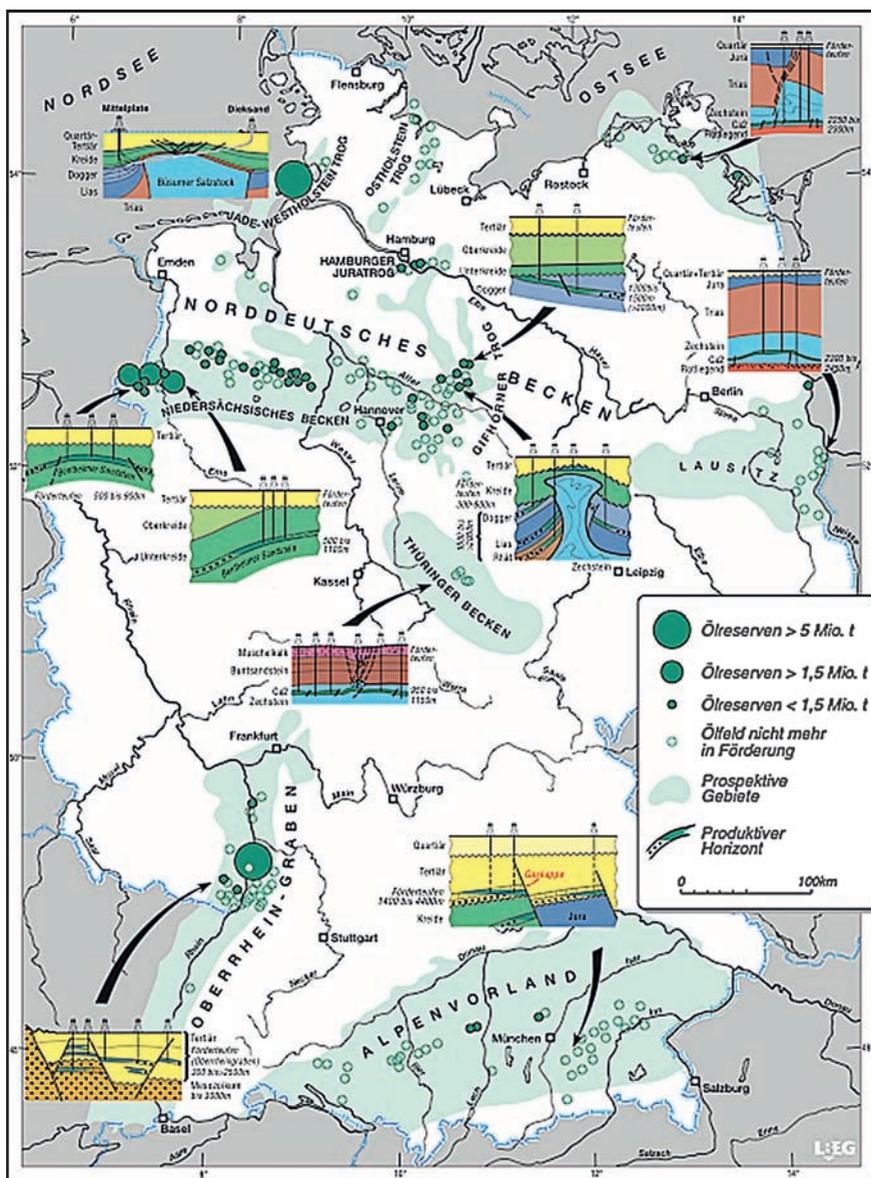


Abb. 2: Prospektive Gebiete, Erdölfelder und charakteristische Erdölstrukturen in Deutschland, Stand 31.12.2010; Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG), Eröl und Ergas in der Bundesrepublik Deutschland 2010, Anlage 3.

II. Erdgasförderung

Bei der Erdgasförderung ist Niedersachsen mit einem Anteil von 93,5 % an der Gesamtförderung und 74 der 81 deutschen Erdgasfelder mit Abstand das wichtigste Fördergebiet³⁵. Dabei stammt das Erdgas überwiegend aus den Fördergebieten zwischen Weser und Ems sowie zwischen Elbe und Weser³⁶. Als Speicherhorizonte von konventionellem Erdgas dominieren Gesteinsschichten des Karbon, Rotliegend und Zechstein³⁷. Die Fördertiefen betragen in Süddeutschland zwischen 350 bis 4.000 m im Südwesten und 700 bis 4.500 m im Südosten. In Norddeutschland werden im Nordwesten Fördertiefen zwischen 800 und über 5.000 m erreicht. Im Nordosten liegen die erschlossenen Förderhorizonte in Tiefen zwischen 350 und 3.500 m.

Vorkommen von nicht-konventionellem Erdgas in dichten Gesteinen treten typischerweise in den Zentralbereichen von tiefen (> 4.500 m) Sedimentbecken auf³⁸. In Deutschland kommt insbesondere das Norddeutsche Becken für eine Förderung in Frage. Hauptspeicherhorizonte sind das Rotliegend sowie das Karbon. Hinzu kommen noch Vorkommen an Grubengas, das an Bergwerksstandorten für die regionale Strom- und Wärmeerzeugung benutzt wird und auch von einem zunehmenden Interesse gekennzeichnet ist. In Deutschland wird Grubengas insbesondere in den Kohlerevieren von Nordrhein-Westfalen und vom Saarland genutzt.

35 *Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG)*, Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010, Seite 32; *Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG)*, Erdöl und Ergas in der Bundesrepublik Deutschland 2008, Seite 30.

36 *Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (LBEG)*, Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2010, Seite 32.

37 *BGR*, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 201.

38 *BGR*, Energierohstoffe 2009, Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit, Seite 92.