

Grubengasnutzung in NRW

Dipl.-Ing. Jörg Krämer

Einleitung

In den vergangenen Jahren haben die alternativen bzw. erneuerbaren Energien enorm an Bedeutung gewonnen. Aus dem Gesamtkatalog der erneuerbaren Energien gemäß dem sogenannten „Erneuerbaren-Energien-Gesetz“ (EEG) vom April 2000 sind für Bergbauingenieure die erneuerbaren Energieformen mit Lagerstättenbezug von besonderer Bedeutung, nämlich die geothermische Energie (Erdwärme) und das Grubengas.

Im Folgenden soll die Bedeutung des Grubengases in NRW dargestellt werden. Es werden die Grundlagen für das Verständnis der Thematik aufgezeigt, die eingesetzte Technik erläutert und die Entwicklung der Grubengasnutzung in NRW dargestellt. Die Schwerpunkte der Forschung werden aufgezeigt, es wird auf die Kyoto-Mechanismen (CDM) eingegangen und die Grubengasinitiative NRW vorgestellt. Abschließend wird eine juristische Stellungnahme zur Diskussion der Förderabgabe gegeben.

Grubengas

Das Grubengas ist ein „alter Bekannter“ im Steinkohlentiefbau. Es stellt als explosives Gas (Explosionsbereich 4,8 - 16%) eine Gefahr im aktiven Bergbau dar, kann aber auch im Stillstandsbereich und durch diffuse Gasaustritte an der Tagesoberfläche eine Gefährdung darstellen. Darüber hinaus ist es ein klimarelevantes Gas und trägt um den Faktor 21 stärker zum Treibhauseffekt bei als Kohlendioxid.

Gleichzeitig ist Grubengas mit seinem Hauptbestandteil Methan (CH_4) aber auch ein nutzbarer Energieträger. Der Energiegehalt von Methan liegt mit ca. 13 kWh/kg im Bereich

von Superbenzin (12 kWh/kg) bzw. Diesel (11,8 kWh/kg) und deutlich höher als Steinkohle (7,5 - 9 kWh/kg) oder Holz (4 - 4,4 kWh/kg).

Grubengas entsteht zwangsläufig bei der Bildung von Steinkohle. In Versuchen konnte nachgebildet werden, dass bei der Entstehung von einer Tonne Fettkohle neben ca. 30 m³ Kohlendioxid und ca. 40 m³ Wasser bis zu 85 m³ CH₄ gebildet werden. Durch nachfolgende geochemische Prozesse migriert ein Großteil des Wassers und des Kohlendioxids aus der Kohle heraus. Daher enthält das Gas in der unverritzten Lagerstätte etwa 90 - 95% Methan. Da das Grubengas innerhalb geologischer Zeiträume zur Tagesoberfläche hin wanderte, liegt der heutige Gasgehalt in der Steinkohlenlagerstätte des Ruhrreviers zwischen 0 und 22 m³.

Nutzung

Die Motivation zur Absaugung und Verwertung von Grubengas generiert sich hauptsächlich aus drei Aspekten:

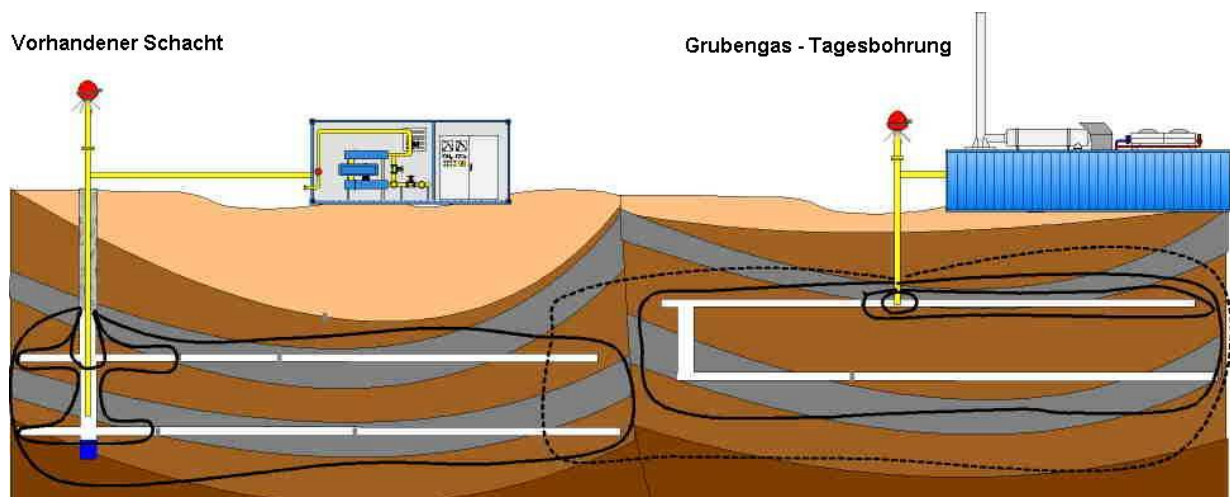
- die Nutzung einer neuen Energieressource
- die Erhöhung der Sicherheit unter und über Tage
- der mit der Verwertung von Grubengas verbundene Beitrag zur Verbesserung der Umwelt

Je nach Ausformung der Grubengasvorkommen werden drei Typen unterschieden:

Als erste Gruppe ist das „Coal Bed Methane“ (CBM) zu nennen. Hierbei handelt es sich um adsorptiv gebundenes Methan in unverritzten Kohlenlagerstätten mit mehr als 90% Methangehalt. Die Gewinnung von übertage erfolgt mittels Bohrungen, wobei aufgrund der geringen Permeabilitäten besondere technische Maßnahmen zu ergreifen sind. Die hauptsächlich angewandte technische Maßnahme zur Verbesserung der Permeabilitäten ist das „hydraulic fracturing“. Hierbei wird Flüssigkeit und Sand unter hohem Druck (mehrere hundert bar) in definierte Flözhorizonte eingebracht. Es bilden sich künstliche Spalten (sog. „Frac“) aus. Die Halblängen dieser Fracs erreichen etwa 150 m, die Höhe einige Dekameter, die Fracbreiten einige Zentimeter. CBM-Projekte sind in den USA sehr erfolgreich. In Europa wurden ähnliche Projekte in den 90er Jahren begonnen, allerdings mit erheblich weniger Erfolg. Auch in Deutschland wurden insgesamt vier CBM-Bohrungen niedergebracht (zwei im Ruhrrevier, zwei im Saarrevier). Aufgrund ungünstiger wirtschaftlicher Rahmenbedingungen wurden die deutschen CBM-Projekte Ende der 90er Jahre eingestellt. CBM bleibt jedoch eine für die Zukunft interessante Gasressource auch in Deutschland.

Die zweite Gruppe des Grubengases ist das „Coal Seam Methane“ (CSM). Diese Form des Grubengases wird im aktiven Steinkohlenbergbau durch Vorabsaugung gewonnen und energetisch verwertet. Die Methangehalte liegen zwischen 25 - 60%.

Die dritte Gruppe ist das „Coal Mine Methane“ (CMM). Es handelt sich hierbei um Gas in stillgelegten Bergwerken mit Methangehalten von 60 - 80%. Die Gewinnung erfolgt durch bestehende Schächte oder gezielte Tagesbohrungen - wie in Bild 1 dargestellt.



Das Bild zeigt die beiden möglichen Gewinnungsmethoden von CMM. Dies ist einerseits das Besaugen existierender Schächte, andererseits das Abteufen von Tagesbohrungen. Natürlich stellt die Gewinnung von CMM mittels Tagesbohrungen ein höheres wirtschaftliches Risiko dar, denn die Wahrscheinlichkeit des Erfolges einer solchen Tagesbohrung ist erheblich geringer als bei der Absaugung von Grubengas über einen bestehenden Tagesschacht (Fündigkeitsrisiko). Unter anderem sind bei der Bohrung zu durchteufende alte Grubenbaue und damit verbundene Spülungsverluste sowie gegebenenfalls anstehendes Grubenwasser als Gründe zu nennen.

Unabhängig von der Erschließungsmethode ist das Verwertungsprinzip stets gleich. Das Grubengas wird aus der Lagerstätte abgesaugt, verdichtet und einem konventionellen Gasmotor zugeführt. Dieser treibt einen Generator an und der so produzierte Strom wird in das öffentliche Leitungsnetz eingespeist. Die Stromproduktion aus Grubengas ist daher nicht an einen lokalen Abnehmer gebunden. Über die Nutzung der Motorenabwärme kann der Wirkungsgrad der Anlage verdoppelt werden. Im Gegensatz zur Erzeugung elektrischer Energie muss jedoch ein Abnehmer für die thermische Energie in unmittelbarer Nähe sein. Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer Leistung von 1 MW läuft unter Vollast ca. 6000

– 7000 Betriebsstunden pro Jahr. In diesem Zeitraum werden 6300 – 7300 kWh elektrischer und optional 7400 – 8600 kWh thermische Energie erzeugt. Hierdurch kommt es zu einer Vermeidung von ungefähr 30000 – 35000 t CO₂-Emissionen pro Jahr.

Entwicklung

Bereits im Dezember 1999 wurde der Interessenverband Grubengas (IVG) gegründet. Im April 2000 trat das Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Kraft. Unter anderem sind die Ziele dieses Gesetzes:

„...die Abnahme und die Vergütung von Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Geothermie, ..., Grubengas oder aus Biomasse stammt, zu regeln...“

„... im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen..“

„... den Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen...“

„... den Anteil erneuerbaren Energien am gesamt Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln.“

Durch die Initiative der Landesregierung NRW, des Landesoberbergamtes NRW und des IVG wurde auch die Stromproduktion aus Grubengas in das EEG aufgenommen. Das Gesetz unterstützt besonders kleindimensionierte Stromerzeugungsanlagen und bietet Planungssicherheit durch einen 20jährigen Bestandsschutz. Es löste in der Folge die Gründung einer Vielzahl von Grubengasgesellschaften in NRW aus. Im September 2001 wurde die Grubengasverwertung in das Klimaschutzkonzept NRW aufgenommen mit dem Ziel, eine Reduktion um 3,6 Mio. t CO₂-Äquivalente zu erreichen. Im Oktober 2001 wurde unter dem Dach der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW die Arbeitsgruppe Grubengas gegründet – mittlerweile besser bekannt unter dem Namen Grubengasinitiative NRW. Seit 2005 findet auch in NRW im Rahmen der Umsetzung des Kyoto-Protokolls ein Zertifikate-Handel statt. Die Grubengasnutzung ist hierbei ein besonders interessantes Feld, da Methan eine viel höhere Klimarelevanz aufweist als Kohlendioxid.

Von den drei dargestellten Formen von Grubengas bedürfen nach dem deutschen Berggesetz nur CBM und CMM einer gesonderten Gas-Konzession; CSM kann auf der Basis einer vorhandenen Kohlen-Konzession mitgewonnen werden. Seit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im April 2000 hat die Zahl der Nutzungsstandorte

rasant zugenommen. Ende 2002 produzierten 48 Blockheizkraftwerke (BHKWs) mit einer installierten Kapazität von 66 Megawatt 203,4 Gigawattstunden Strom und vermieden durch die Umwandlung von CH₄ in minder schädliches CO₂ 1,06 Mio. t CO₂-Äquivalente. Ende 2005 lieferten 129 BHKWs mit 167 MW installierter Leistung insgesamt 917 GWh Strom sowie 114 GWh Wärme und vermieden damit 4,3 Mio. t CO₂-Äquivalente. Die für das erste Halbjahr 2006 hochgerechneten Zahlen ergeben, dass 124 BHKWs mit 166 MW installierter Leistung 416 GWh Strom sowie 42 GWh Wärme geliefert haben und 1,9 Mio. t CO₂-Äquivalente vermieden wurden¹. Bild 2 zeigt die Lage der zur Zeit 84 Bergbauberechtigungen (20 Aufsuchungserlaubnisse und 64 Gewinnungs-bewilligungen) im Ruhrrevier.

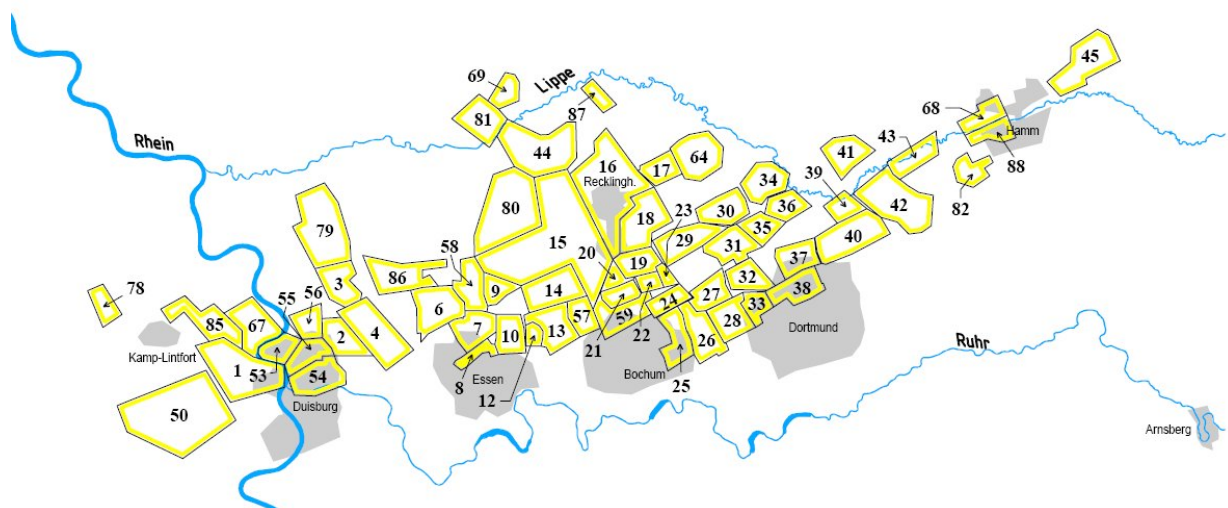


Bild 2: Bergbauberechtigungen auf Grubengas im Ruhrrevier 2006

Forschung

Ein relativ neuer Bergbauzweig wie die Grubengasgewinnung bedarf der intensiven Forschungsarbeit. Zukunfts-Felder der Forschung beschäftigen sich insbesondere mit:

- der motorentechnischen Weiterentwicklung für die Verbrennung von Grubengas mit CH₄-Gehalten < 30 Vol %
- Modellen zur exakten Abschätzung der Grubengashöflichkeit in stillgelegten Bergwerken
- dem sogenannten „Bohrlochbergbau“, d. h. der Absaugung und Verwertung von Grubengas über Tagesbohrungen
- der Gewinnung von Gas aus unverritzten Kohleflözen (CBM)

¹ Bez. Reg. Arnsberg, Abt. 8, Stand: 15.08.2006

Um gerade den letzten Punkt zu fördern haben an der RWTH Aachen das Institut für Markscheidewesen und das Geologische Institut Aachen das „Coal Bed Methane-Projekt Münsterland“ gestartet. Im Dezember 2005 wurde eine Erlaubnis zur Aufsuchung von Kohlenwasserstoffen zu wissenschaftlichen Zwecken beantragt und mittlerweile genehmigt. Der Name des 3470 km² großen Feldes lautet CBM-RWTH.

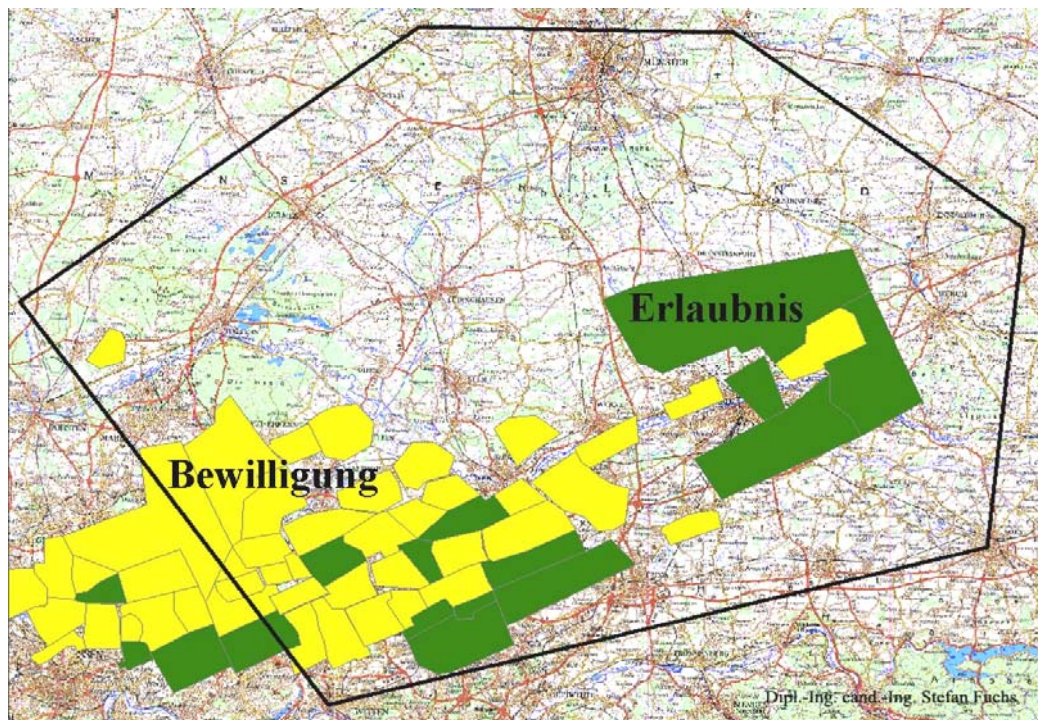


Bild 3: wissenschaftliches Erlaubnisfeld CBM-RWTH

Geplant ist die ingenieur- und geowissenschaftliche Erkundung der Untergrundverhältnisse im Bereich des Feldes durch geologische, geophysikalische und lagerstättenkundliche Untersuchungen. Dabei sind die Bewertung des Flözgaspotentials und die technische Evaluierung einer Förderbarkeit gleichwertige Ziele des Vorhabens.

Kyoto-Instrumentarium

Aufgrund der Tatsache, dass Methan ein um den Faktor 21 höheres klimarelevantes Schädigungspotential als Kohlendioxid besitzt, gewinnen im Bereich der Grubengasverwertung die in Bild 4 aufgeführten Mechanismen nach dem Kyoto-Protokoll immer mehr an Bedeutung.

Emissionshandel:	Joint Implementation:	Clean Development Mechanism:
Unternehmen aus Annex B-Staaten handeln Emissionsberechtigungen	Unternehmen aus Annex B-Staaten führen Emissionsminderungsprojekt in einem anderen Annex B-Staat durch	Unternehmen aus Annex B-Staaten führen Emissionsminderungsprojekt in einem Nicht-Annex B-Staat durch
<p align="center">AAU (Assigned Amount Unit)</p>	<p align="center">ERU (Emission Reduction Unit)</p>	<p align="center">CER (Certified Emission Reduction)</p>

Bild 4: Mechanismen nach Kyoto-Protokoll

Gerade in Ländern, die nicht über unterstützende Regelungen im Sinne des EEG verfügen, kann eine wirtschaftlich sinnvolle Realisierung von Grubengasprojekten durch zusätzliche Mittel aus dem Emissionshandel ermöglicht werden. Je mehr diese Mechanismen in der kommenden Zeit in den Planungsvorgang eingebunden werden, desto stärker wird auch die Rolle der Grubengasnutzung im Sektor des Zertifikate-Handels werden. Bei durchschnittlich ca. 32500 t/a CO₂-Einsparungen für ein 1 MW-BHKW ergeben sich bei einem Preis von 5 € pro Zertifikat jährlich 162500 €

Grubengasinitiative NRW

Die Grubengasinitiative engagiert sich vorrangig in den Bereichen Technik, politisches/wirtschaftliches/wissenschaftliches Umfeld und Export. Explizit formulierte Ziele der Grubengasinitiative sind:

1. Darstellung des Standes und der Entwicklung effizienter Technologien
2. Schaffung positiver Rahmenbedingungen (Richtlinien, Unterstützung, Emissionshandel)
3. Schaffung und Verbesserung der Exportchancen für Unternehmen auf dem Sektor Grubengas in NRW

Zu diesen Bereichen werden nach Bedarf Untergruppen gebildet, die sich z. B. mit der Erschließung von Grubengasvorkommen mittels Bohrungen oder der Bündelung der Auslandsaktivitäten interessierter Gruppen auf dem Gebiet der Grubengasnutzung beschäftigen. Im Bereich des Exports liefert die Grubengasinitiative Unterstützung für deutsche Unternehmen und hilft bei der Etablierung, bzw. dem Ausbau internationaler Kontakte. Sie bildet eine interdisziplinäre Plattform für die Energieerzeugung aus Grubengas, die Erhöhung

der Sicherheit in ausländischen Bergwerken, der Förderung des Umweltschutzes im internationalen Bergbau und der Einführung des Emissionshandels in die bergbauliche Planungspraxis. Länder mit hohem Methangasanfall sind daher vordergründig von Interesse. Die internationalen Aktivitäten der Grubengasinitiative in Form von Messen, Vortragsveranstaltungen und Roadshows konzentrieren sich zur Zeit auf die Volksrepublik China, Russland und die Ukraine.

Zusammenfassung

Eine große Menge Grubengas mit Methangehalten von bis zu 90% ist in aktiven und stillgelegten Bergwerken vorhanden und kann energetisch genutzt werden. Die Gewinnung kann über alte Schächte oder durch Bohrungen von über Tage erfolgen. Durch die Verwertung des Grubengas kann Elektrizität und auch Wärme produziert werden. Außerdem wird die Sicherheit innerhalb der Bergwerke erhöht und auch das Risiko von übertägigen diffusen Gasaustritten verringert. Ein weiterer wichtiger Aspekt der Grubengasnutzung ist die Förderung des Klimaschutzes durch Vermeidung von Emissionen in die Atmosphäre. Zukünftige Interessenschwerpunkte sind die Gewinnung von Gas aus unverritzten Kohlenlagerstätten (CBM) und die Einbringung des Kyoto-Instrumentariums in die bergbauliche Planungspraxis (CDM/JI). Weiterhin gilt es, auf dem Gebiet der Maschinentechnik Forschung zu betreiben, um die Schwachgasnutzung (< 30 Vol.-% CH₄) zu verstärken. Die Forschung der Institute der RWTH Aachen und die nationalen und internationalen Aktivitäten der Grubengasinitiative NRW tragen ihren Teil dazu bei.