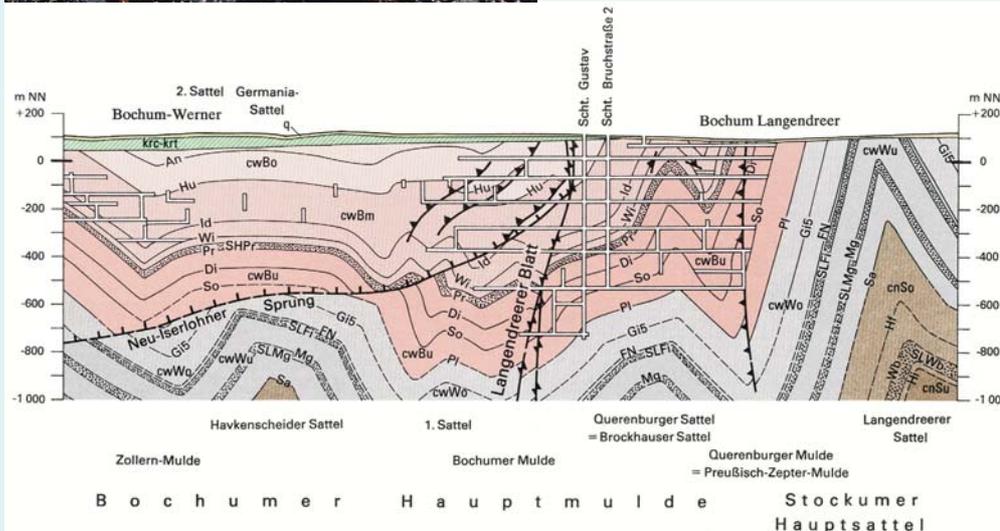




**Grubengas - ein Energieträger in NRW.** Zukunftsenergien.  
Unterstützt von Land und Wirtschaft. [www.energieland.nrw.de](http://www.energieland.nrw.de)



Struktur des Steinkohlengebirges im südlichen Ruhrgebiet (aus „Geologische Karte von Nordrhein-Westfalen 1:25.000, Blatt 4509 Bochum, Krefeld 1988“) Quelle: Geologischer Dienst NRW



## Prolog

Während die weltweite energetische Nutzung von Erdgas in größerem Umfang vor etwa 30 Jahren begann, nahm das Zeitalter der umfangreichen Steinkohlennutzung schon vor ca. 300 Jahren seinen Anfang; - der Steinkohle, deren Entstehung etwa 300 Millionen Jahren zurück liegt.

Die Bildung von Grubengas ist verknüpft mit dem geochemischen Umwandlungsprozess der Steinkohlenbildung (Inkohlung). Da Methan – als der Hauptbestandteil von Grubengas (und Erdgas) – in bestimmten Konzentrationen explosibel reagiert, stellte Grubengas für Bergleute in erster Linie ein Gefährdungspotenzial dar; dies gilt im Übrigen bis heute fort. Hauptanliegen im Zusammenhang mit dem untertägigen Auftreten von Grubengas ist somit stets gewesen, die notwendigerweise zwangsbelüfteten (bewetterten) Grubenbaue dauerhaft von zündfähigen Grubengaskonzentrationen freizuhalten. Dieses Ziel wird durch Einsatz verschiedener Technologien erreicht und beschränkt sich nicht auf das Vertrauen in die heilige Barbara, die Schutzpatronin der Bergleute.

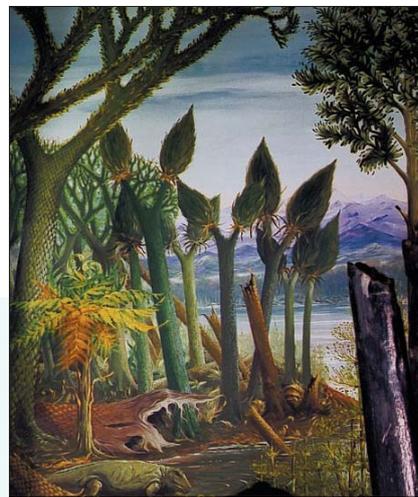
Technische Maßnahmen zur Grubengasgewinnung in betriebenen Bergwerken verhindern somit eine latente Explosionsgefahr, wenn das Grubengas nach über Tage gefördert wird.

Die energetische Verwertung des Grubengases ist aus Klimaschutzgründen ein Gebot der Stunde. Das Erneuerbare Energengesetz ermöglicht aktuell eine auch betriebswirtschaftlich sinnvolle Nutzung des „Energieträgers Grubengas“ über bisherige Größenordnungen hinaus.

Die vorliegende Broschüre der Landesinitiative Zukunftsenergien will Entstehung, Vorkommen und Potenziale von Grubengas in NRW verdeutlichen. Rechtliche, wirtschaftliche und technologische Rahmenbedingungen der Grubengasgewinnung- und -verwertung werden geschildert und geplante sowie bereits realisierte Projekte der energetischen Nutzung von Grubengas beweisen konkretes Handeln.

Grubengas ist die Bezeichnung für ein in Kohlenbergwerken vorkommendes Gasmisch. Es entsteht aus der Vermischung des in den Flözen vorhandenen Kohlegases mit der über Schächte und Stollen zugeführten atmosphärischen Luft.

Das Kohlegas besteht aus den Hauptbestandteilen Methan (CH<sub>4</sub>), Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und Stickstoff (N<sub>2</sub>) sowie Spuren von Ethan, Wasserstoff, Helium; z.T. auch Schwefelwasserstoff und Kohlensäure. Es wird hauptsächlich beim Abbau der Flöze aus der Kohle freigesetzt. In geringerem Maße und über längere Zeiträume tritt es bei günstigen Druck- und Temperaturverhältnissen sowohl vor als auch nach dem Abbau noch aus Kohle und Gestein aus.

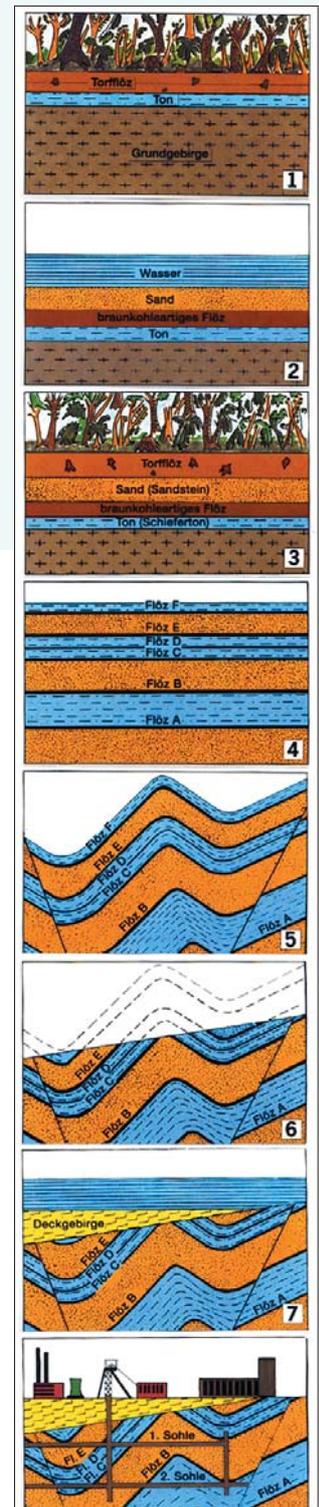


Waldsumpfmoorland zur Karbonzeit

Die Entstehung des Kohlegases ist eng an die Steinkohlenbildung gebunden:

Vor etwa 320 Millionen Jahren wurden in dem ganz Nordwesteuropa überdeckenden Meeresbecken Sedimente abgelagert, die das flache Meeresbecken verlandeten ließen. In feucht-warmen Klima wuchsen Bäume und Pflanzen in einer Waldsumpfmoorlandschaft. Bäume und Pflanzen fielen nach dem Absterben in den Schlamm und gerieten unter Luftabschluss; dadurch verfaulten sie nicht, sondern vertorfte. Erneute Überflutungen erfolgten, während sich das Land immer weiter absenkte und sich Sedimentschicht über Sedimentschicht ablagerte. Die ablaufenden Prozesse wiederholen sich im Verlauf der Jahrtausenden der Steinkohlen(karbon)zeit.

Die abgelagerten Sedimente verfestigten sich durch den Druck der auflastenden Schichten und der Temperatureinwirkung. Aus Sand wurde Sandstein, Ton verfestigte sich zu Schiefer-ton; aus Torfschichten entstand zunächst braunkohlenartiges Material. Unter Luftabschluss und mit Einwirkung von Bakterien, Pilzen und anderen Lebewesen sowie durch Herauspressen des Wassers und Abgabe von



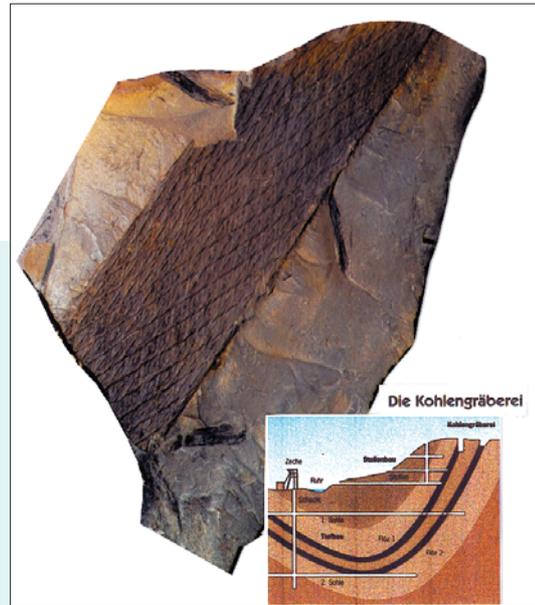
Kohlendioxid- und Methangas wurde die ehemalige Pflanzensubstanz endgültig umgewandelt, wobei eine Anreicherung von Kohlenstoff stattfand. Durch diesen chemischen Prozess, die „Inkohlung“, entstanden die Steinkohlenschichten, die „Kohlenflöze“.

War z.B. zur Bildung eines 7 m mächtigen Torfmooses eine Zeitspanne von 8.000 Jahren erforderlich, bedingte es mehrere Millionen Jahre, bis daraus ein 60 cm mächtiges (dickes) Steinkohlenflöz entstand. In den Schiefer-tonen über den Flözen (im Hangenden der Flöze) sind zahlreiche Versteinerungen (Fossilien) zu finden, welche eine Gliederung des Steinkohlengebirges ermöglichen.

Die ursprünglich fast waagrecht abgelagerten Gesteins- und Kohleschichten wurden in Millionen von Jahren durch Gebirgsdruck aufgefaltet, so dass Kohlenflöze auch zu Tage (an die Erdoberfläche) traten, wo sie z.B. im Ruhrtal seit Mitte des 14. Jahrhunderts durch „Kohlengräber“ gewonnen wurden; lange, bevor sich mit Einsatz technischer Hilfsmittel der Stollen- und der Tiefbergbau im 17. Jahrhundert entwickelte.

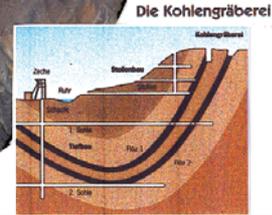
Im Raum Bochum war das Steinkohlengebirge des Oberkarbons ursprünglich 2.600 m mächtig bestehend zu 42 % aus Schiefer-tonen, zu je 25 % aus Sandschiefer und Sandstein und letztlich zu je 4 % aus Konglomeraten und Steinkohle. Vier v.H., das bedeutet, die Summe aller Steinkohlenflöze umfasste die Gesamt-mächtigkeit von ca. 100 m Steinkohle im Raum Bochum. Hiervon sind örtlich unterschiedlich große Anteile im Laufe der Erdge-schichte jedoch abgetragen worden.

Diese Fakten stellen u.a. ein wichtiges Kriterium bei der Abschät-zung von Grubengaspotenzialen dar.

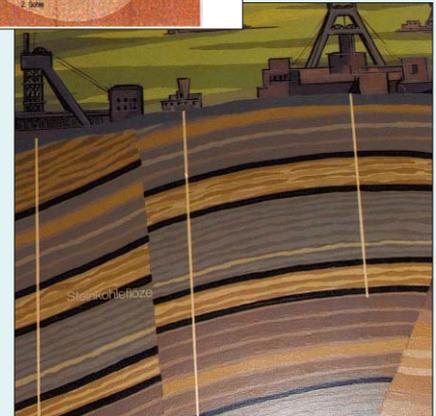


Farnwedel im Schiefer-ton

Von der Kohlengräberei zum Bergwerks-betrieb

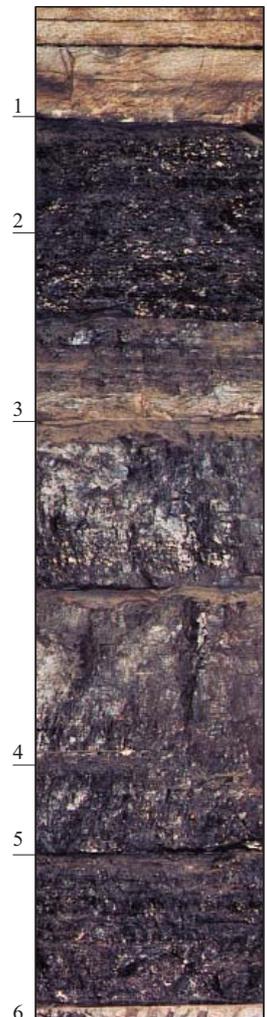


Bergwerke mit Schächten im tektonisch durch Schub- und Zugkräfte gestörten Steinkohlengebirge



Schichtenaufschluss mittels Kernbohrung

1. Mariner Horizont
2. Streifenkohle
3. Bergemittel
4. Mattkohle
5. Streifenkohle
6. Wurzelboden, Schiefer-ton mit Wurzelresten



Marine Fossilien (Gomiatiten)

## Methanvorkommen – Potenziale und Klimarelevanz

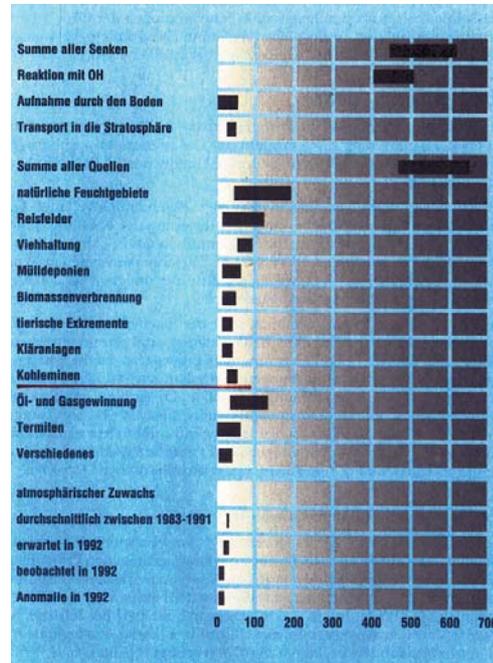
Die atmosphärische Konzentration von Methan (CH<sub>4</sub>) hat laut Bericht der Arbeitsgruppe I des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderung (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) „Klimaänderung 2001: Wissenschaftliche Grundlagen“ seit 1750 um 1060 ppb (151 %) zugenommen und steigt weiterhin an. (ppm (parts per million) oder ppb (parts per billion, 1 billion = 1 Milliarde = 1000 Millionen) ist das Verhältnis der Anzahl Treibhausgasmoleküle zur Gesamtzahl der Moleküle in trockener Luft. Zum Beispiel: 300 ppm heisst, dass pro Million Moleküle trockener Luft 300 Moleküle eines Treibhausgases gezählt werden.)

Die derzeitige Methan-Konzentration wurde in den letzten 420.000 Jahren nicht überschritten. Im Vergleich zu den 1980er-Jahren hat sich der jährliche Anstieg der Methan-Konzentration in den 1990er-Jahren verlangsamt, und die Konzentrationsschwankungen haben zugenommen. Etwas mehr als die Hälfte der gegenwärtigen Methan-Emissionen sind anthropogen (z.B. Verbrennung fossiler Brennstoffe, Viehzucht, Reisbau und Deponien). Zudem wurden vor kurzem Kohlenmonoxid-(CO-) Emissionen als eine Ursache der steigenden CH<sub>4</sub>-Konzentration identifiziert.

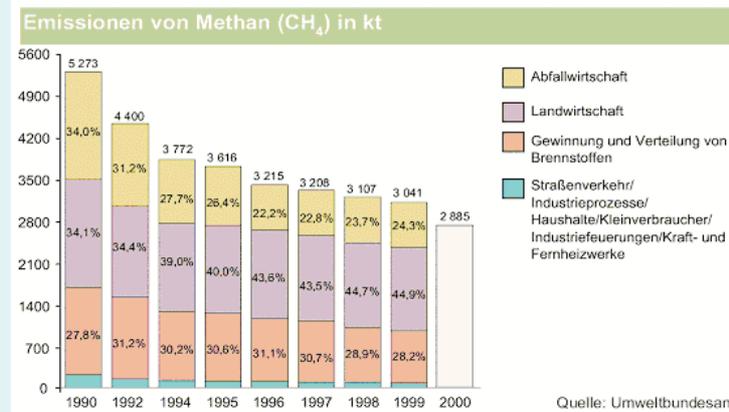
In dem Schlussbericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des 12. Deutschen Bundestages wurde 1995 die Summe aller Quellen global mit 475 – 650 Mio. t Methan pro Jahr geschätzt (s. nebenst. Abb.).

Die Hauptemittenten sind weltweit demnach: natürliche Feuchtgebiete, Reisfelder, Mülldeponien, Viehhaltung, Biomasseverbrennung, tierische Exkremente, Kläranlagen sowie Öl- und Gasgewinnung, die jeweils vor „Kohlenminen“ rangieren.

Das nationale Klimaschutzprogramm der Bundesregierung von Oktober 2000 weist unter Zugrundelegung des 5. Berichts der interministeriellen Arbeitsgruppe "CO<sub>2</sub>-Reduktion" Stand (1990) und Entwicklung [2005, "mit Maßnahmen-Szenario"] die CH<sub>4</sub>-Emissionen wie folgt aus:



Vergleich zwischen der Zunahme des atmosphärischen CH<sub>4</sub>-Gehaltes und den Quellen und Senken für CH<sub>4</sub>. Die horizontalen Balken geben die Spannweite der Schätzwerte an. Sie sind ein Maß für die noch bestehenden Unsicherheiten bei der Einschätzung der verschiedenen Quellen- und Senkestärken. Alle Angaben in Mio. t pro Jahr.



Methan-Emissionen in Deutschland (in 1.000 Tonnen)

1. Tierhaltung  
1,902 Mio. t (1990) ⇒ 1,535 Mio. t [2005]
2. Abfalldeponien  
1,894 Mio. t (1990) ⇒ 0,464 Mio. t [2005]
3. Kohlenförderung  
1,222 Mio. t (1990) ⇒ 0,544 Mio. t [2005]
4. Gasgewinnung und Transport  
0,327 Mio. t (1990) ⇒ 0,208 Mio. t [2005]
5. Sonstige Prozesse  
0,226 Mio. t (1990) ⇒ 0,120 Mio. t [2005]

Schachtabschluss mit doppelter  
"Protegohaube", ehem. Zeche  
Grimberg 4, Bergkamen



In der Datensammlung des Umweltbundesamtes (UBA) "Umweltdaten Deutschland 2000" wird u.a. der Emissionsverlauf von Methan nach Emittentengruppen in Deutschland von 1990 bis 2000 dargestellt (vgl. Abb. Seite 5, Mitte). Die UBA-Daten belegen u.a. eine absolute CH<sub>4</sub>-Reduktion von insgesamt 5,273 Mio. t (1990) auf 2,885 Mio. t (2000), d.h. eine Minderung in Höhe von ~ 45,3 % innerhalb eines Jahrzehnts.

Wird die Entwicklung der CH<sub>4</sub>-Emissionen spezifisch (in kg/ Einwohner) bewertet, so ergibt sich im Zeitraum von 1990 - 2000 eine Reduktion von 75,8 kg/Einwohner x Jahr auf 35,2 kg/ Einwohner x Jahr. Die Methan-Emissionen für die Kohlenförderung betragen 1990 rund 0,810 Mio. t CH<sub>4</sub> und 2001 rund 0,380 Mio. t CH<sub>4</sub>.

Nach langen Verhandlungen wurde im Jahr 1997 das Kyoto-Protokoll verabschiedet, mit dem ein wichtiger Grundstein für eine weltweite Klimaschutzpolitik gelegt wurde. Ziel der Vereinbarung ist die Verringerung von Treibhausgas-Emissionen. Hierzu haben sich eine Reihe von Industrie- und Schwellenländern (die sogenannten Annex B Staaten) verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen in einem ersten Verpflichtungszeitraum von 2008 bis 2012 gegenüber dem Niveau eines bestimmten Basisjahres (meist 1990) zu senken.

Im Kyoto-Protokoll hat sich Deutschland zunächst zu einer Senkung seiner Treibhausgasemissionen von 8 % verpflichtet. Innerhalb der europäischen Union wurde allerdings darüber hinaus vereinbart, gemeinsam mit einer Reduktionsverpflichtung von 8 % „gegenüber dem Kyoto-Protokoll aufzutreten“, wobei die Reduktionsverpflichtungen EU-intern neu verteilt wurden. Durch dieses sogenannte „Burden-Sharing“ ist Deutschland verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 21 % zu senken.

Bis zum Jahr 2000 wurde in Deutschland bereits eine Reduktion von 18,9 % erreicht.

Auf Grund der kohlepolitischen Beschlüsse vom 13. März 1997 und der inzwischen weiter veränderten Bergbauplanung in Folge veränderter Rahmenbedingungen wird für das Jahr 2005 nur noch eine Steinkohlenförderung von 26 Mio. t SKE zugrunde gelegt. Daraus ergibt sich ein Emissionswert für das Jahr 2005 von rd. 0,280 Mio. t CH<sub>4</sub>.

Dem deutschen Steinkohlenbergbau weist eine Untersuchung des Forschungszentrums Jülich für das UBA (1997) einen 15 v.H.-Anteil der bundesweiten Methanemissionen zu.

Das Methanaufkommen differenziert sich nach Angaben des Gesamtverbandes des deutschen Steinkohlenbergbaus für das Jahr 2001 nach folgenden Emissionsquellen:

- rund 978 Normkubikmeter\* (bezogen auf 1.013 hPa und 0 °C) wurden aus dem aktiven und stillgelegten Steinkohlenbergbau freigesetzt; davon wurden
- rund 430 Mio. m<sup>3</sup> Methan (~44 %) mit dem Wetterstrom (bei mittleren CH<sub>4</sub>-Gehalte von 0 bis 0,5 Vol.-%) abgeleitet
- rund 335 Mio. m<sup>3</sup> Methan (~34 %) wurden abgesaugt und zu 71 v.H. verwertet
- rund 33 Mio. m<sup>3</sup> Methan (~3,4 %) entwichen auf dem Transport der Förderkohle und
- rund 180 Mio. m<sup>3</sup> Methan (~18,4 %) emittierten aus den stillgelegten Bergbaugebieten, dabei liegen die diffusen Austritte an der Erdoberfläche bei max. 0,02 ‰ der Gesamtausgasung.

Während der Inkohlung haben sich beträchtliche Gasmengen gebildet; so finden sich in der Literatur Angaben über die Bildung von von bis zu 350 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> und 200 m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> je m<sup>3</sup> Steinkohle. Bei der Bildung von Fettkohle rechnet man mit der Entstehung folgender Inhaltsstoffe je Tonne Kohle : 85 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>, 32 m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>, 43 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>O, 4 m<sup>3</sup> N<sub>2</sub>.

Der Gasgehalt der Kohle ist nicht in allen Lagerstätten und Flözen gleich. Im Ruhrrevier enthalten die größten Gasmengen die Flöze der Gas- und Fettkohlengruppe; entscheidend ist darüber hinaus der Abstand vom Deckgebirge. Bei Flammkohlen sowie Mager-, Ess- und Anthrazit-Kohlen sinken die Gasinhalte im Ruhrrevier merklich ab. In Ibbenbüren hingegen finden sich gerade in den Anthrazit-Flözen große Gasmengen, was mit der unterschiedlichen geologischen Entwicklung dieses Raumes zusammenhängt.

Generell können in den Flözen der Steinkohlenlagerstätten Nordrhein-Westfalens Durchschnittswerte von 0 bis 22 m<sup>3</sup> Gas je Tonne Kohle veranschlagt werden.

In der unverritzten Lagerstätte enthält das Gas ca. 90 – 95 % Methan, 3 – 4 % CO<sub>2</sub>, 0,1 – 3 % Ethan und 0 – 5 % N<sub>2</sub>. Dass Kohle- und Grubengas vergleichsweise wenig CO<sub>2</sub> enthält, hängt vor allem mit dessen anderen physikalischen Eigenschaften bei der Bindung an die Kohle zusammen.

\* Gegenüber den vorangesetzten Werten in Tonnen (Methan) ist bei der Norm-Kubikmeterangabe zu beachten:  
Die Dichte von Methan beträgt bei 1.013 hPa und 0 °C 0,717 kg/m<sup>3</sup>

So ist z.B. Kohlendioxid bei hohem Druck im Wasser gut löslich und kann daher mit Gebirgschwässern „wandern“ und aufsteigen. Die physikalische Gasbindung erfolgt zu ca. 90 % durch Adsorption, d.h., durch Gasanlagerung in molekulare Schichten an die innere Oberfläche der Kohle und nur zu geringem Teil in größeren Poren und Schlechten bzw. offenen Klüften in der Kohle. Fachleute bezeichnen diese Tatsache als fehlende „Permeabilität“ (Durchlässigkeit von Kohle für Methan).

Die drei hier aufgeführten Gase CBM, CSM und CMM unterscheiden sich in ihrer Zusammensetzung wie folgt

<i>Flözgas</i>		<i>Grubengas</i>			
Coalbed Methane CBM		Coalseam Methane CSM		Coalmine Methane CMM	
Gas aus verritztem Gebirge		Gas aus dem aktiven Bergwerk		Gas aus dem still- gelegten Bergwerk	
	Vol. %	Vol. %		Vol. %	
CH <sub>4</sub>	90 - 95 %	CH <sub>4</sub>	25 - 60 %	CH <sub>4</sub>	60 - 80 %
CO <sub>2</sub>	2 - 4 %	CO <sub>2</sub>	1 - 6 %	CO <sub>2</sub>	8 - 15 %
CO	0 %	CO	0,1 - 0,4 %	CO	0 %
O <sub>2</sub>	0 %	O <sub>2</sub>	7 - 17 %	O <sub>2</sub>	0 %
N <sub>2</sub>	1 - 8 %	N <sub>2</sub>	4 - 40 %	N <sub>2</sub>	5 - 32 %
höhere Kohlenwasser- stoffe in Spuren		höhere Kohlenwasser- stoffe in Spuren		höhere Kohlenwasser- stoffe in Spuren	

Gliederungsübersicht für Kohleflözgase. Entsprechend ihrer Herkunft enthalten die Gase unterschiedliche Gehalte an Einzelsubstanzen (Quelle: Thomas Thielemann).

Des Weiteren ist Methan kapillar gebunden oder als „freies“ Gas im Nebengestein anzutreffen, insbesondere dann, wenn dieses porös oder von kleineren Störungen durchsetzt ist.

Der überwiegende Anteil von über 95 % der während der Hauptinkohlung entstandenen Gasmengen ist im Verlauf der Jahrmlionen bereits in die Atmosphäre entwichen. Der verbleibende Restanteil ist entweder noch im unverritzten Gebirge vorhanden oder wird durch das Anschneiden der Lagerstätte während des Steinkohlenbergbaus freigesetzt.

Für das Ruhrrevier kann man ein Menge von ca. 500 bis 1000 km<sup>3</sup> Gas annehmen, das nach der Ausgasung in geologischen Zeiten noch im Gebirgskörper verblieben ist. Hiervon sind durch den Bergbau bislang 10 – 20 % freigesetzt worden, rund 100 Mrd. m<sup>3</sup>. Von diesen großen Restgasmengen, die durch die vom Bergbau aktivierten Gaswegigkeiten an die Tagesoberfläche dringen können, befinden sich ca. 100 Mrd. m<sup>3</sup> noch in den unmittelbar durch Bergbau erschlossenen Lagerstättenteilen zwischen -600 m und -1000 m Tiefe und meist oberhalb des derzeitigen Grubenwasserspiegels.

Während sich die „CBM“-Technik in Deutschland bisher nicht durchsetzen konnte – ein Vorhaben des Firmenkonsortiums CONOCO/RAG/RUHRGAS verlief 1995 im 2.400 km<sup>2</sup> Feld „Sigillaria“ im Raum Haltern/Ahlen nicht mit dem Nachweis einer „wirtschaftlichen Gewinnbarkeit“ – wird die Grubengasgewinnung aus betriebenen und aus stillgelegten Zechen im Nachfolgenden detaillierter beschrieben.

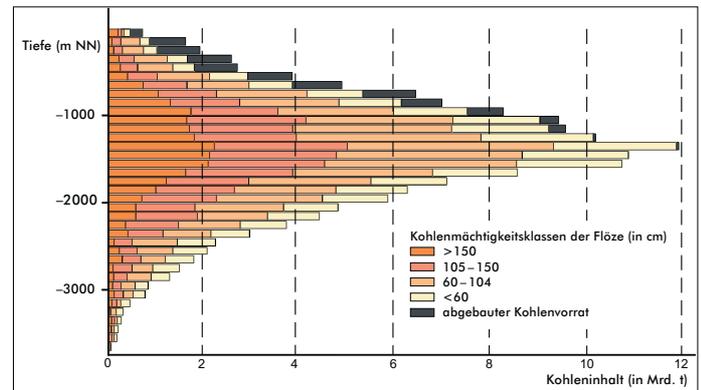
Das Freiwerden des Grubengases aus dem hereingewonnenen Flöz und der gelösten Kohle ist im Wesentlichen abhängig von der Permeabilität und dem Wassergehalt der Kohle, der Art des Nebengesteins und dem Vorhandensein von Spalten und Klüften im Gestein, Druckverlagerungen und dem atmosphärischen Luftdruck.

Beim Kohleabbau tritt sowohl eine "Grund"ausgasung (Auftreten des Grubengases aus der gelösten Kohle) als auch eine "Zusatz"ausgasung auf. Mit dem Begriff Zusatzausgasung wird das durch die abbaubedingten Auflockerungen aus benachbarten Flözen und dem Nebengestein zusätzlich zur Grundausgasung auftretende Grubengas bezeichnet.

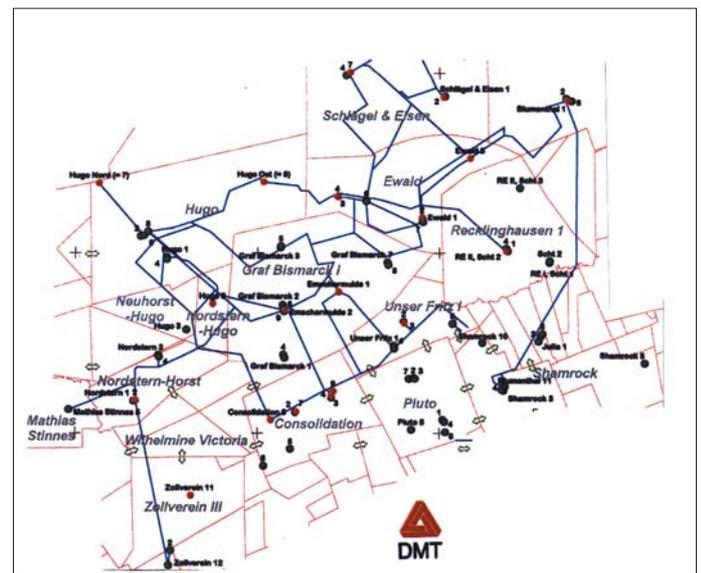
Flöze werden also hinsichtlich ihres Gasinhaltes durch den Abbau von Kohle im Hangenden und Liegenden der Lagerstätte beeinflusst, ihr Restgasinhalt kann halbiert werden.

DMT-Untersuchungen führten zu der Erkenntnis, dass „bei einer im Ruhrgebiet üblichen Durchbauung der Lagerstätte im Mittel davon auszugehen ist, dass nach Einstellung der Abbautätigkeit eines Bergwerks ein Restgasinhalt von 10 – 30 % des ursprünglichen Gasinhalts in den beeinflussten Flözen verbleibt“.

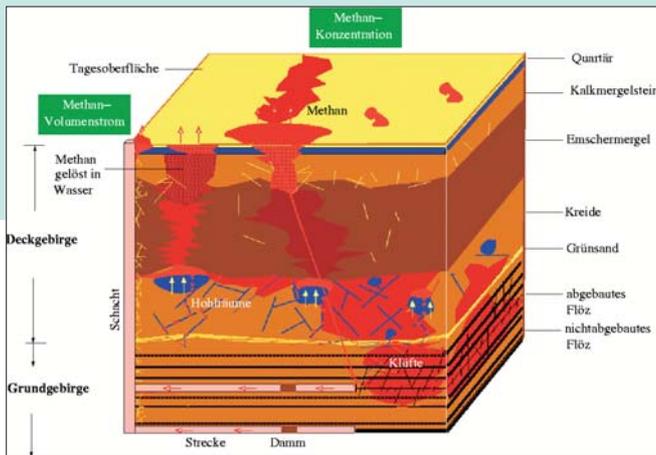
So haben z. B. Berechnungen von Resthohlraum-, Restgasinhalten- und Restgasvolumen zu dem Ergebnis geführt, dass im Bereich der „Emschermulde“ noch 2,7 Mrd. m<sup>3</sup> Grubengas in dem verbleibenden bergbaulichen Restkohlvolumen und in der ungebauten verritzten Lagerstätte von ca. 160 Mio. m<sup>3</sup> vorhanden ist.



Kohleninhalt in der bergbau- und Explorationszone des Ruhrreviers (differenziert nach Tiefenintervallen und Kohlenmächtigkeit der einzelnen Flöze, insgesamt 204 Mrd. t



Verbundbergwerk Ewald / Hugo und angrenzende Bereiche wichtige Streckenverbindungen (schmatisch) Vermeidung von Gaszutritten aus stillgelegten Grubenfeldern



Geologische Struktur der Schichten

Die Gasströme orientieren sich zu mehreren Ausziehschächten (Schächte mit austretenden Wettern) mit unterschiedlichem Ausgasungsverhalten, z. B. bedingt durch Schachtverfüllungen oder dem Verlauf des Grubenwasserniveaus in einzelnen Feldesteilen. So stieg z. B. der abgesaugte  $\text{CH}_4$ -Strom an einer Gasabsauganlage im Bereich der Emschermulde von  $120 \text{ m}^3/\text{Stunde}$  auf  $1.740 \text{ m}^3/\text{h}$ .

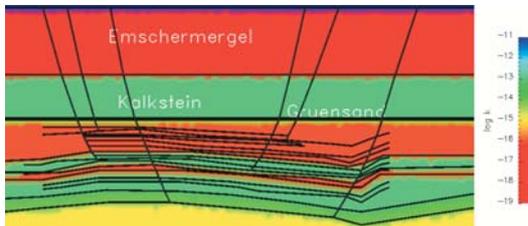
Im betriebenen Bergwerk können die Methanvorkommen relativ leicht ermittelt, gemessen, überwacht und durch die Fördermenge je Zeiteinheit beeinflusst werden. Die Abschätzung von Grubengaspotenzialen aus dem Bereich stillgelegter Bergwerke ist dagegen noch mit Unsicherheiten behaftet, insbesondere bei Verbund mehrerer Schächte und ehemaliger Abbaufelder.

Anfangs- und Randbedingungen



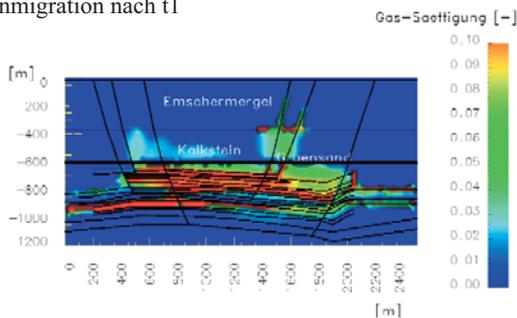
Die Abbildung unten links verdeutlicht die Komplexität der Gaswegsamkeiten miteinander verbundener Strecken- und Abbauverbindungen stillgelegter Grubenfelder des Verbundbergwerks Ewald/Hugo.

Permeabilitätsverteilung



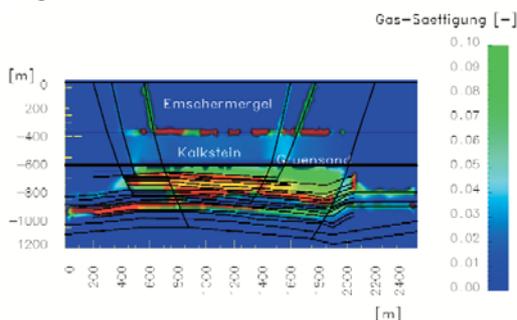
Die „Karte der verlassenen Schächte“ des ehem. Landesoberbergamtes NRW weist ca. 2.000 Schächte für das Ruhrgebiet aus; Schätzwerte gehen von weiteren ca. 1.600 „unbekannten Schächten“ aus.

Methanmigration nach t1



Diese Dimension definierter Punktquellen und vermuteter Lokalitäten für Methanausgasungen unterstreicht die Erfordernis, die Bemühungen für das Fassen und Verwerten von Grubengas aus Stillstandsbereichen zu intensivieren. Grundlegende Untersuchungen zur Problematik von Gasfreisetzungen aus stillgelegten Bereichen wurden in mehreren von der DMT bearbeiteten F+E-Vorhaben durchgeführt. Ziel der Vorhaben war die Konzipierung von numerischen Verfahren und Simulationsmodellen zur Beschreibung von Gasströmungen innerhalb des Grubengebäudes und zu benachbarten Bergwerken sowie von Migrationen durch das Gebirge bis zur Tagesoberfläche.

Methanmigration nach t2

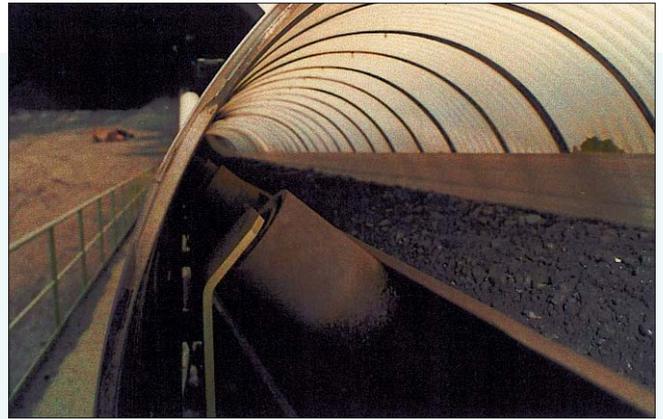


Mit numerischen Simulationswerkzeugen ist es möglich, die genannten Prozesse qualitativ und quantitativ zu erfassen. Dabei wurde ein Modellkonzept für eine Zweiphasenströmung oder für eine Zweiphasen-Mehrkomponenten Strömung und Transport in einem geklüftet-porösen Medium zugrunde gelegt. Ergebnisse solcher Simulationen, die in Zusammenarbeit mit dem Institut für Wasserbau der Universität Stuttgart entwickelt wurden, sind in nebenstehenden Bildern dargestellt.

In Relation zu  $\text{CO}_2$  werden für  $\text{CH}_4$  die unterschiedlichsten „treibhausrelevanten Potenziale“ genannt. Das Treibhauspotenzial eines Spurengases ist wesentlich abhängig von dem Verhältnis seiner mittleren atmosphärischen Verweilzeit relativ zu der Verweilzeit von  $\text{CO}_2$ . So beträgt für  $\text{CH}_4$  das direkt massenbezogene Treibhauspotenzial relativ zu  $\text{CO}_2$  für die Zeithorizonte 20 Jahre  $\hat{=}$  35 (d. h., 1 Molekül  $\text{CH}_4$  gilt als 35 mal klimaschädlicher als 1 Molekül  $\text{CO}_2$ ), bei 100 Jahren  $\hat{=}$  11 und bei 500 Jahren  $\hat{=}$  4. Als wissenschaftlich anerkannter  $\text{CO}_2$ -Äquivalenzwert für  $\text{CH}_4$  unter Berücksichtigung der Lebensdauer der Gase ( $\text{CO}_2 \hat{=}$  50/200 a,  $\text{CH}_4 \hat{=}$  12,23 a) gilt der Faktor 21. Das heißt, die Treibhauswirksamkeit (GWP = global warming potential) von  $\text{CH}_4$  ist 21-fach stärker als von  $\text{CO}_2$  (vgl. 2. Sachstandsbericht des IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change - Arbeitsgruppe 1, Dez. 1995). Im Übrigen verfahren die Bundesregierung in ihrem „Nationalen Klimaschutzprogramm“ vom 18.10.2000 und die Landesregierung im Klimaschutzkonzept NRW von September 2001 entsprechend.

Bei der Äquivalenzumrechnung von Kubikmeter zu Tonnen sind die unterschiedlichen Molekulargewichte von  $\text{CO}_2$  bzw.  $\text{CH}_4$  zu berücksichtigen, desgleichen die Dichte:

Molekulargewicht (100 %) Methangas  $\hat{=}$  16,043; Kohlendioxid  $\hat{=}$  44,009; Dichte Methan  $\hat{=}$  0,717  $\text{kg/m}^3$  und von Kohlendioxid  $\hat{=}$  1,970  $\text{kg/m}^3$ . Bei einem GWP von 21 entsprechen somit 1 Mio.  $\text{m}^3$   $\text{CH}_4 \hat{=}$  15.057 t  $\text{CO}_2$ ; als praktisches Beispiel entsprechen 1 Mio.  $\text{m}^3$  Grubengas mit einem 55 v. H.  $\text{CH}_4$ -Anteil 8.250 t  $\text{CO}_2$ .



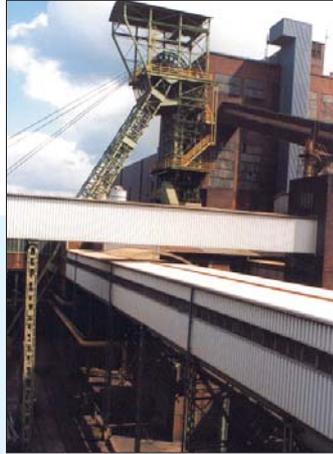
Eingehaustes Kohlentransportband zum Steinkohlenkraftwerk

Kohlenabbau mit Walzenschrämlader



Mit Rohkohlen beladene Förderwagen im Füllort unter Tage





Schacht Lerche, Hamm



Bergwerk  
Ost, Hamm



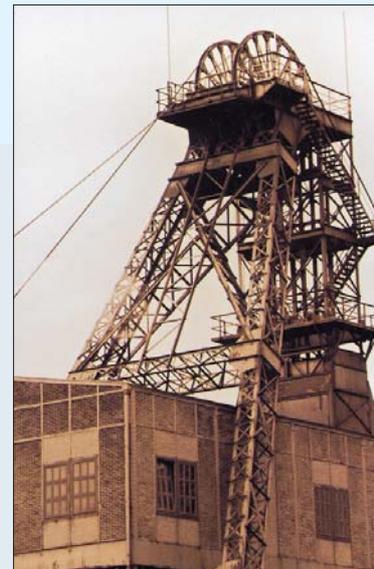
## Grubengas und aktiver Steinkohlenbergbau NRW

Gasabsaugung im aktiven Steinkohlenbergbau dient vor allem dem Zweck, gefährliche Grubengasansammlungen unter Tage zu vermeiden. Das farb- und geruchlose Grubengas ist nicht giftig, jedoch bei Methankonzentrationen zwischen 4,4 und 16,5 % (bei 1,01325 bar und 20 °C) explosibel. Bergverordnungen schreiben daher zur Gewährleistung der Betriebssicherheit u.a. vor, dass auftretende Methanemissionen so zu verdünnen sind, dass die Grubenwetter höchstens einen 1. v. H. Methananteil enthalten. Dieser Wert darf in Ausnahmefällen auf 1,5 % gesteigert werden; in Spezialfällen – Betrieb fahrdrahtgebundener Elektroloks unter Tage – kann der Grenzwert dagegen auch auf 0,3 % festgesetzt werden.

Der Beginn eines gezielten Fassens von Methan im Bergbau unter Tage wird auf das Jahr 1908 datiert, als im Saarland unter Druck austretendes Methan eines „Bläasers“ auf der Grube „Frankenholz“ mittels Rohrleitungen gefasst und zum übertägigen Kesselhaus geleitet wurde.



Zeche Haus Aden, Bergkamen

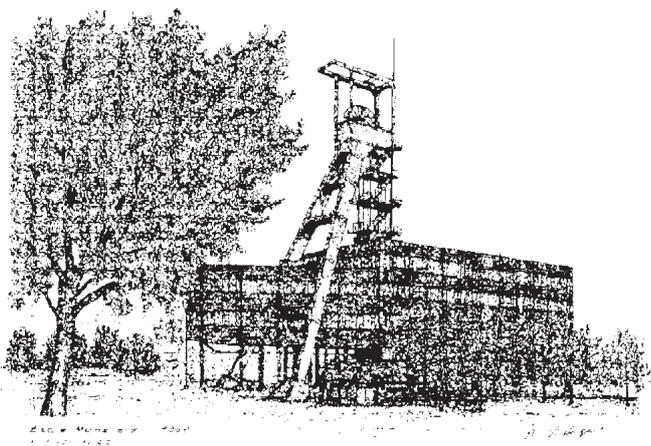


Schacht von Oeynhaus 1,  
Ibbenbüren

### Grubengasabsaugung und Verwertung

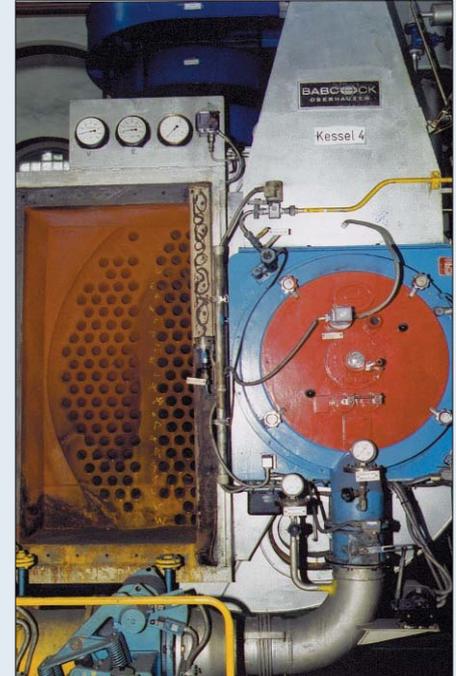
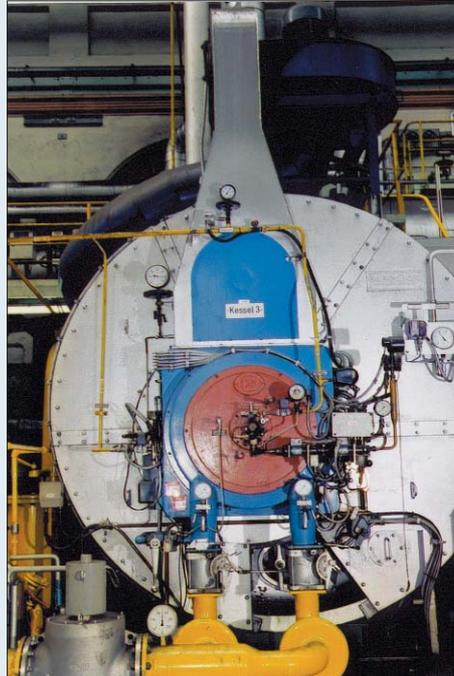
Die erste planmäßige Grubengasabsaugung wurde im Ruhrgebiet 1943 auf der Zeche Mansfeld in Bochum-Langendreer in Betrieb genommen. Schon 13 Jahre später wurden im deutschen Steinkohlenbergbau auf rd. 40 Bergwerken Gasabsaugeanlagen betrieben und 200 Mio. m<sup>3</sup> Methan abgesaugt. Das Gas ist zu einem großen Teil in zecheneigenen Dampfkesselanlagen oder als Unterfeuerungsgas in Heißwasserkesseln eingesetzt worden; je nach Methananteil kann Grubengas Heizwerte von  $\geq 16 \text{ MJ/Nm}^3 \triangleq 4,5 \text{ kWh/Nm}^3$  enthalten, d.h. ca. 50 v.H. des Heizwertes von Erdgas.

Auf Nutzungsbeispiele wird später noch detaillierter eingegangen.



Bergwerk Ost, Hamm:

Maschinenzentrale mit grubengasbefeuertem Dampfkessel Nr. 3 und 4



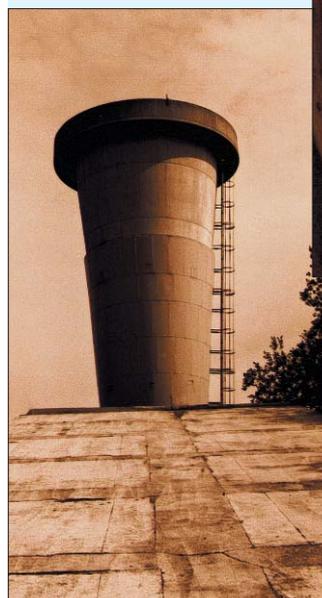
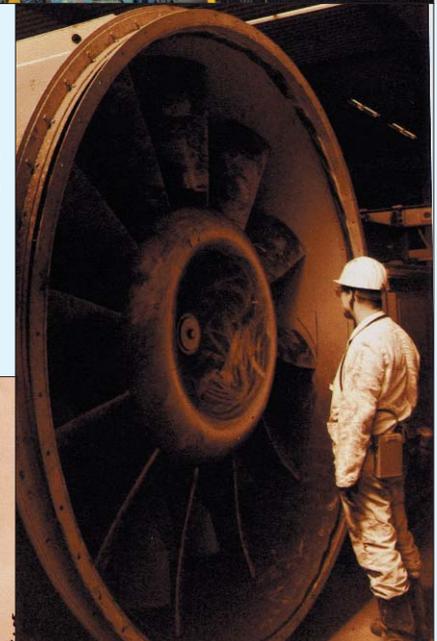
Wie schon eingangs beschrieben, muss durch den Abbau freigesetztes Methan so stark verdünnt werden, dass keine sicherheitstechnischen Probleme entstehen können. Trotz Umwälzung großer Wettermengen (Luftströme unter Tage) reichen diese Maßnahmen bei den heutigen Großabbaubetrieben alleine nicht aus, die CH<sub>4</sub>-Konzentrationen in den Wettern der Abbaubetriebe auf die zulässigen Werte zu begrenzen.

Der Wetterstrom hat im Steinkohlenbergbau in NRW mittlere CH<sub>4</sub>-Gehalte von 0 bis 0,5 Vol.-%; als Summenwert ergab sich daraus für Deutschland (2001) jedoch eine Methan-Emmission von jährlich 430 Mio. m<sup>3</sup>. Da in dem untertägigen Streckennetz die Wettergeschwindigkeiten nicht zu stark ansteigen dürfen (max. 6 m/s) und die Streckenquerschnitte größtmäßig begrenzt sind, kann die Wettermenge zur Verdünnung des zuströmenden Grubengases nicht beliebig erhöht werden. Als Konsequenz bleibt die Erfordernis, Grubengas vor- oder während des Abbaubetriebes abzusaugen, wenn in stark ausgasenden Flözen eine hohe Produktförderung je Zeiteinheit angestrebt wird.

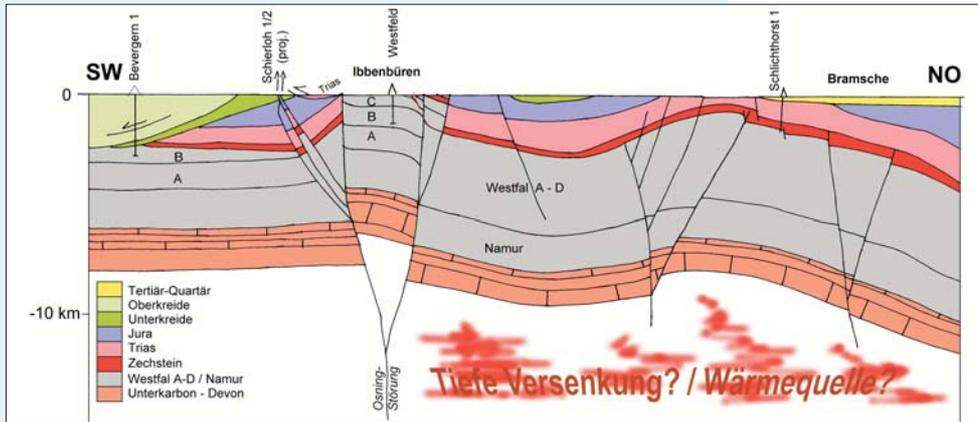
Die Vorabsaugung mit von über Tage in den Abbaubereich gestoßenen Bohrlöchern ist in NRW ohne Bedeutung. Infrage kommen in erster Linie Bohrungen von den Abbaustrecken in das Hangende und Liegende des Flözbereiches während des Abbaus, selten dagegen in großem zeitlichen Abstand (6-9 Monate vor Abbaubeginn) als Vorabsaugung von untertage aus.

Die Technik der Grubengasabsaugung und -verwertung soll am Beispiel von drei exponierten DSK-Bergwerken in NRW erläutert werden.

Aktivteil eines Grubenlüfters



Grubengaslüfter Schacht Theodor, 3.5 MW<sub>el</sub>, - bis 1,32 Mio. m<sup>3</sup>/h Wettermenge, 7.400 Pa Unterdruck; d.h. "saugende" Wetterführung



Geologischer Schnitt durch den tieferen Untergrund der Ibbenbürener Anthrazit-Lagerstätte und ihrer Umgebung  
 Quelle: Geologischer Dienst NRW

### Bergwerk Ibbenbüren

Der Ibbenbürener Steinkohlenbergbau kann bereits auf eine 450-jährige Geschichte zurückblicken; der „Nordschacht“ des Bergwerkes gilt mit 1.545 m Tiefe als einer der tiefsten Steinkohlenschächte weltweit.

Die Lagerstätte im Norden von NRW wird u.a. von folgenden Parametern bestimmt:

- Abbau von Anthrazitflözen in Teufen von 1.100 bis 1.400 m,
- ursprünglich relativ hohe Gasinhalte von bis zu 21,0 m³/t Kohle, heute erheblich reduziert durch Durchbauung der Lagerstätte.

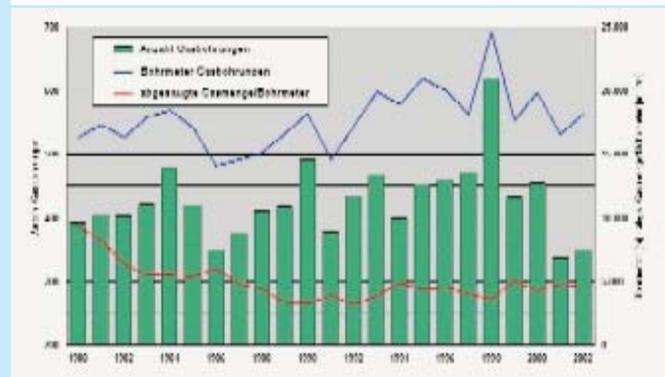
Im Vergleich zum Ruhrrevier ist der hohe Gasinhalt in dem hoch inkohlten Anthrazit sehr untypisch. Er lässt sich auf eine geologisch recht junge Erwärmung des Gebirges zurückführen. Während diese Erwärmung früher mit einem unterirdischen Pluton in 6 km Tiefe, dem „Bramscher Intrusiv“ erklärt wurde, führt man sie heute eher auf eine tiefe Versenkung des Steinkohlengebirges zurück.

Seit mehr als 2 ½ Jahrzehnten wird auf dem Bergwerk durch Einbringen von Bohrlöchern in die Hangend- u. Liegendschichten der Bauflöze Methan aus Gebirgsschichten und Poren der Kohle und dem Nebengestein abgesaugt. Aktuell stellen sich die eingesetzte Technik und die erreichten Ergebnisse wie folgt dar:

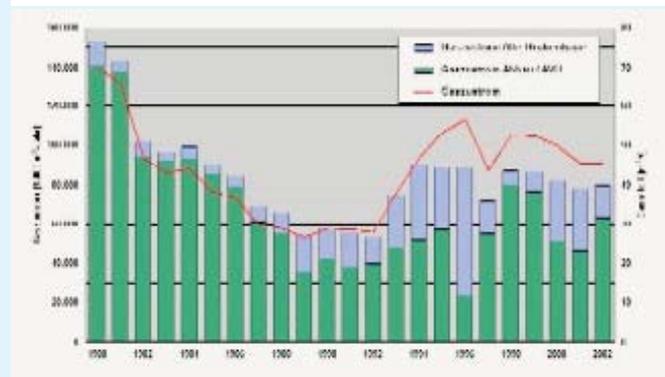
Im Jahr 2002 wurden 350 Bohrlöcher erstellt, welche aus den Abbaubegleitstrecken unter 60-70 gon zur Flözebene angesetzt werden. Die Bohrlochabstände betragen beim wettertechnischen Vorbau 15 – 20 m; die Bohrlochlängen sind abhängig vom Abstand zum benachbarten Flöz; sie betragen im Jahr 2002 durchschnittlich 52 m.

Zum Herstellen der Bohrlöcher mit einem Durchmesser von 114,5 mm werden Rollenmeißel oder Vidia-bestückte Bohrkronen eingesetzt. Beim Bohren finden elektrohydraulischen Gasbohrmaschinen mit einem Bohrgestänge von 76 mm Durchmesser Verwendung.

**Gasbohrungen und Bohrmeter**  
 Quelle: DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH



**Gaszuflüsse und Gasanfall**  
 Quelle: DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH



**Abgesaugte und verwertete Grubengasmengen**  
 Quelle: DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH



Das unter Gasdruck stehende Grubengas aus den beeinflussten Nachbarflözen strömt in den sich durch den Abbau bildenden Spalten und Rissen zu den unter Atmosphärendruck stehenden Grubenbauen.

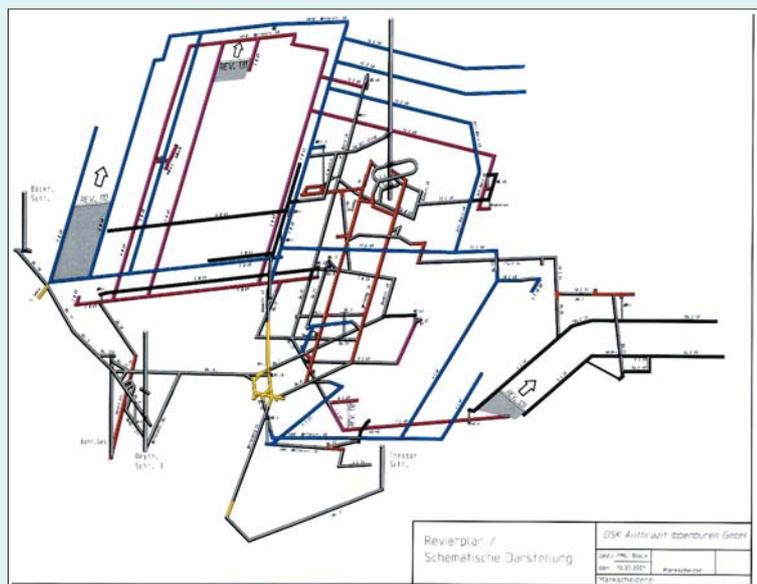
Im Bohrloch wird mit Hilfe eines übermäßigen Unterdruckerzeugers ein Bereich geschaffen, in dem der Luftdruck niedriger ist, als der im restlichen Grubengebäude. Die Gasbohrlöcher haben einen wesentlich geringeren Strömungswiderstand für das Grubengas als die Risse und Spalten im Gebirge. Durch den anliegenden Unterdruck an den Gasbohrungen wird dieser Effekt noch weiter unterstützt. Um hohe Methankonzentrationen im ausströmenden Gasmisch zu erreichen, wird eine Verrohrung in das Bohrloch eingebracht. Gummimanschetten, die sich an die Bohrlochwandung anpressen, dichten das Bohrloch ab.

Das anfallende Gasluftgemisch wird mit Hilfe eines flexiblen Spiralschlauches DN 100 über einen Kondenswasserabscheider und eine Messstrecke der Gassammelleitung DN 300 zugeführt (Foto oben rechts). An die in der Strecke befindlichen Gassammelleitungen werden die Bohrlöcher angeschlossen. Mehrere Gassammelleitungen münden in die Gashauptleitungen mit Durchmessern DN 400 bis DN 600, die über Bandstrecken, Querschläge und letztlich dem Schacht nach über Tage zur Verwertung führen. Im Jahr 2002 wurden durchschnittlich täglich 450.000 m<sup>3</sup> Gas (50 % Methan) abgesaugt und verwertet.

Anschluss Gasbohrloch



Manuelle Gasmessungen

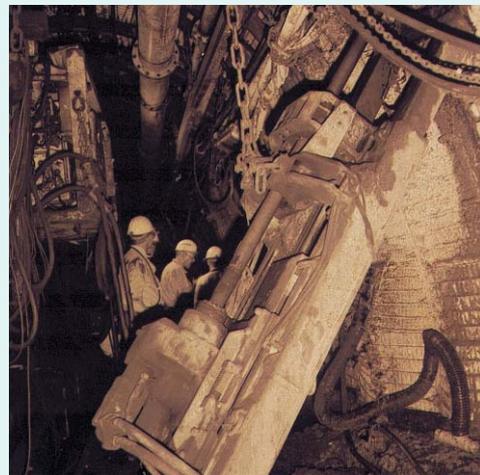


Automatische Gasmessungen

Schematische Darstellung des Grubengebäudes des Bergwerks Ibbenbüren



Abgeworfener und mit einem Abschlussdamm versehener Grubenbau, vorbereitet mit Anschluss zur Gasabsaugung



Gasbohrmaschine, Fa. Deilmann, Typ GBH1/76/12



CH<sub>4</sub>/CO-Messanlage

Zur Überwachung und Regelung der Gasabsaugung unter Tage sind an dem Spiralschlauch zwischen Bohrloch und Gassammelleitung und an der Gashauptleitung Regel- und Messeinrichtungen angebracht. Die Einstellung des für das Bohrloch ausreichenden Unterdruckes erfolgt in der Regel durch eine Absperrklappe DN 100 mit einer vorgeschalteten Messstrecke DN 100. So kann jedes einzelne Gasbohrloch überwacht und der vorgegebene Unterdruck dem Ausgasungsverhalten des Bohrloches angepasst werden. Weitere Messstellen sind in den Gassammelleitungen (Streckeneingänge) und an strategisch wichtigen Stellen in den Gashauptleitungen angeordnet. Die Messstellen werden durch geschultes Personal sowie durch stationäre Messgeräte mit einer Übertragung zur Grubenwarte überwacht und gewährleisten damit einen möglichst ungestörten und wirtschaftlichen Betrieb der Gasabsaugung.



CH<sub>4</sub>- und CO<sub>2</sub>-Messköpfe in einer Gassaugleitung über Tage.

Die Überwachung der Gasabsaugung umfasst:

- die Überwachung der Gaskonzentration,
- des Volumenstromes,
- des Unterdruckes und
- des Kohlenstoffmonoxidgehaltes.

Schacht von Oeynhaus 3 mit Grubengasausblaseeinrichtung (links)



Die Überwachung der Gaskonzentration dient zur Einhaltung der Mindestkonzentration von 22 % Methan an Bohrlochern und Druckerzeugern sowie 30 % in Gasleitungen. Durch die Überwachung des Volumenstromes kann zum einen der Erfolg der Absaugmassnahmen beurteilt werden und zum anderen wichtige Erkenntnisse für weitere Planungen gewonnen werden. Zur Vorhaltung eines ausreichenden Unterdruckes, auch am letzten Bohrloch (10 hPa), wird der Unterdruck überwacht. Die Kohlenstoffmonoxidüberwachung ist wichtig für die Früherkennung von Bränden im „alten Mann“ (abgebauter und abgeworfener ehemaliger Abbaubereich).

Abblaseeinrichtung  
"Nordschacht"

Besondere Formen der Gasabsaugung sind die Absaugung von Abschlussdämmen aus abgeworfenen Grubenbauen und die Absaugung aus langen Gasbohrlöchern.

Die bisherige Gasbohrtechnik ist durch die hohen Rüst- und Umbauzeiten der Bohrmaschinen zum Erstellen der kurzen Bohrlöcher aus den Abbaustrecken aufwendig. Um den wachsenden Anforderungen gerecht zu werden, laufen Versuche, mit Hilfe der Richtbohrtechnik, horizontal leicht geneigte, mehrere hundert Meter lange Gasbohrlöcher aus der Basisstrecke zu stoßen.

Von der „Rasenhängebank“ verläuft der Weg des Grubengases auf dem Bergwerk Ibbenbüren über die Gasabsaugungsanlagen „von Oeynhausen“ und „Nordschacht“ zu der bereits 1979 als Ersatz für zwei ältere Kraftwerksblöcke konzipierten Energieversorgungsanlage (EVA). Die Unterdruckerzeuger (übertägige Gasabsaugungsanlagen) weisen in Ibbenbüren folgende technische Daten aus:

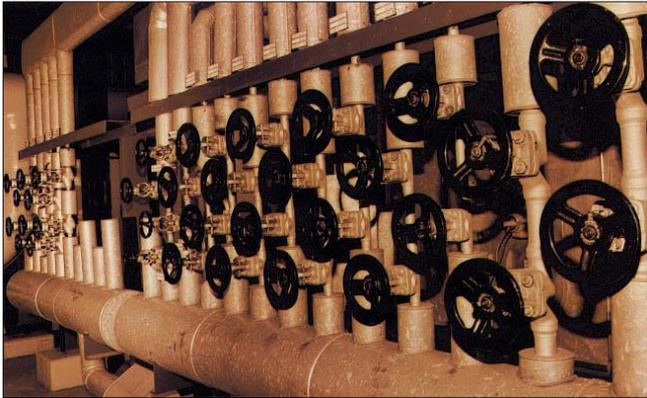


## Gasabsaugung von Oeynhausen

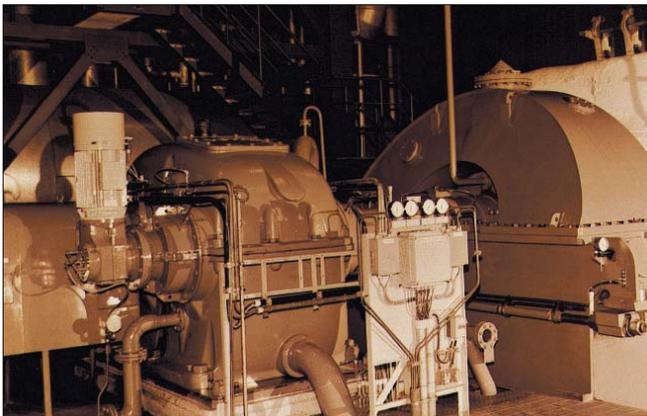
5 x Siemens Wasserringpumpen	Typ 2BB96
max. Absaugvolumen je Pumpe	145 m <sup>3</sup> /min (i.N.)
P <sub>saug</sub>	0,5-0,6 bar (abs.)
P <sub>druck</sub>	1,195 bar (abs.)
Anschlussleistung je Pumpe	435 kW/6kV

## Gasabsaugung Nordschacht

3 x Aerzener Drehkolbengebläse	Typ GMB 14.8
max. Absaugvolumen je Pumpe	16 – 18 m <sup>3</sup> /min (i.N.)
P <sub>saug</sub>	ca. 0,82 bar (abs.)
P <sub>druck</sub>	1,195 bar (abs.)
Anschlussleistung je Pumpe	30 kW



Entwässerungssammler, EVA-Kessel 3



Turbosatz EVA



Verbundbrenneranlage, Kessel EVA

Die „ELMO“-Wasserringpumpen verdichten das Gas auf einen geregelten Enddruck von 195 mbar, bevor es über die nachgeschalteten Wasserabscheider in das konventionelle Kraftwerk (EVA) gelangt. Das Grubengas wird in den Brennern einer Dampfkesselanlage verbrannt, der erzeugte Dampf treibt eine über ein Getriebe mit einem Generator verbundene Turbine an.

Der Energieversorgungsanlage zugehörig sind zwei 52 t/h Dampfkessel (60 bar, 520 °C), primär für die Stromerzeugung, 27 MW<sub>el</sub>-Turbosatz und ein weiterer Dampfkessel – 21 t/h, 20 bar, 360 °C für Prozessdampf.

Am „Nordschacht“ wird ein 7 MW<sub>th</sub> – Warmwasserkessel mit Grubengas beheizt, um thermische Energie für die Gebäude- und Schachtheizung sowie Badewasser für die Kauen der Bergleute bereitzustellen.

Umfangreiche Überwachungs- und Regelungseinrichtungen stellen den Betrieb der Gasabsaugung sicher. Die komplexe Sicherheitstechnik wird im Nachfolgenden – weil beispielhaft – wiedergegeben:

Saugseitig werden folgende Messwerte überwacht:

1. CH<sub>4</sub>/CO-Konzentration (%) Mytron / (ppm) Comytron
2. Temperatur (°C)
3. Mengenummessung (m<sup>3</sup>/min i.N.)
4. Druck (mbar (abs.))

Als Explosionssperre ist saugseitig eine Löschmittelsperre eingebaut.

In wöchentlichen Abständen werden die CH<sub>4</sub>- und CO-Messeinrichtungen kalibriert.

Abschaltkriterien:

1. unter 27 % CH<sub>4</sub> Abschaltung des Verbrauchers (SS-Klappe i.d. Gasabsaugung)
2. unter 22 % CH<sub>4</sub> Abschaltung der Gasabsaugung

Die Temperaturüberwachung dient als Frostschutz (unter 4 °C erfolgt eine Meldung).

Daraufhin muss die Leistung der Schachtheizung erhöht oder die Saugleistung der Gasabsaugung verringert werden.

Die Saugdruckregelungen 1 und 2 halten den Druck auf einen voreingestellten Wert von ca. 500-600 mbar Absolutdruck konstant.

Dieses wird über eine entsprechend eingestellte Bypassmenge (Druckseite zur Saugseite) erreicht. Bei zu großen Bypassmengen wird die Absaugleistung über die drehzahlgeregelten ELMO-Pumpen 4 und 5 oder durch Vorwahl einer anderen Getriebebeschaltstufe bei den ELMO-Pumpen 1 bis 3 angepasst.

Auf der Druckseite wird nochmals der Druck und die Gasmenge erfasst.

Die pneumatischen Druckregelungen 1 und 2 erfüllen zwei Aufgaben:

1. Regeln auf 195 mbar
2. Schnellöffnen über Federkraft bei Energieausfall oder CH<sub>4</sub>-Gehalt < 27 %

Da es sich um zwei Regelungen handelt, sind die Ansprechdrücke leicht unterschiedlich eingestellt.

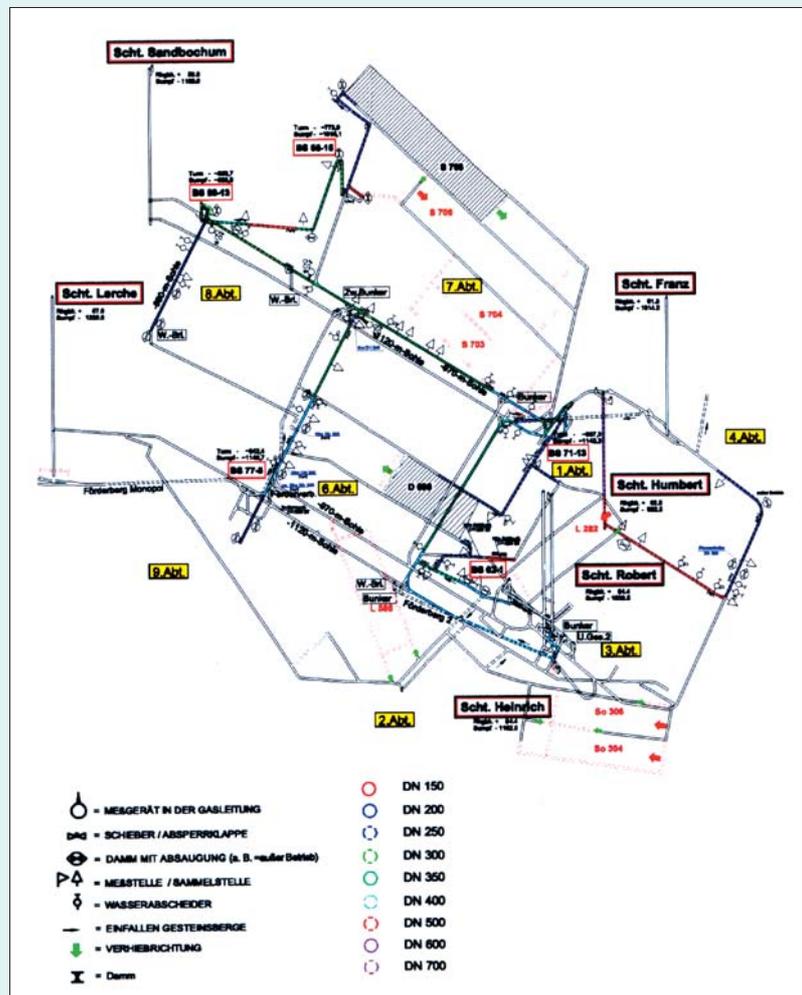
Ist das Gasangebot größer als die Verwertung, wird das überschüssige Gas von der Druckregelung in die Abblaseinrichtung geleitet. Diese sind mit einer Löschanlage sowie einer Explosionssperre (Löschmittelsperre) ausgerüstet.

Die Gasabsaugung Nordschacht besitzt mechanische Flammensperren als Explosionssperre.

Um bei Ausfall der Gasabsaugung oder einem Unterdruck < 5 mbar eine gewisse Entgasung der Grube zu gewährleisten, wird über die „Umfahrung der Pumpenanlage“ ein direkter Weg von der Saugseite auf die südliche Abblaseinrichtung geschaltet. Es wird dann der „Kamineffekt“ ausgenutzt.

Die „DSK-Anthrazit Ibbenbüren GmbH“ blickt auf eine schon lange Tradition der Grubengasabsaugung bei schwieriger Lagerstätte zurück. Besonders positiv ist hervorzuheben, dass das abgesaugte Gas durch innovative Konzeptionen energetisch nahezu vollständig genutzt wird.

Bergwerk Ost  
(Ausschnitt)  
Perspektivische  
Darstellung,  
Gasleitungsplan



## Bergwerk Ost

Das Bergwerk Ost in Hamm umfasst die ehemaligen Bergwerke Haus Aden, Monopol, Heinrich Robert und Radbod mit den Tagesschächten Haus Aden 1 und 2, Grillo 1, Grimberg 2\*, Sandbochum\*, Lerche, Heinrich, Robert\*, Humbert\*, Franz und Radbod 5\* und 6. Einen Teilausschnitt der räumlichen Ausdehnung spiegelt der Ausschnitt der perspektivischen Darstellung des Gasleitungsplans wider (vgl. Abb. Seite 18). Aus den fünf Ausziehschächten wurde (Momentanaufnahme Juli 2001) als Summenwert an Wetterern ein Volumenstrom von rd. 880 m<sup>3</sup>/s abgesaugt. Diese Abwetter enthalten CH<sub>4</sub>-Werte zwischen 0,06 und 0,17 %; das (rein) CH<sub>4</sub>-Volumen der Abwetter beträgt in Summe 0,99 m<sup>3</sup>/s.

Diesen nicht verwertbaren CH<sub>4</sub>-Mengen stehen intensive Gasabsaugungen in den Abbaubegleitstrecken und dem Besaugen von Dämmen gegenüber.

\* Ausziehschächte

Im Jahr 2000 wurden auf dem Bergwerk Ost 21,05 Mio. m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> abgesaugt; davon wurden rd. 19,79 Mio. m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> energetisch verwertet, mithin betrug der Verwertungsgrad 94,02 %.

Die verwertete Gasmenge wurde zu rund 90 % zur Dampferzeugung und zu ca. 10 % zur Wärmeerzeugung eingesetzt; bei der Dampferzeugung überwiegt bei weitem der Einsatz zur Stromerzeugung. Die Stromerzeugung auf der Basis des eingesetzten Grubengases betrug im Jahr 2000 rund 10 GWh.

Die primär zur Erhöhung der untertägigen Betriebssicherheit – im speziellen auch zur Minderung der Gebirgsschlag- und Gasausbruchgefahr – betriebene Gasabsaugung führt auf dem Bergwerk Ost also auch zu sinnvollen und betriebswirtschaftlich positiv darstellbaren Lösungen der Gasverwertung. Am Standort Schacht Robert werden drei Wasserringpumpen mit einem Ansaugvolumen von 2 x je 2.500 Nm<sup>3</sup>/h und 1 x 5.000 Nm<sup>3</sup>/h betrieben. Am Standort Haus Aden stehen 4 Wasserringpumpen je 3.100 Nm<sup>3</sup>/h zur Verfügung.



Gasabsaugestation Bergwerk Ost:  
120 kW-Wasserringpumpen mit Abscheidebehälter  
und Sammelwasserbehälter



### Bergwerk Lohberg

Die Fernwärmeversorgung Niederrhein profitiert von der Gasabsaugung des Bergwerks Lohberg, Dinslaken, seit langem. Die Fernwärme bezieht das Unternehmen zu rd. 92 v. H. in Form von Abwärme aus Steinkohlenkraftwerken und von der Industrie; auf dem Bergwerk Lohberg betreiben die Stadtwerke Dinslaken ein grubengasbefeuetes Blockheizkraftwerk (5,4 MW<sub>eI</sub> und 5,8 MW<sub>th</sub>), welches die Heizwärme in das Fernwärmenetz einspeist. Der erzeugte Strom trägt zur Senkung der Lastspitzen bei und verbessert daher das Ertragsergebnis deutlich über das allgemeine Strompreisniveau hinaus.

Ab 1995 wurde die Gasabsaugung durch 6 Wasserringpumpen mit einem Fördervolumen von je 4.500 Nm<sup>3</sup>/h (0,5 bar Unterdruck) betrieben.

Das untertägige Gasleitungsnetz des Bergwerks weist eine Länge von knapp 30 km auf.

Im Jahr 2001 wurden aktuell durchschnittlich 17.400 Nm<sup>3</sup> Grubengas (36 % CH<sub>4</sub>-Anteil) je Stunde abgesaugt. Im Jahr 2000 betrug die abgesaugte Methanmenge rund 48,4 Mio. Nm<sup>3</sup>; diese wurde zu etwa 24 % energetisch verwertet.

Die untertägige Situation der Gasabsaugung ist durch die Betriebsparameter des Flözes Matthias 1/2 gekennzeichnet. 1,7 Mio. t dieses Fettkohlenflözes stehen zum Abbau an.

Das Flöz hat u.a. die Eigenschaft, das gebundene Gas – Gasinhalte 7 - 13 Nm<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/t – leicht abzugeben. Dieser Vorteil wird – auch zur Minimierung der Gasausbruchgefahr – genutzt, indem durch Abbohren des abzubauenen Flözes und anschließender Vorabsaugung der Gasinhalt vor der Gewinnung reduziert wird.

Die Bohrlöcher haben jeweils eine Tiefe von ~ 130 m und einen Bohrl Lochdurchmesser von 63 mm. Der Abstand der Bohrlöcher schwankt zwischen 10 und 20 m (im Jahr 2000 wurden rund 15 km Bohrmeter erstellt). Aus diesen Bohrlöchern tritt das in dem Flöz gebundene Gas aus und wird der Gasabsaugung zugeführt.

Durch die Reduzierung des Gasinhaltes auf unter die Hälfte des ursprünglichen Gasinhaltes, ist man in der Lage, den Gaszustrom aus dem zu bauenden Flöz während der Gewinnung so gering zu halten, dass ein gleichmäßiger und sicherer Arbeitsablauf gewährleistet ist. Es werden Absaugeergebnisse von rund 4 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/min erzielt.

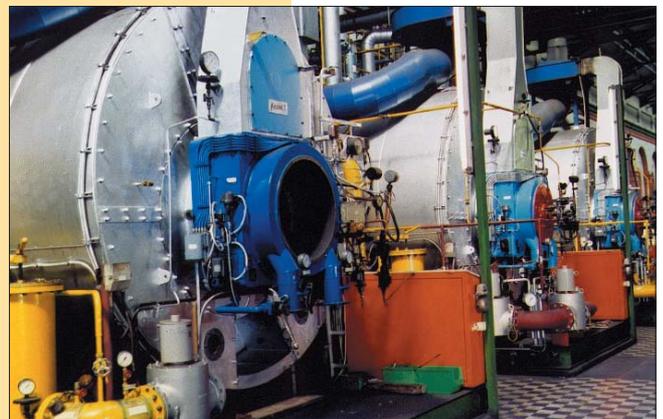
Die Ausgasung aus den Kohleflözen ober- und unterhalb des gebauten Flözes wird über im Hangenden und Liegenden befindliche Gasbohrlöcher abgesaugt und der Gasabsaugungsanlage zugeführt.



Grubengas-Heizkraftwerk der Stadtwerke Dinslaken GmbH auf dem Gelände des Bergwerks Lohberg



Bergwerk Ost: Dampfturbine, oberes Foto v.l.n.r.: Generator, Getriebe, Turbine und Maschinenzentrale mit 3 Dampfkesseln (Foto Mitte)



Wasserringpumpen, Bergwerk Lohberg



Bergwerk Lohberg - BHKW-Module,  
Quelle: Mingas-Power GmbH

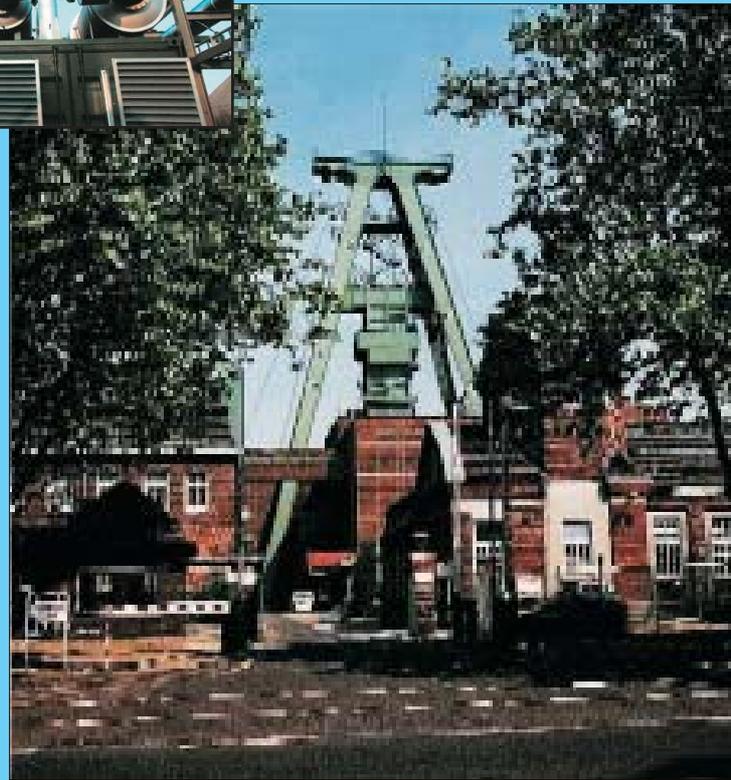
Dies kann erst während der Gewinnung geschehen, da der Gewinnungsprozess mit seinen Bewegungen im Gebirge für die notwendigen Wegigkeiten sorgt.

Die Bohrlöcher haben jeweils eine Tiefe von ~ 40 m und einen Bohrl Lochdurchmesser von 96 – 115 mm.

Der Abstand der Bohrlöcher schwankt zwischen 10 und 40 m.

Es werden Absaugeergebnisse von rd. 80 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/min erzielt.

Das Beispiel des Bergwerk Lohberg verdeutlicht, dass es für die von der RAG postulierte Ziele der verstärkten Nutzung von Grubengas auch aus aktiven Bergbaufeldern an der Ruhr lohnende Einsatzfelder gibt. Der untertägig vorhandenen – weil betriebsbedingt notwendigen – Infrastruktur zur Gasabsaugung schafft die RAG Aktiengesellschaft mit der Firma Mingas-Power GmbH weitere Verwertungspotenziale.



Bergwerk Lohberg, Dinslaken

Bevor mit hohem Forschungsaufwand Verwertungsmöglichkeiten des Methans in den Abwetterströmen ergründet werden (z. B. biotechnologische Abluftbehandlung, thermische und katalytische Methan-Oxidation), sollten die „klassischen“ – weil betriebswirtschaftlich sinnvollen – Verfahren optimiert und zum Einsatz gebracht werden.

### Mingas-Power GmbH

Erfolgreicher Start auf dem Bergwerk West: Zehn Monate nach Gründung der Mingas-Power GmbH am 01.08.2001 fiel der Startschuss: Das erste 1.350-Kilowatt-BHKW-Modul nahm im Juni 2002 auf dem Bergwerk West in Kamp-Lintfort den Betrieb auf. In den Nachfolgemonaten errichtete das Gemeinschaftsunternehmen der RAG Aktiengesellschaft und der Harpen AG an den aktiven Bergwerken Walsum, Lohberg, Prosper-Haniel, Ost und Ibbenbüren weitere 5 Blockheizkraftwerke mit insgesamt 14 Modulen.

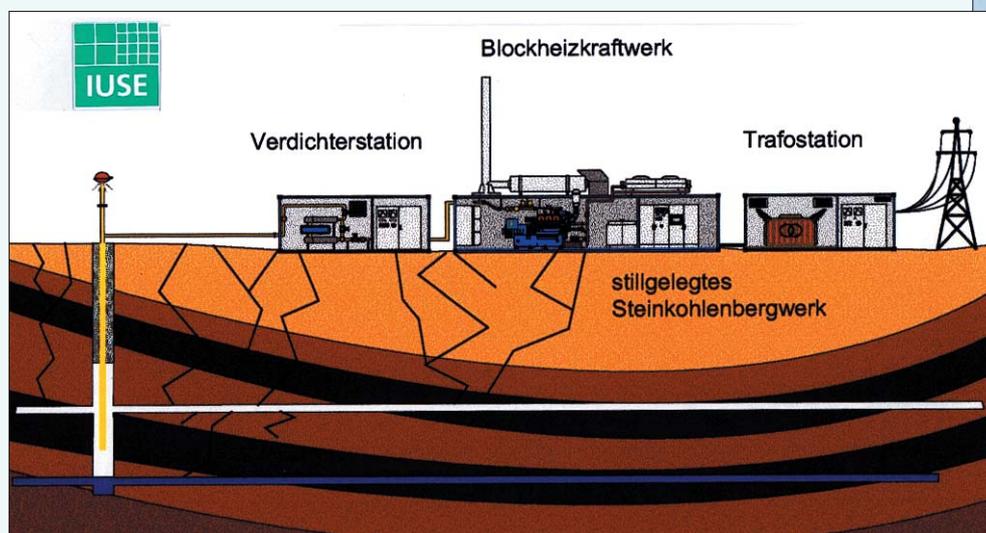
Der Bedarf von rund 40.000 Haushalten kann mit der erzeugten Gesamtleistung von etwa 130.000 Millionen kWh Strom gedeckt werden.

Angespornt durch die durchweg positiven Erfahrungen mit der Grubengasnutzung aus aktiven Bergwerken und dem Know-how-Transfer mit dem Tochterunternehmen Minegas GmbH, welches auf Grubengasgewinnung und -verwertung aus stillgelegten Bergwerken spezialisiert ist, wird die RAG Aktiengesellschaft ihr Engagement zukünftig weiter intensivieren. In nicht allzu ferner Zukunft werden 14 weitere BHKW-Module elektrischen Strom erzeugen. So sollen die Anlage Bergwerk West/Niederberg um ein Modul, der Standort Bergwerk Walsum um drei Module und die Anlage Prosper Haniel um fünf Module sowie Bergwerk Ost/Haus Aden um sechs Module erweitert werden.

Somit würde das Ende Dezember 2002 mit insges. 6 x 1.358 kW-Modulen ans Netz gegangene, bislang leistungsfähigste Mingas-Power-Blockheizkraftwerk Lohberg in Dinslaken von der Anlage Bergwerk Prosper Haniel mit einer intendierten Ausbaustufe von insgesamt 8 Modulen in puncto Einspeisungspotenzial überholt werden.

## Grubengas und stillgelegter Steinkohlenbergbau in NRW

Bereits im Stadium des Inkohlungsprozesses ist Methan in das Nebengestein der Kohle diffundiert und dort verblieben, wenn es nicht an die Oberfläche und von dort in die Atmosphäre entweichen konnte. Durch Abbaueinwirkungen wird ein großer Anteil des Methans freigesetzt, Restmengen können sich in tektonischen Klüften oder Spalten im Gebirge sammeln. Durch abbaubedingte Auflockerung des Gebirgskörpers kann Grubengas auch noch lange nach Beendigung der Steinkohlenförderung eines Bergwerkes zur Erdoberfläche hin ausgasen.



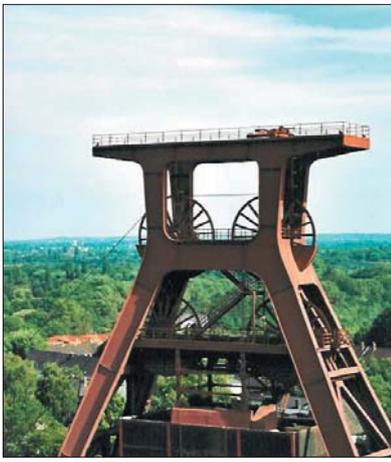
Stillgelegte Schachtanlagen mit ihrem ehemals weitläufigen offenen Streckennetz bilden – auch aufgrund der verbliebenen Restkohle – ein beträchtliches Gasreservoir. Durch die Ausgasungsöffnungen über Tage, z.B. offene oder verfüllte Schächte als „Punktquellen“ oder aufgelockertes Gestein an der Erdoberfläche, können jedoch vergleichsweise geringe Mengen entweichen. Dies hat zur Folge, dass Jahrzehnte vergehen können, bis Methanausgasungen nach Stilllegung eines Bergwerkes abklingen.

Bis 1986 wurden Schächte von stillgelegten Bergwerken an der Ruhr mit Lockergestein verfüllt; Gas aus den Grubenbauen konnte durch dieses Gestein diffundieren. Die Schachtabdeckung wurde mit einer Fackel mit Flammenschutz (gesichert gegen Blitzeinschlag, etc.), einer sogenannten Protegohaube versehen.

Protegohaube auf dem Schacht Mont Cenis



Schematische Darstellung der Grubengasverwertung von einem stillgelegten, verfüllten und mit Protegohaube gesicherten Schacht



Schacht Zollverein 12, Essen



Schacht Zollverein 6/9, Essen



Schacht Gneisenau 4,  
Dortmund-Derne



Schacht Monopol, Kamen

Seit 1986 werden Schächte mit kohäsiven (zusammenhaltenden) Materialien verfüllt, um die Standfestigkeit der – früher oftmals schlagartig „abgehenden“ – Verfüllsäulen besser zu gewährleisten. Nachteilig kann sich dieses Verfahren allerdings auf die Methan- ausgasungen darstellen; das Gas sucht sich den Weg geringeren Widerstandes außerhalb der Füllsäule, falls es nicht über Rohr- leitungen von unter Tage direkt zur Protegohaube geführt wird. Im Übrigen ist die Lage einer nicht geringen Anzahl ehemaliger Stollen und Schächte noch unbekannt; über Sicherungsmaßnahmen liegen keine Erkenntnisse vor. Wenn auch nicht alle Schächte dauerhaft hohe Ausgasungen aufweisen, ist bei geschätzten 3.600 Schächten allein im Steinkohlenbergbau des Ruhrgebietes das freiwerdende Gasvolumen beachtlich.

Die energetische Nutzung von Grubengas aus Stillstandsbereichen beschränkte sich in der Vergangenheit aus primär betriebswirt- schaftlichen Gründen auf wenige Beispiele. Die Unsicherheiten bzgl. der Kontinuität des Gasdargebots in stetiger Quantität und Qualität wurden für Investoren als zu groß angesehen. In den seltensten Fällen bieten sich in unmittelbarer Nähe zum Standort einer „Grubengasquelle“ auf dem Gelände eines stillgelegten Steinkohlenbergwerks Abnehmer für die in einem grubengasbe- feuerten BHKW erzeugte thermische Energie. Die Vergütungen für den in das Netz eingespeisten Strom waren bis zum Inkrafttreten des „Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ (EEG/2000) gemäß Ver- einbarungen mit den EVU zu gering, um erforderliche Investitionen zu rechtfertigen.

Das EEG löste die Regelungen des seit 1991 gültigen Stromein- speisungsgesetzes ab; u.a. wurde erstmalig eine Vergütungsrege- lung für den auf der Basis des „Energieträgers Grubengas“ erzeu- gen und in das Netz eingespeisten Strom fixiert. Die (Mindest)- Vergütungen betragen demnach in Abhängigkeit von der Anla- genleistung bis 500 kW<sub>el</sub> ~ 7,7 Ct/kWh und für Anlagen größer 500 kW ~ 6,6 Ct/kWh (für den die elektrische Arbeit der 500 kW- Anlage übersteigenden Teil), wobei diese Vergütungssätze für 20 Jahre (nach Inbetriebnahme der Anlage) festgeschrieben sind; eine Degression der Vergütung – wie bei „Wind-, Biomasse- bzw. Solarstrom“ – ist nicht vorgesehen.

Die Grubengasnutzung bedarf öffentlich-rechtlicher Genehmi- gungen; wie

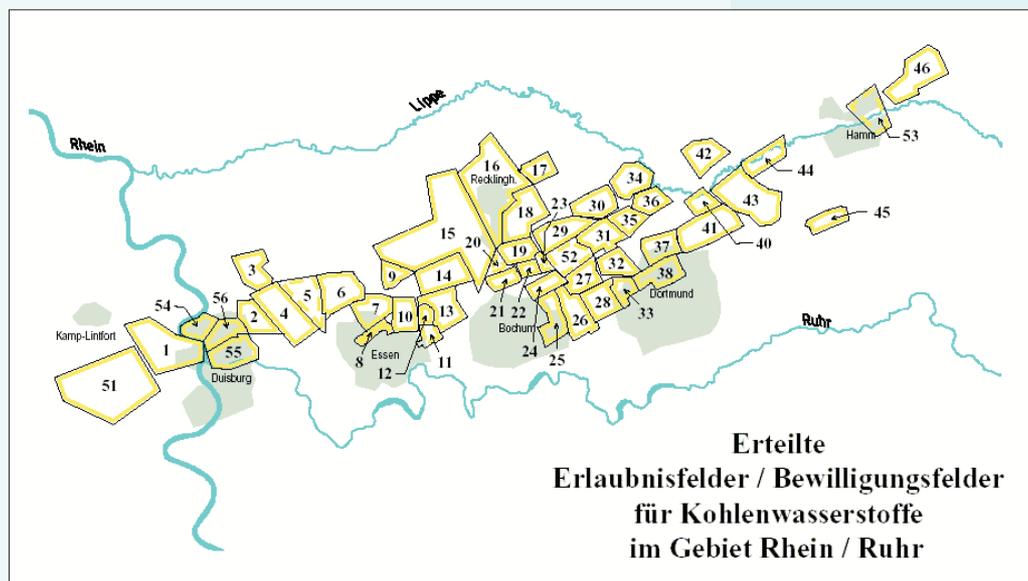
- einer **Erlaubnis**, den „bergfreien Bodenschatz Kohlenwasser- stoff“ (Methan) aufzusuchen,
- einer **Bewilligung**, diesen Bodenschatz zu gewinnen,
- eines **Betriebsplanes** für die Errichtung und den Betrieb der Gewinnungseinrichtungen sowie
- einer **Genehmigung**, die Energieumwandlungsanlage (z.B. ein BHKW) errichten und betreiben zu dürfen.

## Grubengas und stillgelegter Steinkohlenbergbau in NRW

Für die Erteilung von Erlaubnissen und Bewilligungen sowie für die Zulassung der Betriebspläne vorgenannter Art ist die Bergbehörde zuständig. Während die Gewinnung von Grubengas im aktiven Steinkohlenbergbau aufgrund der „Nebst-Klausel“ des Bundesberggesetzes (BBergG) unmittelbar aus dem Bergwerkseigentum abgeleitet wird, ist für den Stillstandsbereich (ohne Zusammenhang mit dem Produktionsbereich von Steinkohle) eine eigenständige Bergbauberechtigung erforderlich. Die Bergbauberechtigungen werden für bestimmte Bereiche des Erdkörpers, sogenannte „Felder“ erteilt. Der Raum eines Feldes wird von geraden Linien an der Oberfläche und von lotrechten Ebenen nach der Tiefe begrenzt. Die Mehrzahl der Felder wurde im Zeitraum zwischen 1999 und 2001 bewilligt, die Gewinnungsberechtigung für das erste Grubengasfeld auf stillgelegtem Steinkohlenbergbau wurde am 11.11.1998 an die Firma A-Tec erteilt. Zum Stand April 2003 waren 46 Bewilligungen zur Gewinnung des Grubengases erteilt.

Für den Gewinnungsbetrieb bedarf es gemäß BBergG einer Betriebsplanzulassung, in welcher u.a. Probleme des Arbeits- und Gesundheitsschutzes oder des Brand- und Explosionsschutzes geregelt werden.

Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung gem. Bundesimmissionsschutz-Gesetz (BImSchG) zur Errichtung und zum Betrieb der „Verwertungsanlage“ (z.B. eines BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung) ist i.d.R. vom jeweils zuständigen Staatlichen Umweltamt zu erteilen; es sei denn, auch die energetische Nutzung der von der Anlage erzeugten Energie findet überwiegend im Betrieb und „auf dem Gelände unter Bergaufsicht“ statt. In diesen Fällen ist die Bergbehörde „zuständige Behörde“ nach dem BBergG auch für das BImSchG-Verfahren.



Erteilte Erlaubnisfelder / Bewilligungsfelder für Kohlenwasserstoffe im Gebiet Rhein / Ruhr

Von der Bezirksregierung Arnsberg, Abt. 8 Bergbau und Energie in NRW auf stillgelegtem Steinkohlenbergbau erteilte Erlaubnis-/Bewilligungsfelder für Kohlenwasserstoffe (das im Aachener Revier erteilte Feld Mathanna ist der Übersichtlichkeit halber nicht dargestellt), Stand: April 2003

Nr. Feldesname	Berechtigung
1 Rheinpreußen-Gas	Bewilligung
2 Reinphan	Bewilligung
3 Loh-Gas	Bewilligung
4 Methost	Bewilligung
5 Julix	Erlaubnis
6 Prosper-Gas	Bewilligung
7 Katlina	Bewilligung
8 Frios	Bewilligung
9 Nordstern Gas	Bewilligung
10 Elimens	Bewilligung
11 Sabuela	Erlaubnis
12 Marsula	Bewilligung
13 Joarin	Bewilligung
14 Consol-Gas	Bewilligung
15 Emschermulde-Süd-Gas	Bewilligung
16 Wildblumen-Gas	Bewilligung
17 Ewald Fortsetzung Gas	Bewilligung
18 Vincent	Bewilligung
19 Her-Fried	Bewilligung
20 Wan-Thal	Erlaubnis
21 Shamrock Gas	Bewilligung
22 Her-Mont	Bewilligung
23 Her-Teuto	Erlaubnis
24 Corvin	Bewilligung
25 Mansfeld Gas	Bewilligung
26 Somborn Gas	Bewilligung
27 Zollern Gas	Bewilligung
28 Germania Gas	Bewilligung
29 Victor Gas	Bewilligung
30 Ickern Gas	Bewilligung
31 Evannah	Bewilligung
32 Hansa-Gas	Bewilligung
33 Wilberd	Bewilligung
34 Waltrup Gas	Bewilligung
35 Imudia	Bewilligung
36 Christemark	Bewilligung
37 Minister Stein Gas	Bewilligung
38 Westfalia-Gas	Bewilligung
40 Victoria-Gas	Bewilligung
41 Gneisenau Gas	Bewilligung
42 Romberg-Gas	Bewilligung
43 Grimberg-Gas	Bewilligung
44 Werne-Gas	Bewilligung
45 Königsborn Gas	Bewilligung
46 Westfalen-Gas	Bewilligung
51 Neukirchen-Gas	Bewilligung
52 Castrop-Gas	Erlaubnis
53 Sachsen-Gas	Erlaubnis
54 Lealena	Bewilligung
55 Zebra 100	Bewilligung
56 Tiema	Bewilligung



Die Zeche Ewald 3/4 führte über 80 % des abgesaugten Grubengases dem MHKW zu (Gasleitung im Vordergrund des Fotos)



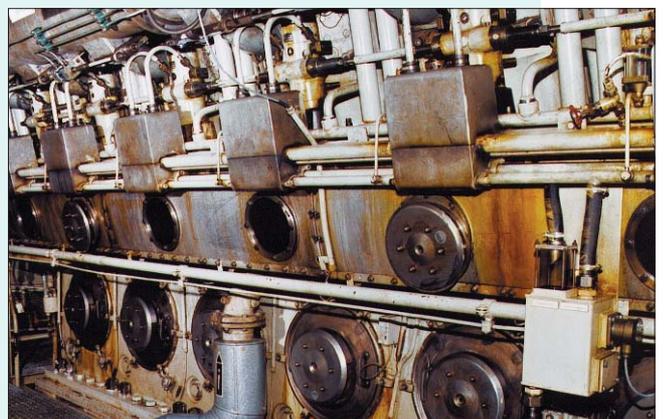
### **Motoren-Heizkraft-Werk (MHKW) des Energieversorgers ELE in Gelsenkirchen-Resse**

Bis zur Stilllegung im Jahre 1987 versorgte das Kraftwerk der Zeche Ewald über eine 6 km lange Ferndampfleitung den Ortsteil Resse mit Nahwärme. Dagegen wurde die Grubengas-Absaugungsanlage der Zeche energetisch nicht genutzt. Mit Investitionen in Höhe von rd. 17,5 Mio. EUR errichteten die Stadtwerke Gelsenkirchen ein trivalent zu betreibendes Heizkraftwerk mit einer Feuerungswärmeleistung in Höhe von 32,3 MW; welches mit Grubengas, Erdgas und Heizöl-EL gefahren werden kann. Grubengas der Bergwerke Ewald, Schlägel & Eisen und Hugo lieferte in Spitzenzeiten (1992) bis zu 90 % des Energieeinsatzes. Seit Inbetriebnahme (1989) wurden nur zur Abdeckung der Spitzenlast durchschnittlich 12 v.H. Erdgas und 5 v.H. Heizöl-EL eingesetzt. Der Nutzenergie-Output betrug jährlich 62 GWh Strom und 74 GWh Wärme, incl. der ausgekoppelten Motoren-Abwärme. Seit 1997 war der Grubengasanteil aufgrund der strukturellen Veränderungen der betriebenen Baufelder und Abbaustilllegungen stark rückläufig; seit Stilllegung der Schachtanlagen werden die beiden (2 x 5,115 MW<sub>el</sub>) Diesel-Gas-Motoren mit Erdgas betrieben.

Gleichwohl hat sich das in 11 Jahren weitestgehend (bis zu 87 % der jährlichen Vollbenutzungsstunden bis zu 8.024 h) mit Grubengas betriebene Investment betriebswirtschaftlich gerechnet und als ökologisch sinnvoll erwiesen.

Der örtliche Energieversorger ELE Emscher Lippe Energie GmbH, Gelsenkirchen, brachte die über ein Jahrzehnt gesammelte Erfahrung in ein neues Projekt ein. Im Mai 2003 hat ein 630 kW<sub>el</sub>-Grubengas-BHKW seinen Betrieb auf dem Gelände der ehemaligen Zeche Nordstern, auf dem 1997 die Bundesgartenschau stattfand, aufgenommen. Mit der Inbetriebnahme des BHKW findet die Errichtung der Wärmeerzeuger für das Nordstern-Parkgelände seinen Abschluss. Neben dem BHKW sorgen 4 Brennwärkessel mit einer Leistung von insgesamt knapp 4,0 MW für die Wärmeversorgung des Nordstern-Parkes. Eine Besonderheit stellt der zuletzt aufgestellte 1,4 MW Gasbrennwärkessel dar. Er kann sowohl mit Grubengas als auch mit Erdgas befeuert werden und sichert die sinnvolle Verwertung des Grubengases für den Fall, das das BHKW, z.B. aus Revisionsgründen, kein Grubengas abnehmen kann.

Die Treuhandstelle für den Bergmannswohnungsbau (THS) hat ihre Hauptverwaltung von Essen auf das Nordstern-Gelände in Gelsenkirchen verlagert. Dabei wird die Verbundenheit mit dem Bergbau nicht nur symbolisch, sondern praktisch, ökologisch und ökonomisch sinnvoll u.a. durch energetische Nutzung des Grubengases demonstriert werden.



Maschinenraum des MHKW mit den zwei 5,115 MW<sub>el</sub> Diesel-/Erdgas-/Grubengas-Motoren

Keine "Kunst am Bau", sondern: Abschluss Schacht Mont Cenis 1 mit Protegohäube vor der Fortbildungsakademie Mont Cenis

**Grubengasprojekte der Stadtwerke Herne**

Als die Landesregierung entschied, auf dem 25 ha-Gelände der 1978 stillgelegten Schachanlage **Mont-Cenis** die Fortbildungsakademie des Innenministeriums zu errichten, realisierten die Stadtwerke Herne dort einen ebenso symbolträchtigen wie innovativen Energiepark.

Auf dem Dach der Akademie betreiben die Stadtwerke die seinerzeit weltgrößte dachintegrierte Photovoltaikanlage mit einer Spitzenleistung von 1 MW<sub>p</sub>, die eine umweltfreundliche, geräuschlose und wartungsarme Stromgewinnung garantiert.

Zum Energiepark gehört auch eine Batteriespeicheranlage mit einer Leistung von 1,2 MW. Sie gibt den Strom genau dann ins Netz, wenn er benötigt wird. So werden Lastbezugsspitzen reduziert und mögliche Netzzrückwirkungen der Photovoltaikanlage können kompensiert werden.

Mit dem ersten Blockheizkraftwerk in Deutschland, das Grubengas aus einer stillgelegten Zeche nutzte, setzten die Stadtwerke Herne erneut auf Umweltschutz. Denn seit der Stilllegung der Zeche vor über zwei Jahrzehnten wurde das klimaschädigende Grubengas aus einer Teufe von 720 m kalt abgefackelt.



Blick auf ein 253 kW<sub>el</sub>-BHKW-Modul

Im November 1997 nahmen die Stadtwerke zwei BHKW-Module mit je 253 kW<sub>el</sub> und 378 kW<sub>th</sub> Leistung in Betrieb, von denen eins mit Grubengas, das andere wahlweise mit Gruben- oder Erdgas betrieben werden kann. Für die Wärmeversorgung sind zusätzlich zwei erdgasbetriebene Spitzenlastkessel mit einer Leistung von je 895 kW installiert.

Die positiven Betriebserfahrungen veranlassten die Stadtwerke bereits nach dem ersten Jahr zur Erweiterung der Anlage. Im April 2000 erfolgte die Inbetriebnahme eines dritten Moduls mit 1.000 kW elektrischer und 1.200 kW thermischer Leistung. Durch die energetische Nutzung des Grubengases werden jetzt rund 60.000 t CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Jahr vermieden.

Bei ca. 5.800 Vollbenutzungsstunden und einem durchschnittlichem Methan-Gehalt von 69 % - entsprechend einem Heizwert von 6.9 kWh/Nm<sup>3</sup>- erzeugte diese Anlage im Jahr 2002 ca. 8.700 MWh Strom und 11.200 MWh Wärme.

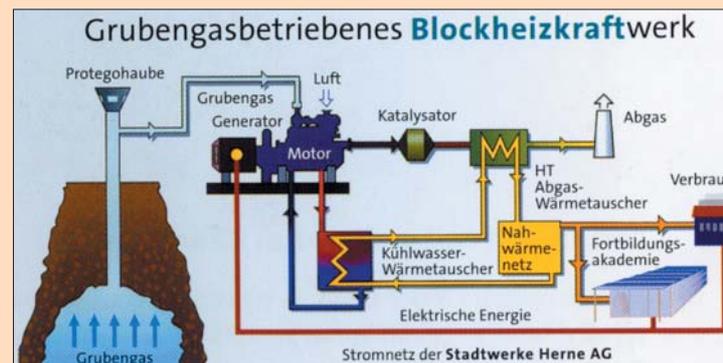
Über ein Nahwärmenetz werden eine Wohnbebauung mit 181 Wohneinheiten, davon 35 Doppel- und Reihenhäuser, ein Kindergarten, die Akademie Mont-Cenis, ein Seniorenzentrum sowie ein Krankenhaus mit Wärme versorgt. Weiterhin ist für 2003 ein Einkaufszentrum mit weiteren Wohneinheiten geplant, das ebenfalls an dieses Nahwärmenetz angeschlossen werden soll.

Seit Inbetriebnahme der BHKW-Module läuft die Anlage weitestgehend störungsfrei. An Betriebserfahrungen berichten die Stadtwerke u. a., dass:

- die Ölwechselintervalle für die BHKW-Module von 2.000 auf ca. 3.500 Betriebsstunden verlängert werden konnten,
- die Ablassventile der ersten Verdichteranlage (Wasserringpumpen) häufig verschmutzten und die Reinigungsintervalle anzupassen waren.

Für das neue Modul wurde eine andere Technik, ein sogenannter Drehkolben-Verdichter, eingesetzt. Diese Verdichteranlage hat sich so gut bewährt, dass 2002 die alten Wasserringpumpen gegen einen Drehkolbenverdichter ausgewechselt wurden.

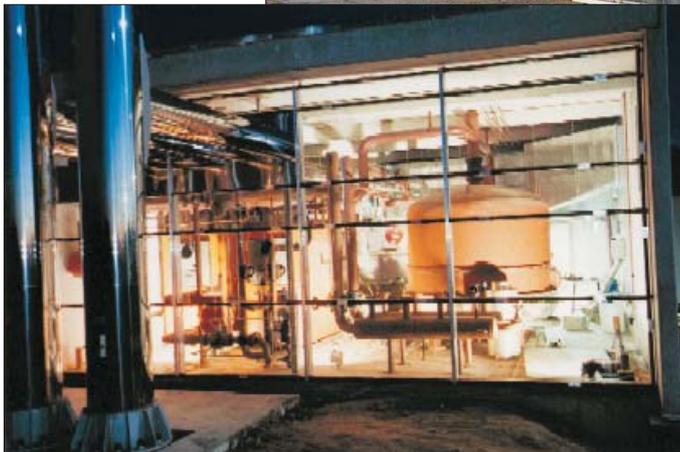
- zwischen Grubengasverdichter und Gasregelstrecke täglich 1 - 2 Liter Wasser anfallen.



Energiepark mit den Abgaskaminen der grubengasbetriebenen BHKW-Module mit insgesamt 1.506 kW<sub>el</sub>-Leistung



Kesselhaus mit Spitzenlastkessel der ersten Bauphase



Die guten Erfahrung mit der Nutzung von Grubengas im Energiepark Mont-Cenis gaben den Anstoß für ein weiteres Projekt: Auf dem Gelände der Gasentspannungsanlage **Am Trimbuschhof** begannen die Stadtwerke im August 2001 mit einer Tiefenbohrung in das verritzte Steinkohlengebirge der ehemaligen Zeche Mont-Cenis.

Grubengasbohrung an der Gasentspannungsanlage "Am Trimbuschhof"  
Foto: Stadtwerke Herne

Im Frühjahr 2001 stieß man in einer Tiefe von 760 Metern auf ein ausreichendes Grubengasvorkommen. Zwei BHKW-Module, die als Wärmelieferanten für die Gasentspannungsanlage dienen, wurden daraufhin so umgerüstet, dass sie wahlweise mit Gruben- oder Erdgas betrieben werden können.

Beim Betrieb mit Grubengas können pro Jahr 1.200.000 Nm<sup>3</sup> Erdgas eingespart werden. Hinzu kommt eine Umweltentlastung von jährlich bis zu 30.000 Tonnen CO<sub>2</sub>.

## Grubengasprojekte der A-TEC Anlagentechnik GmbH

Am 22. Juni 2001, konnte ein Pionier für die energetische Nutzung von Grubengas, *Clemens Backhaus*, Fa. A-TEC (Duisburg) und Fraunhofer UMSICHT (Oberhausen), „seine“ erste grubengasbetriebene BHKW-Station der Firmengruppe „A-TEC/pro2“ auf dem ehemaligen Zechengelände „Minister Achenbach 2“ in Lünen präsentieren. Von den derzeit 46 ausgewiesenen Grubengas-Bewilligungsfeldern hält die Fa. A-TEC rund ein Drittel und könnte sich zu einem „Großen“ der Energiegewinnung auf der Basis von Grubengas in NRW entwickeln. Die Energiegewinnung aus dem Bewilligungsfeld „Imudia“ erfolgt durch den Einsatz von drei Gasmotoren mit Generator (Deutz TBG 620 V 16 K), die installierte Gesamtleistung beträgt 4,05 MW<sub>el</sub> und 4,8 MW<sub>th</sub>; die Grubengasförderung liegt bei 1.500 m<sup>3</sup>/h.

Nach der Installation des dritten Aggregats war eine stetige Erhöhung des Saugdruckes zur Sicherstellung der Gasversorgung notwendig. Diese stetige Steigerung wurde über die Betriebsdauer immer geringer und nähert sich asymptotisch einem Grenzwert. Im Gegensatz zum notwendigen Saugdruck ergaben sich über den gesamten Betriebszeitraum keine Veränderungen bei der Gaszusammensetzung. Die Methankonzentration liegt weiterhin bei etwa 70 %.

Die Grubengasnutzung ist nicht auf das Ruhrgebiet beschränkt, auch im Aachener Steinkohlenrevier wird Grubengas aus stillgelegten Schachtanlagen genutzt. Im Bereich der Städte Aachen und Alsdorf wurden die letzte Schachtanlage zu Beginn der 90er Jahre stillgelegt und die Wasserhaltung eingestellt. An den ehemaligen Grubenstandorten wurde die Entgasung des Grubengebäudes anschließend durch Entgasungsleitungen sichergestellt.

Der Bereich der ehemaligen Schachtanlage Anna II in Alsdorf ist einer der noch nicht gänzlich gefluteten Bereiche des Aachener Reviers. Die Entgasung dieses Grubengebäudes wird durch eine im verfüllten Schacht Eduard installierte Leitung gewährleistet. Aus dieser Leitung strömten bei Tiefdruckwetterlage erhebliche Gasmengen in die Atmosphäre.

Im März 2002 wurde das Grubengas im Rahmen einer Potenzialabschätzung über einen Zeitraum von 6 Wochen über die Entgasungsleitung abgesaugt. Die gewinnbaren Mengen und die Gasqualität ließen eine Nutzung sinnvoll erscheinen. Aufgrund des ansteigenden Grubenwassers im alten Grubengebäude scheint eine Gasnutzung jedoch nur für 3 bis 4 Jahre möglich, dann wird der Wasserstand bei einer Teufe von ca. 300 m das untere Ende der Entgasungsleitung erreicht haben und die Gasquelle versiegen. Die Errichtung eines besonderen Gebäudes zur Unterbringung der Anlagenteile hätte das Projekt unwirtschaftlich werden lassen.

Für den Standort Mathanna 1 auf Anna II wurde daher neben dem dortigen Bergbaumuseum der Bau einer Grubengas-Containeranlage geplant und realisiert. Die standardisierten Einheiten

lassen sich schnell zu einer Gesamtanlage aufbauen und erlauben eine vollständige Demontage der Gesamtanlage zum Zeitpunkt des Nutzungsendes und eine Weiternutzung der einzelnen Komponenten in anderen Projekten.

Am Standort Anna II wurde so bereits 4 Monate nach der Probebesaugung eine Grubengasnutzung mit einer elektrischen Leistung von 2,7 MW in Betrieb genommen. Hieran hatte die gute Kooperation aller im Rahmen des Genehmigungsverfahrens beteiligten Parteien einen erheblichen Anteil.

Kenndaten der Anlage Mathanna 1, Alsdorf

Brennstoffleistung	ca. 7.000 kW
Elektrische Gesamtleistung	2.700 kW
Thermische Gesamtleistung	1.800 kW
Gasbedarf (50 Vol.-% Methangehalt)	1.400 m <sup>3</sup> /h
CH <sub>4</sub> -Reduktion in t CO <sub>2</sub> -Äquivalent	100.000 t/a
Stromerzeugung	2 Gas-Otto-Motoren, 16 Zylinder, 70,4 l Hubraum
Inbetriebnahme	August 2002



Grubengasbetriebene (3 x 1,35 MW<sub>el</sub>) BHKW-Module am ehemaligen Schacht Minister Achenbach 2, Lünen, der Firmengruppe "A-TEC/pro2"



Zur Demonstration geöffneter Container mit Blick auf Gasmotorenaggregat und die mit Schallschutz versehenen Innentüren



Proteghaube auf dem Eduardschacht, Blick auf das Bergbaumuseum, Stand: Dez. 2001

Die generierte elektrische Energie wird von 400 V auf 10.000 V transformiert und in das Netz des örtlichen Energieversorgers eingespeist. Die Motorwärme soll dem Bergbaumuseum zur Beheizung der noch erhaltenen Gebäude der Grube Anna zur Verfügung gestellt werden.

Die bestehende Anlage soll auf Grund der positiven Betriebserfahrungen noch im ersten Halbjahr 2003 um ein weiteres Modul mit einer elektrischen Leistung von 1,35 MW erweitert werden. Auch hier soll eine Containerstation eingesetzt werden, die nach Beendigung der Nutzung auf Anna II an einem anderen Standort weiter verwendet wird.

EnD-I Grubengaskraftwerk auf dem ehemaligen Bergwerk Lothringen in Bochum-Gerthe



Grubengasbohrung auf dem Schacht Lothringen 6

### EnD-I Grubengas GmbH / A-TEC Anlagentechnik GmbH

Mitten im Stadtteil Bochum-Gerthe liegt das Gelände der ehemaligen Schachtanlage Lothringen 1/2/6. Hier wurde im Jahre 2002, 35 Jahre nach Einstellung der Kohlenförderung, eines der ungewöhnlichsten Projekt zur Grubengasnutzung durch die EnD-I Grubengas GmbH und die A-TEC Anlagentechnik GmbH realisiert.

Vor allem die Standortbedingungen stellten für alle Beteiligten eine Herausforderung dar. Die durch die innerstädtische Lage vorgegebenen Auflagen des Emissionsschutzes waren mit Anlagen herkömmlicher Bauart nicht zu erfüllen. Zudem sollte sich die Anlage harmonisch in das Stadtbild einfügen.

Im Sommer 2002 wurde ein schalloptimiertes Gebäude errichtet, in dem neben den 4 Motorencontainern auch die Gasförderstation, die Trafostation und die Wärmeübergabestation für das Fernwärmenetz der Stadtwerke integriert sind. Seit November 2002 ist die Anlage in Betrieb und trägt erheblich zum Klimaschutz im Bereich Bochum bei.

#### Kenndaten der Anlage Corvin 1, Bochum

Brennstoffleistung	ca. 14.000 kW
Elektrische Gesamtleistung	5.400 kW
Thermische Gesamtleistung	6.500 kW
Gasbedarf (50 Vol.-% Methangehalt)	2.800 m <sup>3</sup> /h
CH <sub>4</sub> -Reduktion in t CO <sub>2</sub> -Äquivalent	200.000 t/a
Stromerzeugung	4 Gas-Otto-Motoren, 16 Zylinder, 70,4 l Hubraum
Inbetriebnahme	November 2002

Im Laufe des Jahres 2003 wird die Gasgewinnung weiter optimiert, um weitere Gasmengen einer Nutzung zuführen zu können. Dazu wird eine Bohrung mit einem Durchmesser von 440 mm in den verfüllten Schacht Lothringen 6 abgeteuft. Mit den Bohrarbeiten wurde Ende April 2003 begonnen.

## Grubengasprojekte der Firma Minegas GmbH

Nichts erinnert mehr in dem Grüengebiet an die vor 16 Jahren geschlossene Schachanlage Gneisenau und ihren Schacht Kurl 3 in Lünen. Seit dem 21. Juni 2001 werden gasförmige Kohlenwasserstoffe dort wieder verwertet, wo ab 1873 für 112 Jahre Kohle abgebaut wurde. In Lünen startete die RAG Aktiengesellschaft ihre "Offensive zur umfassenden Nutzung von Grubengas". Ziel ist dabei, in den Bergbauregionen von Nordrhein-Westfalen jährlich 450 GWh Strom auf der Basis Grubengas zu erzeugen.

Betreiber des Blockheizkraftwerkes in Lünen ist die Minegas GmbH. Gegründet im Dezember 2000 ist Minegas ein Gemeinschaftsunternehmen der RAG Aktiengesellschaft, der auch die unternehmerische Führung obliegt, der G.A.S. Energietechnologie GmbH und der LAMBDA Gesellschaft für Gastechnik mbH. Spezialisiert auf die Grubengasnutzung aus stillgelegten Bergwerken startete das Unternehmen seine Aktivitäten auf dem Bewilligungsfeld Gneisenau-Gas im Jahr 2001 mit drei BHKW-Modulen mit einer elektrischen Leistung von jeweils 1.350 kW, die in das Netz der Stadtwerke Lünen eingespeist werden.



Schalldämpfer mit Katalysator, Abgasführung und Abgaskamin eines BHKW

1.350 kW<sub>el</sub>-BHKW-Modul



Kurl 3, BHKW-Container 3 x 1.350 kW<sub>el</sub>-Leistung



Motor- und Generatoreinheit eines 1,35 MW<sub>el</sub>-BHKW-Moduls

## Grubengasnutzung in NRW

Die weitere Entwicklung der Minegas GmbH verlief - und verläuft nach wie vor - rasant: Von 2001 bis Ende 2002 wurden sukzessive 38 BHKW-Module an insgesamt 15 Standorten in NRW in Betrieb genommen, die insgesamt eine elektrische Leistung von rund 55 MW in die jeweiligen Ortsnetze einspeisen. Neben dem Standort Kurl 3 in Lünen werden inzwischen die Grubengasvorkommen der stillgelegten Bergwerke Consolidation 1/6, Schlägel & Eisen 3/4/(7), Hugo Ost, Emschermulde II, Ewald-Fortsetzung 4/5, Germania, Waltrop 1/2, Minister Stein 4, Gneisenau 4, Victoria 1/2, Grimberg 3/4, Werne 3, Westfalen 6 und Westfalen 1/2 verwertet und zur Stromerzeugung genutzt. Derzeit ist das Blockheizkraftwerk am Standort Ewald-Fortsetzung 4/5, Oer-Erkenschwick, mit insgesamt sechs 1.358 kW-Modulen die größte in Betrieb befindliche Minegas-Anlage.

Die Inbetriebnahme von rund zehn weiteren BHKW-Modulen ist bereits in Planung. Erschlossen werden voraussichtlich die stillgelegten Bergwerke Emschermulde 1/2, Ewald 1/2/7, Hugo 9 sowie Hugo 1/4. Alle Minegas-Module zusammen verfügen dann über ein Einspeisungspotenzial von rund 70 MW<sub>el</sub>.

Gemeinsam mit dem Tochterunternehmen Mingas-Power ist es der RAG Aktiengesellschaft schon jetzt gelungen, eine elektrische Gesamtkapazität von mehr als 60 MW aus Grubengas zu erzeugen, die eine Stromproduktion von rund 450 Millionen kWh liefert. Dies entspricht in etwa dem Verbrauch von 140.000 Haushalten.

Mit einem Investitionsvolumen von 80 bis 100 Millionen Euro will die RAG auch zukünftig die Grubengasnutzung vorantreiben. Das avisierte Stromerzeugungspotenzial soll auf etwa 575 bis 650 Millionen kWh/a erhöht werden, was eine Emissionsminderung von ca. 3 bis 3,5 Millionen t/a CO<sub>2</sub>-Äquivalent und eine Ressourcenschonung von rund 190.000 bis 215.000 t SKE/a mit sich bringen wird.

Das gebündelte Know-how der Minegas GmbH und Mingas-Power GmbH soll darüber hinaus als Basis für weitere technologische Entwicklungen sowie F&E-Projekten dienen. So ist in naher Zukunft

- die Nutzbarmachung von Grubengas mit geringer Methankonzentration in BHKW-Motoren,
- die Optimierung von Primär-Schallschutzmaßnahmen,
- die Optimierung der Abschätzung der Grubengashöflichkeit in stillgelegten Bergwerken sowie
- die Ausweitung des Bohrloch-Bergbaus in NRW

geplant.

Schon jetzt kann gesagt werden, dass die bei Gründung von Minegas und Mingas-Power gesteckten Unternehmensziele erreicht und die Erwartungen der Energie- und Umweltpolitik in die Grubengasaktivitäten der RAG-Töchter erfüllt sind.



Grubengasverdichterstation

**Überblick über den Stand der Grubengasnutzung in NRW**

Dem EEG entsprechend erfolgt die Grubengasnutzung bzw. deren weiterer Ausbau in NRW heute in erster Linie zum Zweck der Stromversorgung. Ende des Jahres 2001 waren im Bereich des stillgelegten Bergbaus an 7 Standorten erst 16 BHKW mit ca. 16 MW<sub>el</sub> in Betrieb, Ende des Jahres 2002 an 17 Standorten schon 44 BHKW mit ca. 51 MW<sub>el</sub>. Im Bereich des aktiven Steinkohlenbergbaus wurden auf der Grundlage des EEG in 2002 15 BHKW-Module mit ca. 22 MW<sub>el</sub> in Betrieb genommen. Die Grubengas BHKW-Module haben typischerweise eine elektrische Leistung zwischen 1 und 1,5 MW.

Soweit möglich wird die bei der Verstromung von Grubengas anfallende Motor-/Abgaswärme auch thermisch genutzt. Bei der thermischen Nutzung des Grubengases ist aber zu beachten, dass die Grubengasunternehmen auf Grund der besonderen unternehmerischen Risiken keine gesicherten und langfristigen Lieferverträge eingehen können. Soweit eine Nutzung stattfindet, wird die Wärmeenergie Dritten zur Nutzung oftmals kostenlos bzw. gegen Erstattung der entstehenden Mehrkosten zur Verfügung gestellt.

Nach den Angaben der Grubengasunternehmen sind im Jahr 2002 im Bereich des stillgelegten Bergbaus die Methanemissionen um ca. 1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent reduziert worden. Da die Grubengasanlagen verteilt über das Jahr 2002 an das Stromnetz gingen, gibt diese Zahl das schon erreichte Potenzial der Vermeidung von Methan-Emissionen jedoch nur unzureichend wieder.

Allein Mingas Power und Minegas GmbH geben für ihre Anlagen eine Entlastung der Atmosphäre von 2,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent an, wenn das gemeinsame mittelfristige Ziel beider Unternehmen, die Erzeugung von jährlich 450 Mio. Kilowattstunden Strom in NRW erreicht wird.

Dies leistet einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutzkonzept des Landes Nordrhein-Westfalen, das eine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von insgesamt 3,6 Mio. t pro Jahr vorsieht.

Nach den Angaben der Grubengasunternehmen sind im Jahr 2002 im Bereich des stillgelegten Bergbaus die Methanemissionen um ca. 1 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent reduziert worden. Da die Grubengasanlagen verteilt über das Jahr 2002 an das Stromnetz gingen, gibt diese Zahl das schon erreichte Potenzial der Vermeidung von Methan-Emissionen jedoch nur unzureichend wieder.

Allein Mingas Power und Minegas GmbH geben für ihre Anlagen eine Entlastung der Atmosphäre von 2,5 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent an, wenn das gemeinsame mittelfristige Ziel beider Unternehmen, die Erzeugung von jährlich 450 Mio. Kilowattstunden Strom in NRW erreicht wird.

Dies leistet einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutzkonzept des Landes Nordrhein-Westfalen, das eine Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von insgesamt 3,6 Mio. t pro Jahr vorsieht.

<b>Standort</b>	<b>Wärmenutzung</b>
Achenbach (LünTec)	ja
Am Trimbuschhof	ja
Gneisenau 4	ja
Mathanna 1	vorgesehen
Mont Cenis 3	ja
Victoria 1/2	in Planung
Waltrop	in Planung
Westfalen 1/2	in Planung

Nutzung der Abwärme bei den auf der Grundlage eigenständiger Bergbauberechtigungen betriebenen Grubengas-Verstromungsanlagen

<b>Standort</b>	<b>Wärmenutzung</b>
BW Ibbenbüren	ja
BW Lohberg, Schacht 1/2	ja
BW Ost - Haus Aden	in Planung
BW Ost - Heinrich Robert	ja
BW Prosper-Haniel /Prosper IV	in Planung
BW West - Rossenray	ja

Nutzung der Abwärme bei den mit Grubengas aus der Gasabsaugung im Steinkohlenbergbau betriebenen Grubengas-Verstromungsanlagen

## Grubengasinitiative NRW

Nordrhein-Westfalen ist die bedeutendste Energieregion Europas und der führende Energietechnologie-Standort in Deutschland. Die nordrhein-westfälische Landesregierung hat zur weiteren Unterstützung dieser Position 1996 die Landesinitiative Zukunftsenergien gegründet. Getragen von den vier nordrhein-westfälischen Ministerien für Energie, Städtebau, Wissenschaft und Umwelt setzt sie die energiepolitischen Ziele der Landesregierung in die Tat um. Die politischen Vorgaben zielen darauf ab, die rationelle Umwandlung und Verwendung von Energie zu intensivieren, alle Möglichkeiten der Energieeinsparung auszuschöpfen, die Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien weiterzuentwickeln und die fossilen Energieträger klima- und umweltgerecht zu nutzen.

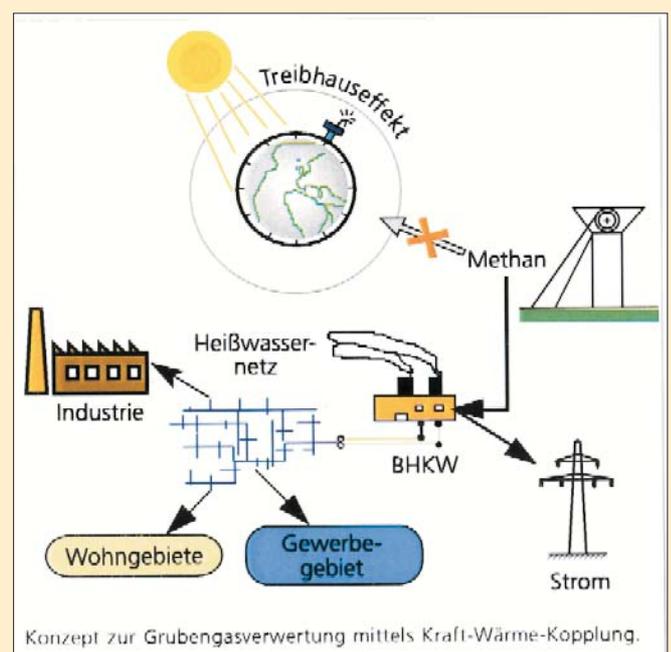
Die Landesregierung NRW hat entschieden, das im Lande Nordrhein-Westfalen im Zusammenhang mit Grubengas vorhandene ingenieurmäßige und wissenschaftliche Know-how unter dem Dach der Landesinitiative Zukunftsenergien zu stärken und zu bündeln. Als „Grubengasinitiative NRW“ arbeiten unter der Moderation von Prof. Dr.-Ing. Axel Preuße (RWTH Aachen) Fachleute u.a. daran, den Entwicklungsstand von Gasabsaugung und Methanverwertung zu verbessern, positive Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb technischer Anlagen zu schaffen und zu optimieren sowie den Technologietransfer zu initiieren und Exportchancen zu stärken. In dem Bericht der Landesregierung NRW „Handlungsfelder und Maßnahmen der Klimaschutzpolitik in Nordrhein-Westfalen“, September 2001, sind diese Grundsätze ausdrücklich als Ziele formuliert. Unternehmen und Verbände haben die Initiative begrüßt und arbeiten aktiv in den Arbeitsgruppen mit.

Am 31. Oktober 2001 eröffnete Staatssekretär *Jörg Hennerkes* vom Wirtschaftsministerium NRW die Auftaktveranstaltung der Arbeitsgruppe Grubengas der Landesinitiative Zukunftsenergien und spannte den Bogen der Arbeitsfelder vom heimischen Steinkohlenbergbau über die Grubengas-Gefahrenabwehr unter und über Tage bis zum Engagement in Bergbau-Partnerschaftsländern, wie z. B. Polen, der Ukraine oder China.

Als Hemmnis der Entwicklung von Standorten für Grubengasanlagen werden von den Grubengasunternehmen oftmals planungs- und genehmigungsrechtliche Schwierigkeiten genannt. So haben z.B. die Kommunen eine Verwertung von Grubengas in der Nähe ehemaliger Schächte bisher nicht in ihre städtebaulichen Konzepte bzw. die Bauleitplanung einbezogen.

Um die Kommunen für die Forcierung der Grubengasnutzung zu sensibilisieren, hat die Arbeitsgruppe Grubengas mit den Bürgermeistern des Ruhrgebiets Kontakt aufgenommen mit dem Ziel, jeweils eine sachkundige Person als Ansprechpartner für Fragen der Grubengasverwertung zu benennen. Kurze Wege können sich verfahrensbeschleunigend auswirken.

Die Änderung der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft) hätte durch die strengeren Anforderungen an Verbrennungsanlagen beinahe ebenfalls erhebliche Hemmnisse bewirkt, wenn die Grubengasverwertung mit dem Einsatz von Erdgas gleichgesetzt worden wäre.



Konzept zur Grubengasverwertung mittels Kraft-Wärme-Kopplung

So ist die Halbierung der bisherigen Kohlenmonoxid-Abgasgrenzwerte nur unter Einsatz von Katalysatortechnik möglich. Diese Katalysatoren werden jedoch, wenn nur geringe Spuren Schwefelwasserstoff im Grubengas vorhanden sind, von Schwefelablagerungen zerstört. Als Lösung bot sich die Gleichbehandlung von Grubengas mit Biogas und Klärgas an.

Auf Initiative von Mitgliedern der Grubengasinitiative NRW unterbreitete das Land NRW bei Beratung des TA-Luft-Entwurfs im Bundesrat einen entsprechenden Antrag, der die Zustimmung von Umwelt- und Wirtschaftsausschuss fand. Die TA-Luft ist nun seit Oktober 2002 mit den entsprechenden Änderungen in Kraft.



Mitglieder der AG Grubengas informieren sich bei der FhG UMSICHT, Oberhausen, über den Stand der Bohrarbeiten zur Gewinnung von Grubengas für den Einsatz in einer Brennstoffzelle



Pressegespräch am 31. Oktober 2001 anlässlich der Gründungsveranstaltung der AG Grubengas der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW, (v.l.n.r.):

Prof. Dr.-Ing. Axel Preuße, RWTH Aachen, Moderator der AG Grubengas

Prof. Dr.-Ing. Hans Fahlenkamp, Institutsleiter FhG UMSICHT, Oberhausen

Jörg Hennerkes, Staatssekretär, Energieministerium NRW

Uwe H. Burghardt, Pressesprecher der Landesinitiative

## Grubengas- Exportaktivitäten

**Kompetenz in Sachen Grubengas - Made in Germany**  
Nordrhein-Westfalen unterstützt im Rahmen seiner Außenwirtschaftspolitik – zum Teil über die Landesinitiative Zukunftsenergien – nordrhein-westfälische Unternehmen, die Projekte und Dienstleistungen zur Ressourcenschonung und zum Klimaschutz für den Einsatz in anderen Regionen der Welt entwickeln und anbieten. Im Bereich Grubengas werden in Kooperation mit der Landesinitiative Bergbautechnik die Exportchancen herausgearbeitet und den Unternehmen die Maßnahmen der nordrhein-westfälischen Außenwirtschaftsförderung angeboten. Die Unternehmen haben sich im Rahmen der Grubengasinitiative zu einem Netzwerk zusammengeschlossen, um **Grubengas-Projekte im gesamten Angebotsspektrum aus einer Hand** anbieten zu können. So wurde ein Arbeitskreis „Grubengas-Exportaktivitäten“ gegründet. Diese Arbeitsgruppe erarbeitete eine Aufstellung von auf dem Gebiet der Grubengasnutzung, –verwertung und -abführung tätiger Unternehmen und deren Kompetenzen, sowie eine Zusammenstellung von Ländern mit Grubengaspotential. Bei der Bewertung der vorhandenen Kompetenzfelder wurden die Themenbereiche Gasgewinnung von Unter- und Übertage, Projektentwicklung, Schulung, Inbetriebnahme, Betriebsführung, Wartung und Instandhaltung sowie sonstige Forschung untersucht. Alle Kompetenzfelder werden von Firmen aus Deutschland (insbesondere NRW und Saarland) abgedeckt. Zentraler Ansprechpartner für interessierte Firmen aus dem Ausland ist die Geschäftsstelle der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW.

## Kompetenzfelder Grubengas - Made in Germany:

### Kompetenzen

- Gasgewinnung von Untertage

#### *Engineering*

Absaugung  
Wettertechnik  
Entgasung  
u.T.-Bohrung  
Richtbohrtechnik  
Rohrnetzberechnung  
Brand- und Explosionsschutz  
Prognose der Gasvorkommen

#### *Ausrüstung*

MSR-Technik  
Sicherheitstechnik  
Bohrausrüstung allg.  
Richtbohrausrüstung

- Gasgewinnung von Übertage

#### *Engineering*

Anlagenplanung  
Anlagenbetrieb  
Bohrkonzepte  
Richtbohrtechnik  
Grubenwasser (CBM, CMM)  
Brand- und Explosionsschutz  
Prognose der Ausgasung

#### *Ausrüstung*

Gasförderanlagen  
Motorentchnik  
Einspeisung  
MSR-Technik  
Bohrausrüstung allgem.  
Richtbohrausrüstung

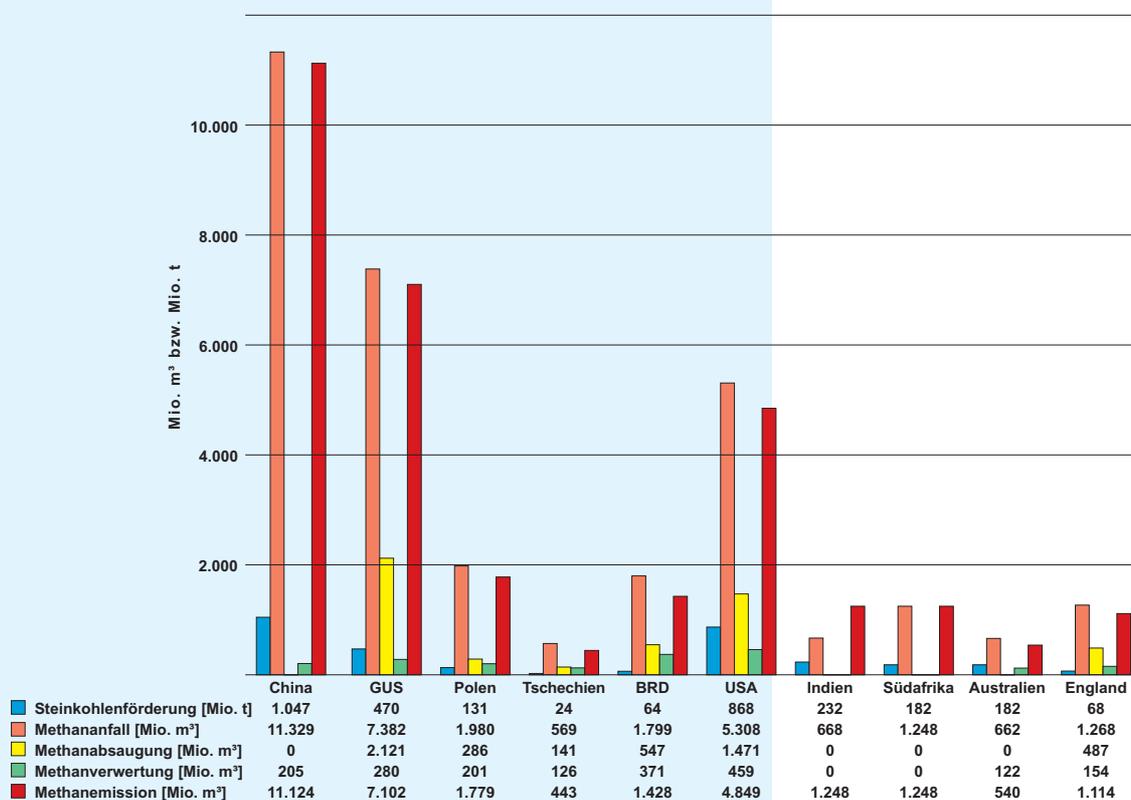
- **Projektentwicklung**

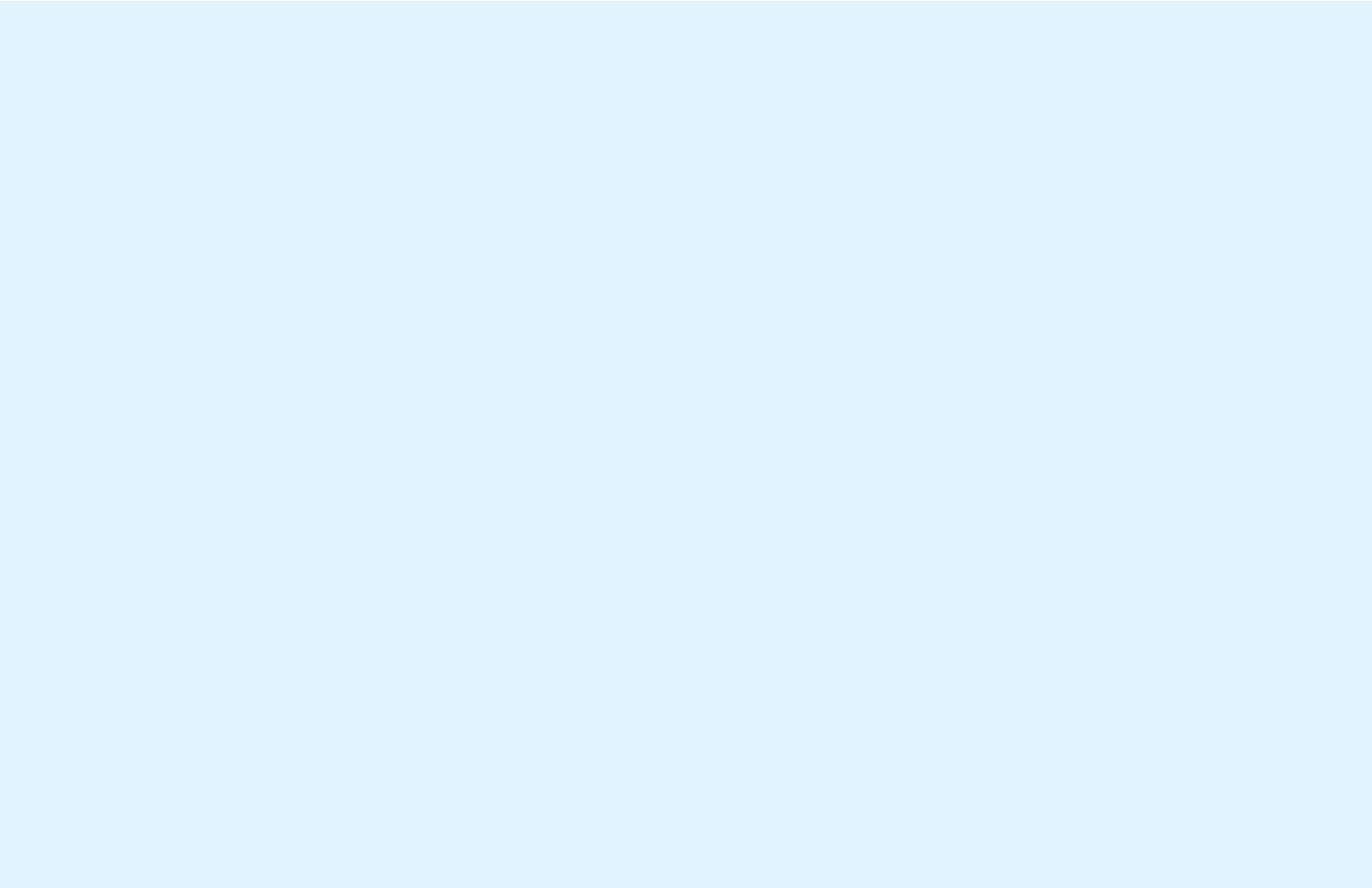
Bewertung der Gaslagerstätte  
 Reservoir-Engineering  
 Bewertung der Wirtschaftlichkeit  
 Permitting/Konzessionen  
 Zulassungsverfahren  
 Finanzierung  
 Fördermittel/Forschungsmittel  
 PR-Arbeit  
 Emissionshandel  
 Politische Begleitung  
 Kooperationsverträge  
 Bezugsverträge  
 Export Know How

- **Schulung**
- **Projektleitung**
- **Inbetriebnahme**
- **Betriebsführung**
- **Wartung/Instandhaltung**
- **Sonstige Forschung**

CO<sub>2</sub>-Speicherung  
 CH<sub>4</sub>-Speicherung

Erste positive Erfahrungen konnten während der internationalen Fachausstellung für Bergbautechnologie „Ugol & Mining“ vom 03. bis zum 06.09.2002 in Donetsk, Ukraine, gewonnen werden. Die deutschen Aktivitäten wurden dargestellt mit einem Gemeinschaftsstand der Grubengasinitiative NRW. Aufgrund der gewonnenen Erfahrungen besteht die Absicht, auch in weiteren großen Steinkohlenbergbauländern wie China, Russland und Polen, Basisarbeit für einen Technik- und Know-how-Transfer zu leisten.





# Adressen

## Staatliche Stellen

- 1. Bezirksregierung Arnsberg**  
Abteilung Bergbau und Energie in NRW  
Goebenstraße 25  
44135 Dortmund  
Oberberggrat *Weiß* (Besondere Technologien)  
Telefon: 0231/54 10-217  
E-Mail: ernst-guenter.weiss@bezreg-arnsberg.nrw.de  
Bergvermessungsdirektor *Frische*  
(Erlaubnisse, Bewilligungen)  
Telefon: 0231/54 10-201  
E-Mail: andreas.frische@bezreg-arnsberg.nrw.de
- 2. Landesumweltamt NRW**  
Wallneyer Str. 6  
45133 Essen  
Telefon: 0201/7995 – 0  
Telefax: 0201/7995-446/447  
(Grundsatzfragen zur Genehmigungspraxis von  
Verwertungsanlagen)

- 3. RWTH Aachen**  
Lehrstuhl und Institut für Markscheidewesen,  
Bergschadenkunde und Geophysik im Bergbau  
Prof. Dr.-Ing. *Axel Preuße*  
Telefon: 02 41/8 09-56 87  
Telefax: 02 41/8 09-21 50  
E-Mail: Preusse@ifm.rwth-aachen.de
- 4. Geologischer Dienst NRW**  
De-Greif-Strasse 195  
47803 Krefeld  
Telefon: 0 21 51/8 97-0  
Telefax: 0 21 51/8 97-5 05  
E-Mail: poststelle@gd.nrw.de

## Wichtige ausgewählte Anschriften

- 1. Fraunhofer Institut**  
für Umwelt, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT  
Osterfelder Str. 3  
46047 Oberhausen  
Dipl.-Ing. *Clemens Backhaus*  
Telefon: 02 08/85 98-11 88  
Telefax: 02 08/85 98-14 23  
E-Mail: ba@Umsicht.fhg.de
- 2. Deutsche Montan Technologie GmbH**  
(DMT) Division Gas & Fire  
Dr.-Ing. *Heribert Meiners*  
Am Technologiepark 1  
45307 Essen  
Telefon: 0201/172-1478  
Telefax: 0201/172-1755
- 3. Interessenverband Grubengas (IVG) e. V.**  
Baumstraße 31  
47198 Duisburg  
Telefon: 02066/500 726  
Telefax: 02066/500 734  
<http://www.grubengas.de>

## Literatur

### Literatur

Frenz, W., Preuße, A.:

**Grubengas: Entstehung, Gefahren, Nutzung**

© GDMB 2001

ISBN 3-9806913-8-1

G. Drozdzewski (1980)::

**Tiefentektonik der Emscher- und Essener Hauptmulde im mittleren Ruhrkarbon.** - In: Drozdzewski, G., Bornemann, O., Kunz, E., Wrede, V. : Beiträge zur Tiefentektonik des Ruhrkarbons: 45 - 83, 23 Abb., 5 Taf.; Geologisches Landesamt Nordrhein-Westfalen Krefeld

G. Drozdzewski, G; Jansen, F; Kunz, E; Pieper, B.; Rabitz, A; Stehn, O; Wrede, V:

**Geologische Karte des Ruhrkarbons 1:100 000 dargestellt an der Karbonoberfläche**

Geologischer Dienst NRW, Krefeld 1981

Noack, K., Eicker, H., Hinderfeld, G., Pollak, R.:

**Beherrschung der barometrischen Methanausgasung**

bergbau 9/81 S. 584 – 590 und 10/81 S. 645-649

Eicker, H., F.W. Heßbrügge:

**Beherrschung von Gasaustritten über Tage und aus stillgelegten Gruben**

Glückauf 120 (1984) Nr. 23 S. 1553-1558

Eicker, H.:

**Verlauf und Beherrschung der Ausgasung abgeworfener Grubengebäude**

Glückauf-Forschungshefte 48 (1987) Nr. 6 S. 324-328

Hinderfeld, G., Lücke, M.:

**Die Methanausgasung während und nach der Stilllegung eines Bergwerks**

bergbau 3/1989 S. 117-121

Stamer, R., Eicker, H.: **Gasaustritte aus verfüllten Schächten und Sicherheitsvorkehrungen über Tage**

Glückauf-Forschungshefte 52 (1991) Nr. 4 S. 184-188

Joachim Huske:

**Die Steinkohlenzechen im Ruhrrevier, Daten und Fakten von den Anfängen bis 1986**

Bochum 1987

Preuße, A.:

**Die Flözgasgewinnung – eine zusätzliche Nutzung von Steinkohlenlagerstätten**

Erzmetall 48 (1995), Nr. 9 S. 647-659

## **Geschäftsstelle**

### **Landesinitiative Zukunftsenergien NRW**

c/o Ministerium für Verkehr, Energie und Landesplanung  
des Landes Nordrhein-Westfalen (MVEL)

Haroldstraße 4 D-40213 Düsseldorf

Telefon: 02 11/8 66 42-0 Telefax: 02 11/8 66 42-22

E-Mail: [info@energieland.nrw.de](mailto:info@energieland.nrw.de)

## **Außenstellen**

### **Ministerium für Städtebau und Wohnen, Kultur und Sport des Landes Nordrhein-Westfalen (MSWKS)**

Elisabethstraße 5-11 D-40217 Düsseldorf

### **Ministerium für Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen (MWF)**

Völklinger Straße 49 D-40221 Düsseldorf

### **Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MUNLV)**

Schwannstraße 3 D-40476 Düsseldorf

### **ee energy engineers GmbH**

Munscheidstraße 14 D- 45886 Gelsenkirchen

### **Ihr Ansprechpartner in der Geschäftsstelle**

Dr. Frank-Michael Baumann

### **Projektleiter**

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Griepentrog

