

Neue Einnahmequelle nicht nur in der Nachsorge:

CO_{2e} – Emissionshandel für Deponie(schwach)gas

Handel mit Treibhausgasemissionen bzw. Treibhausgasberechtigungen (JI -, CDM und Nationale Ausgleichsprojekte für Deponiegas)

Dipl.-Ing. W. H. Stachowitz, DAS – IB GmbH

www.das-ib.de stachowitz@das-ib.de

(Stand: 4.IV.05)

1 Treibhauseffekt

1.1 Grundlagen

Natürlicher Treibhauseffekt (Glasscheiben eines Treibhauses): Troposphärische Sonnenenergie wird eingefangen, indem Sonnenlicht durchgelassen wird (energiereiche kurzwellige Strahlung) und die Infrarotstrahlung (langwellige Wärmestrahlung) zurückgehalten bzw. verzögert abgestrahlt wird. Dieser „natürliche Treibhauseffekt“ verhindert, dass die von der Sonne ausgehende und die Erde erwärmende Infrarotstrahlung wieder in den Weltraum reflektiert wird. Eine Erwärmung der Erdoberfläche ist die Folge. Ohne diesen Effekt läge die Durchschnittstemperatur der Erde nicht bei ca. +15°C, sondern bei ca. -18°C (WWF – Bericht). Ohne diesen natürlichen Effekt gäbe es wohl kein Leben auf der Erde.

Ferner wird der Treibhauseffekt durch klimarelevante Gase wie z.B. Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), FCKWs verstärkt, so dass es zu einer unerwünschten Erhöhung der Durchschnittstemperatur auf der Erde kommt (anthropogener Treibhauseffekt).

Die erste anthropogene Quelle war wohl der Mensch, der das Feuer nutzte, von da an verbrauchten WIR fossile Energien und Biomasse zur Umwandlung („Erzeugung“) von Wärme, Strom, Bewegungen (Verkehr), Ernährung, Müll,

Gesamter Treibhauseffekt:

Wasserdampf	Restl. Treibhausgase	Anthropogener (unerwünschter) Treibhauseffekt
60 – 95 %	5 – 40 %	0, 5 – 1,5 %

Anthropogener (unerwünschter) Treibhauseffekt:

Troposphärisches Ozon	Distickstoffoxid	Stratosphärisches H ₂ O	FCKW	Methan (CH ₄)	Kohlendioxid (CO ₂)
2 – 10 %	2 – 10 %	0 – 10 %	5 – 25 %	10 – 25 %	35 – 65 %

Anthropogene (unerwünschte) CH₄ – Emissionen (in D: 380 Mt / a):

Reisanbau	Wiederkäuer	Mülldeponien	Verbrennung von Biomasse	Kohlebergbau und -nutzung	Ergas, Erdöl Gewinnung und Nutzung	Verkehr	Gewässer
35 %	24 %	13 %	9 %	9 %	9 %	0,5	0,5 %

Quelle: Kurzfassung VDI – Bericht „Emissionen und Luftqualität“, 1998

1.2 Historie

Globale Umweltkrisen wie der anthropogene Treibhauseffekt und die Reduktion der stratosphärischen ozontragenden Schichten schienen noch bis Mitte der achtziger Jahre nicht greifbar, erst in den siebziger Jahren begann man, die Klimathematik intensiv systemisch zu betrachten. Die erste Weltklimakonferenz in Genf 1979 wird als Beginn der Klimawirkungsforschung betrachtet. Klimatische Rekonstruktionen bis 1 000 n.Chr. durch die Amerikanische Geophysikalische Union zeigen einen langzeitigen Abkühlungstrend bis zum Zeitalter der Industrialisierung. Mit dieser begann die Beschleunigung des Wandels bis zum heutigen Zustand, in der eine irreversible Klimaveränderung in den nächsten fünfzig Jahren anzunehmen bzw. schon festzustellen ist.

1.3 Derzeitige Feststellung und Prognosen

Temperaturanstieg der bodennahen Atmosphäre von 0,3 bis 0,6 °C seit Ende des 19. Jahrhunderts nach: Assessment Report IPCC von 1994.

Der „US Global Change research Information office (GCRIO)“ stellt 1 °C Temperaturanstieg seit 1860 fest.

Die Meereshöhe ist dadurch um 10 bis 25 cm (bereinigt um die Ausdehnung des Wassers, d.h. über das Maß hinaus) aufgrund der Temperaturerhöhung angestiegen lt. „US Global Change Research Information office – GCRIO“

Prognosen auf der Grundlage des gegenwärtigen Wissenstandes rechnen innerhalb der nächsten 50 Jahre mit einem Temperaturanstieg von 1,5 bis 4,5 K (°C) und in 100 Jahren mit einem Anstieg um 5 – 6 K (°C) auf der Erdoberfläche.

Der „United Nations Framework Convention on Climate Change“ erwartet eine Temperaturerhöhung um 1 bis 3,5 K bis zum Jahre 2100.

1.4 Folgen eines zunehmenden Treibhauseffekts

Wenn der Trend der Emissionen anhält, muss lt. „Enquete – Kommission des Deutschen Bundestages u.a. mit folgenden Auswirkungen auf den Mensch und die Umwelt gerechnet werden:

- Weiterer Anstieg des Meeresspiegels um 30 bis 90 cm
- Verschiebung der Klimazonen um 200 bis 400 km polwärts
- großräumiges Waldsterben in mittleren und höheren Breiten
- Beeinträchtigung der Wasserressourcen
- Verschlechterung der Welternährungssituation

Beispiele:

- Eine Temperaturerhöhung von 0,1 bis 0,2 K führt in der Sahelzone bei gleich bleibendem Niederschlag dazu, dass die Wüste ca. 100 km weiter vordringt.
- 0,5 K Temperaturerhöhung verlängert in England die Vegetationszeit um etwa 14 Tage.
- Aussterben von 15 - 37 % der Landtiere und Pflanzen bis 2050 (*Nature und taz 8.1.04*)
- Versicherungs- Schäden bis 2050 lt. DIW ca. 1,62 Billionen Euro weltweit (Nov. 04)

1.5 Relativer Treibhauseffekt von verschiedenen Gasen

Die Wirkung der klimarelevanten anthropogenen Gase ist sehr unterschiedlich und hängt vom Emissionsmassenstrom und vom spezifischen Treibhauspotential (Global Warming Potential) ab. Darüber hinaus ist der Betrachtungszeitraum von Bedeutung, da die einzelnen Stoffe unterschiedliche Abbauraten in der Atmosphäre unterliegen, häufig wird der Zeitraum 100 Jahre verwendet. Nach „Wuebbles D. & Edmonds J. – 1991, Primer on Greenhouse Gases, Lewis Publishers Inc. Chelsea, Michigan. First Edition IBN 087371 222 6“ und “Intergovernmental Panel on Climate Change Third Assessment Report, 2001“ UK sind folgende GWP anzusetzen (Auszug):

Greenhouse gas	Estimated Life-time (years)	20 years GWP	100 years GWP	500 years GWP
CO ₂	Variable	1	1	1
CH ₄	12	62	23	7
N ₂ O	114	275	296	156
Various CFCs Chlorofluorocarbons	dependend on type of gas	dependend on type of gas	dependend on type of gas	dependend on type of gas

GWP: Global Warming Potential

Bei der Festlegung des GWP – Faktors wird die Absorption der Wärmestrahlung des betreffenden Moleküls und dessen mittlere Verweilzeit in der Atmosphäre berücksichtigt.

1.6 Emissionshandel – Ablauf nach dem TEHG (TREIBHAUSGAS-EMISSIONSHANDELSGESETZT) und der EU – Richtlinie sowie des „grauen Marktes“ – „Umwelt – Ablass“

Beim Emissionsrechtehandel wird für jede betroffene Anlage (ca. 2631 in D, Stand Nov. 04 bzw. 1849 Industrieanlagen in D, Stand Jan. 05) eine Gesamtmenge an erlaubten CO₂ – Emissionen zu Beginn einer Handelsperiode festgelegt und bekommt hierfür handelbare Berechtigungen (EU „allowance“). Die erste Periode begann am 1. Januar 2005 und endet am 31. Dezember 2007. Die Menge der zugeteilten Berechtigungen wird jeweils zu Beginn der folgenden Perioden d.h. ab 2008 reduziert. Die 2. Handelsperiode beginnt am 1. Januar 2008 offiziell mit Methan und gem. Beschluß der EU-Staats- und Regierungschefs vom 23. März 2005 gibt es eine 3. Periode bis 2020. Betroffene Unternehmen haben dabei die Wahl, entweder Einsparmaßnahmen selbst durchzuführen oder zusätzliche Emissionsberechtigungen am Markt zu erwerben. Die Unternehmen haben somit die Möglichkeit, die für sie kostengünstige Vermeidungsoption zu wählen. Der Handel ist europaweit rechtsverbindlich. Ferner nehmen u.a. die Schweiz und Norwegen am Handel teil. Nachdem Russland – wie Anfang November 04 von Herrn Putin durchgeführt – das Kyoto – Protokoll ratifiziert hat (signiert haben sowohl Russland wie die USA), tritt der Weltweite – CO₂ – Handel am 16. Februar 2005 in Kraft. Die 1. Ausgabe der EU - Zertifikate (EU – Allowances) erfolgte am 28. Februar 2005 in Deutschland aufgrund des Nationalen Alokationsplan (NAP). Am 30. April 2006 erfolgt dann die 1. Abrechnung der beteiligten Unternehmen.

Ist ein betroffenes Unternehmen in der Lage, seine Emissionen kostengünstig zu reduzieren (unwahrscheinlich Anmerkung des Verfassers), kann es die nicht benötigte Menge an Emissionsberechtigungen („allowance“) an andere verkaufen. Umgekehrt kann es wirtschaftlich interessanter sein, die eigenen Emissionen nicht zu reduzieren, sondern

Emissionsberechtigungen (z.B. aus Biogas-, Deponiegasprojekten) hinzu zu kaufen. Die Entscheidung wird von den Marktpreisen (€ / t CO₂ äquvi / e) / Grenzvermeidungskosten abhängen.

Ferner gibt es Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM), hierbei handelt es sich um projektbezogene Mechanismen im Ausland (aus der Sicht des Emittenten) – vergl. ppt – Folien im Vortrag. Die Emissionsberechtigungen („Zertifikate“) aus diesen Projekten heißen ERU (Emission Reduction Unit) für JI – Projekte bzw. CER (Certified Emission Reductions) für CDM – Projekte. Der aktuelle Marktpreis im März - April 2005 liegt für:

- * „EU – Allowances“ bei ca. 8,50 - 15 € / t CO₂ CO₂ 1. Periode (EUA)
- * ERUs bei ca. 5,00 € / t CO₂ im sog. „Forward Contract“ . JI – Projekte (> 10.000 t pa)
- * CERs bei ca. 3 – 5 \$ / t CO₂ CDM – Projekte (> 100.000 t pa)

Aufgrund der Konvertibilität von CERs, (ERUs 2. Periode) in EUAs ist damit zu rechnen, dass innerhalb der 1. Handelsperiode 2005 – 2007 sich deren Preise annähern werden. Hinweis: Im Gegensatz zu EUAs können CERs von der ersten in die zweite Handelsperiode (2008 – 12) transferiert werden, was deren Wert steigern könnte.

Die Anhörung der Verbände und der Wirtschaft zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung der projektbezogenen Mechanismen (CDM) in Deutschland findet / fand am 18.IV.2005 in Berlin statt.

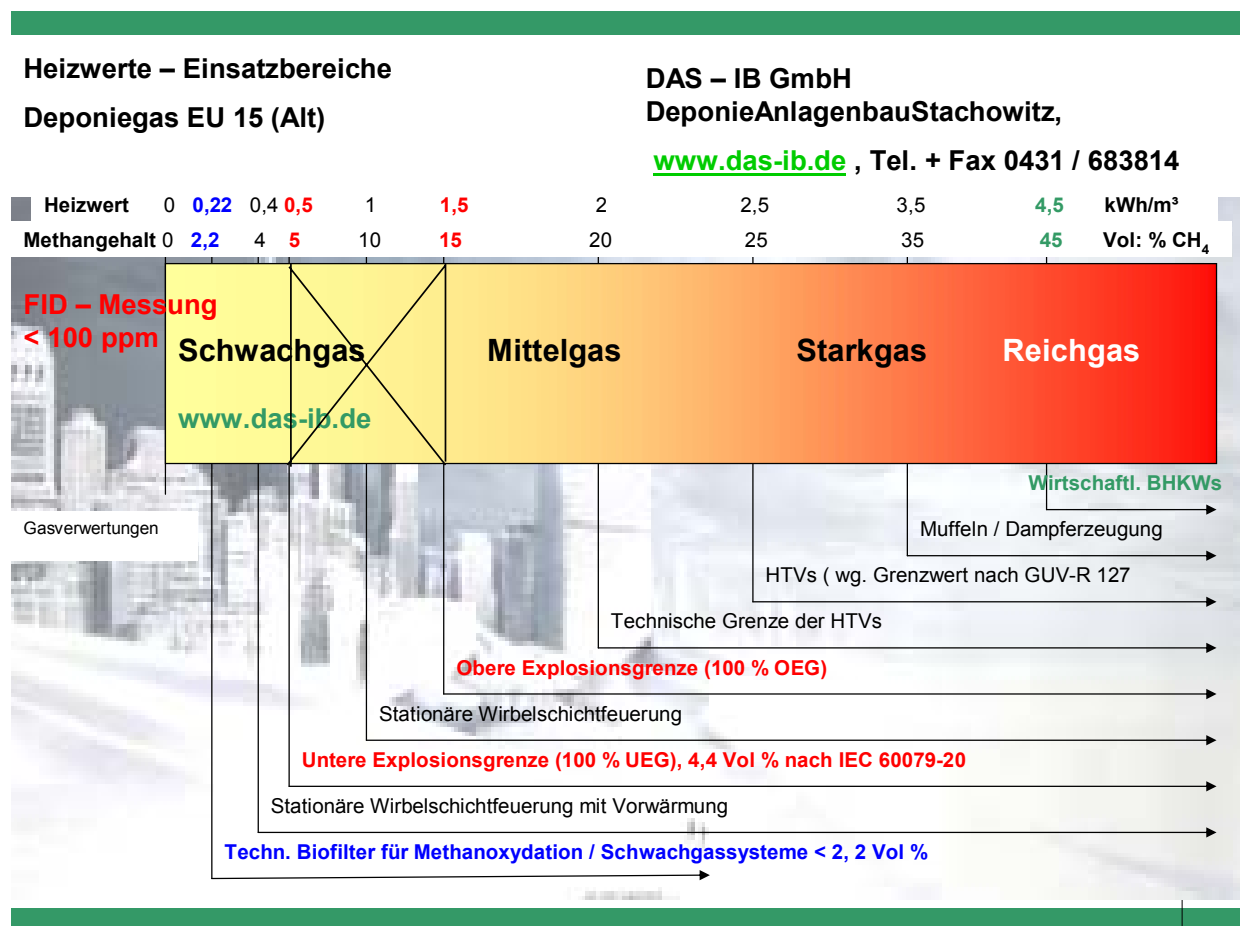
Ferner gibt es noch einen sog. „Grauen Markt“ auch „Umwelt – Ablass“ genannt. Hier können sich z.B. Flugzeugbenutzer (www.atmosfair.de) mit bezahlten Kompensationssummen für ihre CO₂ – Belastungen „freikaufen“. Die dort finanzierten Klimaprojekte werden außerhalb der EU – Richtlinie und des Kyoto – Protokoll durchgeführt. Eine Zusätzlichkeit des Projektes ist dennoch erforderlich.

2 Deponiegas

2.1 Technische Einsatzbereiche, Explosionsschutz

2.1.1 Brennbereiche, Stand der Technik

Betriebsbereiche von Gasverwertungsanlagen



2.2 CO₂ - Zertifikatshandel für Deponiegas? JA!

Gemäß dem Rat der Europäischen Union vom Oktober 2003, beschreibt die Richtlinie 2003/87/EG den sog. „CO₂ – Zertifikatshandel“ als „Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen“. Unter diese Richtlinie fallen nach Anhang II die Treibhausgase: CO₂ (1. Phase), CH₄, N₂O, SF₆ und Fluorkohlenwasserstoffe sowie Perfluorierte Kohlenwasserstoffe. Am 25. Oktober 2003 wurde die Emissionshandelsrichtlinie verkündigt – sie ist somit europäisches recht und muss in den Mitgliedsländern umgesetzt werden. Die Umsetzung in nationales Recht in Deutschland heißt: **Treibhausgas-**

Emissionshandelsgesetz – TEHG. Der aktuelle Stand steht u.a. auf: www.das-ib.de/links.htm und beim BMU im web.

Der Handel begann am 1. Januar 2005. Im Gesetz wird von „Treibhausgasberechtigungen“ und nicht von „Zertifikaten“ gesprochen. Im März 2004 hat DAS – IB GmbH einen Kurzcheck des Emissionsminderungsprojektes / Restemissionen aus (alten) Deponien mittels Schwachgasnutzung / -entsorgung beim BMU für die ersten konkreten Projekte eingereicht. Ende April 2004 haben wir die ersten beiden JI – Projekte in Deutschland vom BMU für Deponieschwachgas genehmigt bekommen. Über den aktuellen Stand informieren wir im Vortrag, insb. die UNGleichbehandlung zwischen Grubengas und Deponiegas: Fallen dann Grubengasfackeln nicht aber Deponiegasfackeln unter die Richtlinie? Ferner sind wir an Projekten im östlichen Europa und Asien beteiligt.

Für das UBA nahmen wir am 8. und 9. November 2004 beim „Workshop Nationales System Emissionsinventare“ in Arbeitsgruppen Energie und Abfall teil und beraten dort weiter. Für Februar 2005 sind weitere Beratungen mit dem BMU (H. Forth) geplant.

2.2.1 Einleitung und Basis

Um die Ziele EU – Verpflichtung von Kyoto: Reduzierung des Ausstoß an Treibhausgasen um 8 % zum Jahr 2012 auf das Basisjahr 1990 zu erreichen und den Beschluss des Bundeskabinetts aus November 1990: Senkung des wichtigsten Treibhausgases CO₂ um 25 % bis 2005 (Basisjahr ebenfalls 1990) umzusetzen; wird sich der o.g. Emissions(rechte)handel als Instrument eines effektiven Klimaschutzes etablieren. Der EU – weite Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten kommt! Er startet am 1. Januar 2005 mit 15 EU – Ländern + Beitrittsländer + sonstige Teilnehmer (z.B. Schweiz, Norwegen etc.). „Early action“ mit frühestem Basisjahr 1990 können berücksichtigt werden.

Gemäß DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) – Wochenbericht 6/01 hat die Bundesrepublik Deutschland per 2000 eine Temperatureffekt (2000 war ein warmes Jahr) bereinigte CO₂ – Emissionsminderung von rund 15 % erreicht. Um das für 2005 angestrebte Ziel zu erreichen, müssen die CO₂ – Emissionen in den kommenden 5 Jahren zusätzlich um ca. 100 Millionen t – d.h. um fast 12 % - reduziert werden.

Im Jahre 2002 (wiederum ein warmes Jahr) nahm die CO₂ – Emission gegenüber 2001 nur um 0,2 % temperaturbereinigt ab. Um das nationale Ziel erreichen zu können, müssen die CO₂ – Emissionen laut DIW im laufenden Jahr und den folgenden 2 Jahren temperaturbereinigt um rund 11 % reduziert werden. Selbst der deutsche Beitrag zum Kyoto – Klimaschutzprotokoll (s.o.) könnte derzeit verfehlt werden, warnt der DIW in einer dpa – Pressemitteilung vom 20. Februar 2003.

Gemäß NAP in D müssen ab 2005 ca. 17 Mio t CO₂ – Emissionen jährlich in der deutschen Industrie reduziert werden.

2.2.2 Deponiegas (CH₄) und Technologien zur CO₂e – Emissionsreduzierung

Aus den Darstellungen unter 2.1 sowie dem Stand der Technik, dem Abfallgesetz und den Förderungen durch das Einspeisegesetz für Erneuerbare – Energien (EEG) ist zu erwarten, dass es keinen CO₂ – Zertifikatshandel in Deutschland für Technologien oberhalb von 25 Vol % CH₄ (reine Verbrennung / Oxydation) und ca. 35 – 38 Vol % (Nutzung durch Gasmotore) geben wird, da eine Doppelförderung ausgeschlossen wird. Hier herrscht derzeit jedoch eine Unstimmigkeit zum Grubengas (kaltes ablasen oder BHKW – keine „Fackeltechnik“). Dennoch nicht in allen Ländern gibt es eine gesetzliche Einspeisevergütung bzw. Vorschriften zum „abfackeln“ von Bio-, / Deponiegas.

Über den Einsatz von Micro - Gasturbinen (Pro2 Anlagentechnik GmbH, RPS Ltd. In UK) in diesem Leistungsbereich, d.h. um 25 - 30 Vol % CH₄ bei ca. 95 kW_{el} muss gesondert nachgedacht werden. Stichwort: Keine Doppelförderungen – siehe Vortrag.

Somit verbleibt u.E. sicher ein möglicher CO₂ – Zertifikatshandel in Deutschland (entsprechend EU „15“) im Betriebsbereich unterhalb der Unteren Explosionsgrenze (UEG), d.h. für die Techniken: Technische Biofilter (Diverse Anbieter), VocsiBox® (Haase Energietechnik AG), Depotherm® (UMAT – Deponietechnik GmbH) als sogenannte „Nichtkatalytische Oxydation“, Mikrogasturbinen im Bereich unter 20 Vol % CH₄, die Wirbelschichtfeuerung und die katalytische Schwachgasentsorgung (Pro2 Anlagentechnik GmbH) oder es wird auf die EEG – Einspeisevergütung verzichtet.

In Ländern ohne entsprechende Vorschriften (hier sind Brasilien und Südafrika im Rahmen von CDM – Projekten) die Vorreiter, sieht dies natürlich „anders“ aus (vergl. Vortrag und ppt. – Folien). Dies sind die ersten Deponiegas – CDM – Projekte: eThek-wini Municipality (formerly Durban Metropolitan City Council), Durban, South Africa und Salvador Da Bahia Landfill Gas Project (Aterro Metropolitano do Centro – AMC) near Salvador, Brazil. Ferner findet ist ein Philippinisches Deponiegas - Projekt (Payatas, Manila) als PDD veröffentlicht und weitere z.B. in China siehe: www.cdm.unfccc.int/

2.2.3 Die „Währung“ zum CO₂ - Handel

Umtauschpflicht von: CER (z.B. aus CDM- oder JI- Projekten) in allowances - > CER = ERU = EU - allowance. Achtung die Marktpreise im Januar 2005 stehen nicht im Verhältnis 1:1, siehe Punkt 1.6.

2.3 Werte des CO₂ – Zertifikatshandels

Preis pro CO ₂ -Äquivalent	"Börse"	Quelle
8,50 €	EEX, Leipzig	Marktpreis der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig für EU- „Allowances“ im Februar 05
25 €	e.on Energie AG	Für neue GUD – Kraftwerke im Austausch zu Kohlekraftwerken
40 €	Geldbuße ab 2005 für Unternehmen pro Tonne „ungenehmigtes“ CO ₂	Rat der Europäischen Union – Politische Einigung vom 11. Dezember 2002, 14935/02 „Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen“, Artikel 16
100 €	Geldbuße ab 2008 für Unternehmen pro Tonne „ungenehmigtes“ CO ₂	Rat der Europäischen Union – Politische Einigung vom 11. Dezember 2002, 14935/02 „Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen“, Artikel 16
12 €	Franzjosef Schafhausen,	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, am 17.XI.03 in Potsdam
5 – 5,5 €	Eigene Ermittlung	Marktpreis im Januar 2005, für ERUs aus JI - Projekten
3 – 5 \$	Eigene Ermittlung	Weltmarktpreis (Weltbank) für CERs aus CDM – Projekten im Jan. / Febr. 05
8,30 € - 15 €	Point Carbon	Marktpreis www.point.carbon.com EU- „Allowances“ März / April 2005

2.4 Technologievergleiche für den möglichen CO₂ – Zertifikatshandel

2.4.1 Biofilter

Zur Methanoxydation ist eine unabdingbare Voraussetzung die Schaffung von idealen physikalischen und chemischen Bedingungen: Wärme (ca. 30°C Temperatur), Feuchte (30 bis 70 % der jeweiligen max. Wasserhaltekapazität), pH neutral bis schwach sauer, Nährstoffe im / am Biofiltermaterial etc., die es den im Flüssigkeitsfilm angesiedelten Mikroorganismen ermöglichen, ihren Stoffwechsel aufrecht zu erhalten. Hierzu ist ein relativ hoher Aufwand an Technik und Personal erforderlich um die Temperatur auszuregulieren (auch im Winter), die optimale Feuchte zu finden, den pH – Wert einzustellen etc. . Können diese Bedingungen nicht optimal eingestellt werden, wird die biologische Abbauleistung aufgrund von irreversiblen Schädigungen der Mikroorganismen negativ beeinflusst. Als „gute“ biologische Reinigung von CH₄ können ca. 70 % Reduzierung, nach G. Kobelt 1999 (Symposium „Schwachgas“ am 17. März in Offenbach), angesetzt werden. In praktischen Versuchen von: “C. Cuhls, J. Clemens, J. Stockinger, H. Dödens; Gefahrstoffe – Reinhaltung der Luft 62 (2002) Nr. 4 – April, S. 141 ff“ ergab sich eine schlechte Abbaubarkeit von CH₄ bei einer zu hohen Befeuchtung des Biofilters und mangelnder O₂ – Versorgung durch die Ausbildung anaerober Zonen im Biofilter.

Nach J. Streese, R. Stegmann „Mikrobielle Oxidation von Methan aus Altdeponien in Biofiltern“ ergibt sich bei Einhaltung der o.g. Bedingungen (pH, T, f) bei: 50m³/h Deponiegas, CH₄ = 20 Vol %, Rohgas mit 400 m³/h bei 2,5 Vol % CH₄ und einer gewünschten Reinigungsleistung von 90% ein Biofiltervolumen von 900 m³ (d.h. > 30 m * 30 m * 1m)! Für den Praxisbetrieb werden aufgrund von Austrocknungen und unterschiedlichen Temperaturen im Biofilter noch größere Biofilter erwartet. In älteren Publikationen ergaben sich noch ca. 276 m³ Biofiltervolumen aufgrund von Laboruntersuchungen.

Nach Meinung des Verfassers kommen somit nur technische Biofilter für den CO₂e – Zertifikatshandel (wegen einer gesicherteren Methan – Oxydation) in Betracht. Als Beispiel sei hier die Deponie Horb – Rexingen des LK Freudenstadt (Ministerium f. Umwelt und Verkehr des Landes B – W, Abfall Heft 77 aus 2004) angeführt. Im dortigen Bericht werden von der Contec GmbH ca. 5 € / t CO₂ (ca. 100 € / t CH₄ bei einer Laufzeit von 5 Jahren angegeben.

2.4.2 Technische Anlagen, sog „nichtkatalytische Oxidation“ und „katalytische Oxidation“

Kurzbeschreibung der „Nichtkatalytische Oxydation“: In diesen Anlagen wird das Methan durch die thermische Oxydation in CO₂ und H₂O umgesetzt. Diese thermische Oxydation ist ein exothermer Prozess und findet bei ca. 850°C bis 1.000°C (je nach Anlagenhersteller) in den isolierten Reaktoren statt. Die freiwerdende Wärmeenergie wird dabei ins gereinigte Abgas abgegeben und zum Heizen des Reaktors verwandt. Ein autothermer Betrieb ist ab ca. 0,3 bis 0,5 Vol % CH₄ (je nach Anlagenhersteller) möglich. Ein „unverdünnter“ Betrieb bis ca. 1 – 1,5 Vol % CH₄ möglich. Bei höheren Methangehalten überhitzt sich der Reaktor, welches durch eine Luftzumischung vermieden wird. Das Anfahren / Anheizen der Anlage erfolgt elektrisch oder mit einem kleinen Pilotgasbrenner. Es handelt sich um einen diskontinuierlichen Prozess, da mittels Umschaltklappen die Fließrichtung im „Reaktor“ aufgrund des sich entwickelnden Temperaturprofils getauscht werden muss.

Das sich in der Entwicklung befindende Verfahren der „katalytischen Oxydation“ hat sich zum Ziel gesetzt, Arbeitsbereiche von 5 bis 25 Vol % Methan zu erreichen. Damit würden zwei Vorteile für dieses Verfahren sprechen: Das Deponiegas muss nicht verdünnt werden und es wäre ein kontinuierlicher Prozess ohne Umschalten.

Ähnliche Arbeitsbereiche werden von Mikrogasturbinen versucht zu erreichen. Ein entsprechendes Projekt im Versuchsstadium betreuen wir im Ausland.

2.4.3 Deponiegasverstromung mit / ohne Wärmeauskopplung statt EEG-Vergütung

Hier wird zum einen konventioneller Strom aus einem Kohle, Erdgas, Öl, Atomstrom etc. verdrängt und zum anderen eventuell fossile Heizbrennstoffe wie Öl, Gas, Kohle etc. Für beide Möglichkeiten werden somit direkt CO₂ – Äquivalenzzertifikate regeneriert, wenn auf die EEG – Einspeisevergütung verzichtet wird oder es im Rahmen von JI- oder CDM – Projekten im Ausland eine solche Vergütung gar nicht gezahlt wird. CDM- und JI – Projekte können bereits heute gestartet werden. Emissionsgutschriften aus CDM – Projekten vor 2008 können „angespart“ werden – Emissionsgutschriften aus JI – Projekten können nicht angespart werden – „banking“ – (Zuteilungsperiode).

Ferner sind Projekte mit bestehenden Gasmotoren wirtschaftlich interessant, wenn zusätzliche Wärmeenergie „ausgekoppelt“ wird, die dann wieder Heizöl oder Erdgas als Primärenergie verdrängt. Entsprechende Projekte ab ca. 1,5 MW_{th} werden von uns z. Zt. entwickelt.

2.5 Mögliche Erlöse und Kosten bei Einsatz der Technologien unter 2.4.2 durch den CO₂ – Zertifikatshandel

Da es sich im Folgenden um Deponiegas (mit dem Leitgas: CH₄) handelt, wird zwar nachfolgend von CO₂ – Zertifikaten gesprochen, im eigentlichen Sinne handelt es sich jedoch um „Kohlendioxidäquivalente“ mit einem äquivalenten Erderwärmungspotential.

2.5.1 Voraussetzungen

„Project document“ und „Base line“

In diesen Dokumenten werden die CO₂ – Minderungen und die Technik bestimmt sowie die Substitutionen und die Referenzsituation

Gültigkeit / Validierung

In der Validierung wird die Methode, die zur Bestimmung der Emissionsminderung verwendet wird, einmalig geprüft und festgelegt.

Überwachungs- / Monitoringbericht

Dieser Bericht dokumentiert und belegt die relevanten Daten zur Emissionsminderung. Ein Beobachtungszeitraum wird festgelegt.

Zertifizierung

Nach Prüfung des Überwachungsbericht in Übereinstimmung mit der Validierung wird eine CO₂ – Minderungs Menge für den Beobachtungszeitraum (i.d.R. Kalenderjahr) zertifiziert.

Die Phasen b und d müssen von unabhängigen Stellen (in D TEHG – Sachverständigen Stellen nach § 10 Abs. 1 Satz 3 / Die aktuelle Liste finden Sie auf unserer web – Seite: www.das-ib.de/mitteilungen/TEHG_Sachverstaendigenliste.pdf) begleitet und bestätigt werden, die Phasen a und c können vom Projektträger selbst erbracht werden.

2.5.2 Verfahrensschritte (siehe auch im Vortrag als ppt – Folie)

- a) Vorprüfung (Pre – Check)
- b) PDD (Project design document)
- c) Genehmigung
- d) Monitoring und Evaluierung

2.5.3 Beispielanlagen für Schwachgasoxydation

- a) hohe Menge, geringe Beladung

1.500m³/h Mischgas, Beladung 1 Vol % CH₄, Energiebedarf ca. 15 kW el, Betriebsstunden p.a. 8.400h

Kosten: ca. 10 – 15 € / t CO₂ Äquivalent

Bei Anlagentypen „Deutscher Technik“

- b) durch Synergien sind derzeit Kosten von **ca. 8 - 10 € / t CO₂ Äquivalent** möglich

c) Technischer Biofilter: Hier sei die Deponie Horb – Rexingen des LK Freudenstadt (Ministerium f. Umwelt und Verkehr des Landes B – W, Abfall Heft 77 aus 2004) angeführt. Im dortigen Bericht werden von der Contec GmbH **ca. 5 € / t CO₂** (ca. 100 € / t CH₄ bei einer Laufzeit von 5 Jahren angegeben.

2.5.4 Grenzkostenbetrachtung / BREAK EVEN POINT: EEG – Einspeisevergütung oder CO₂e – Zertifikatshandel?

Hier kann für einen relativ einfachen Vergleich folgender Ansatz getroffen werden, wenn die Minderung (Verbrennung im Gasmotor gemäß TA - Luft) des Deponiegases (CH₄ – Oxydation) – als St.d.T. – und die daraus entstehenden Abgasemissionen der Gasmotore vernachlässigt werden.

Das Einkommen aus der Einspeisevergütung p.a.:

$x \text{ kW el} * 0,0767 \text{ € / kWh} * \text{Betriebsstunden p.a.} = \text{Jahreserlös}$

wird dem möglichen Erlös aus der CO₂ – Reduzierung (CO₂ Einsparung bei den Kraftwerken als Bundesdurchschnitt) gegenübergestellt:

$$x \text{ kW el} * 0,6 - 0,9 \text{ kg CO}_2 / \text{kWh} * \text{Wert des CO}_2\text{- Zertifikates} = \text{Jahreserlös}$$

Dies ergibt dann die Grenzkosten von:

$$\text{Wert des CO}_2\text{- Zertifikates} = (0,0767 \text{ €/kWh}) / (0,6 - 0,9 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}) = 85 - 130 \text{ € / t CO}_2 \text{ Äquivalent.}$$

Dies ist der „Wert“ ohne CH₄ / CO₂ GWP von 23. D.h. Grubengas / Biogas kann mit: 3,7 – 5,5 € / t CO₂e operieren.

„Marktwert“ bei 5 Euro / t CO₂ : 0,005 – 0,003 €/kWh ohne GWP von 23.

Anzumerken bleibt, dass der erzeugte „Grüne“ – Strom (die Ware in kWh) dann ebenfalls noch als zusätzliche Einnahme verkauft werden kann (z.B. Öko – Strombörsen) und ggfs. Verkauf der Motor- und Abgaswärmeenergie zzgl. der daraus entstehenden weiteren CO₂e – Berechtigungen. Dies gilt auch für Nachrüstungen an bestehenden Anlagen nach dem Motto: Deponiegas verdrängt fossile Öl- oder Gasfeuerung.

Wie eingangs erwähnt sieht dies für Grubengas in D (noch?) anders aus (derzeit besser wg. GWP von 23) und außerhalb der EU 15 (alt) ohne gesetzliche Regelungen zur Deponiegasverbrennung sowieso besser aus – siehe Vortrag. Neben unserem JI - Depo-nieschwachgas – Projekt in Deutschland läuft z.Zt. beim BMU ein JI – Grubengasproj-ekt mit dem Staat Niederland als potentiellen Käufer.

3 Fazit

Eine Ökobilanz als Entscheidungshilfe für die Aufrechterhaltung oder Einstellung des Schwachgasentsorgungsbetriebes für den CO₂ – Emissionshandel ist mehr als nur notwendig, da mit diesen Anlagen kostengünstig CO₂ – Emissionen des schwach kalorischen Deponiemethangases reduziert werden.

Der CO₂e – Zertifikats - Handel ist für die Betreiber von (älteren) Deponien ein Anreiz, Schwachgasentsorgungsanlagen zu installieren. Der Betreiber steht jedoch in Wettbewerb zu „anderen“ CO₂ – Minderungsprojekten und sollte sich zur Vertragssicherheit (Lieferverpflichtungen) einem Pool anschließen.

Wirtschaftlich interessant werden Projekte wohl nur bei > 15m³/h reinem Methangas über eine längere Laufzeit und ein Anlagenpool der > 10.000 t CO₂ – Zertifikate pa über einen Zeitraum von 10 Jahren liefern kann.

Vom BMU haben wir im Sommer 2004 die „Projektfreigabe - Deponieschwachgasoxydation als JI – Projekt - als Typ“ schriftlich genehmigt bekommen. Die **Bündelung von weiteren Projekten als Pool jetzt bei DAS – IB GmbH – kostengünstig aufgrund erster Referenzen bis ca. Mai 2005 möglich.**

Ferner arbeiten wir konkret an Projekten in Asien zur (Teil-)finanzierung von kompletten Deponiebauprojekten sowie für das UBA beim „Nationalen System Emissionsinventar“ Arbeitsgruppen: Energie und Abfall.

Zertifizierungen vor 2008 sind möglich – aber wohl keine Ausgabe von „allowances“.

Ab 2008 wird es nationale Ausgleichsprojekte in Ergänzung zu inländischen JI – Projekten geben. Zum 13. Nov. 05 will Deutschland die EU Linking Directive in nationales Recht umgesetzt haben. Dadurch könnten sich noch Kostenreduzierungen bei den „Zertifizierer“ ergeben.

Da unser ppt . Vortrag aktueller sein wird als diese Textversion, bieten wir Interessierten dieser Tagung an per email, Fax oder Briefpost den ppt.- Vortrag zuzusenden.

4 Quellen und weitere Literatur:

- ACMMO, Association of coal mine methane operators (2002): Carbon Emissions – Emissions from Generation Displaced by Coal Mine Methane. October 2002
- Baden – Württemberg, Ministerium für Umwelt und Verkehr, Reihe Abfall Heft 77, Abschlußbericht 2004 der contec GmbH
- Deponietechnik 2004, Hamburg, Tagungsband 29. Januar 2004 – Stachowitz, W.H. „CO₂ – Zertifikatshandel für Deponie(schwach)gas“
- Der Countdown läuft ...noch 1 Jahr bis zur Deponiestilllegung 2004, Leipzig, Tagungsband, ISBN 3-88312-269-6
- Forth, Thomas (BMU): div. telefonische und persönliche Gespräche sowie email - Austausch mit dem Verfasser
- Haase Energietechnik AG, Prospektblatt: Autotherme Oxidation für Abluft und Schwachgase FE-366/6.2002 RD
- IEC 79-20: IEC 60 079-20, 1996
- Intergovernmental Panel on Climate Change. Third Assessment Report / UK, 2001
- Kobelt, G. (1999): Der Einsatz von Biofiltern zur Behandlung von Deponiegasen – Möglichkeiten und Grenzen. Symposium „Schwachgasentsorgung“ in Offenbach
- Müll und Abfall 10 / 2004 S. 516 „CO₂e – Zertifikatehandel gem. TEHG für: Restemissionen aus Deponien“, Stachowitz
- Praxistagung Deponie 2005, Tagungsband 7.u.8. Dezember 2004 – Stachowitz, W.H. „CO₂ – Emissionszertifikatehandel für Deponie(schwach)gasanlagen“
- Pro2 Anlagentechnik GmbH: „Neue Einsatzbereiche für Mikrogasturbine“ Pressemitteilung 02/05
- Rat der Europäischen Unio: Richtlinie 2003/87/EG vom „Handel mit Treibhausgasemissions-berechtigungen 23. Oktober 2003
- Redeker / Schön: Sicherheitstechnische Kennzahlen brennbarer Gase und Dämpfe, im Auftrag der PTB Braunschweig
- Schafhausen Franzjosef (BMU): Vortrag und Gespräch am 17. November 2003 in Potsdam sowie div. emails an den Verfasser
- Stachowitz, W.H. „Overview of methane oxydation – Trade with CO₂ – Certificates“, Sardinia 2003 9th Intern. Waste Management and Landfill Symposium
- Stachowitz W.H. und Glüsing J.: Entgasung von Altablagerungen gemäß TASI
- TerraTech 1 / 1999

Streese J., Dammann B., Stegmann R.: Mikrobielle Oxidation von Methan in Biofiltern, Deponietechnik 2000 Hamburger Berichte 16 und Deponiegas 2003 Trierer – Berichte 14, Sardinia 2003, Deponietechnik 2004 Hamburger Berichte 22

Tabasaran / Rettenberger: UBA –Nr.: 10302207 Teil 1 Forschungsbericht 12/1982

TEHG – Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz,

Umat Deponietechnik GmbH: DEPOTHERM®:Verfahrens- und Anlagenbeschreibung, Stand Februar 2003

Waste 2004, Sept 28 – 30 UK, „Carbon credits and LFG“, Stachowitz, Conference Proceedings p. 379 ff

UMEG: Emissionen S. 88 ff, Jahresbericht 2001

VDI – Verlag GmbH: „Emissionen und Luftqualität“, Reihe 12, Nr.: 365 der Fortschritt – Berichte, Düsseldorf 1998

wlb 9 / 2004 S. 52 “Emissionshandel für ältere Deponien”, Stachowitz

Wuebbles D. & Edmonds J.: –Primer on Green-house Gases, Lewis Publishers Inc. Chelsea, Michigan. First Edition IBN 087371 222 6, 1991

DAS – IB GmbH DeponieAnlagenbauStachowitz

Biogas, Sewerage gas and landfill gas (LFG) technology:

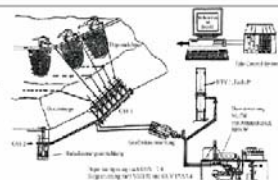
- Consulting, planning & designing, projecting
- Special schooling and training of system operators
- Independent expert & specialist
- Expert in ATEX – Zoning
- CO₂e – trading with methane gas (PIN, PDD)

DAS – IB GmbH DeponieAnlagenbauStachowitz

Biogas-, Klärgas- und Deponiegastechnologie:

- Beratung, Planung, Projektierung
- Schulung von Betreiberpersonal
- Sachverständigentätigkeit (u.a. § 29a nach BImSchG und „öffentlich bestellter und vereidigter Sachverständiger“ bei der IHK zu Kiel)
- CO₂e – Zertifikatshandel für Methangas (PIN, PDD)

**Flintbeker Str. 55
D 24113 Kiel
Tel. und Fax # 49 / 431 /
683814
www.das-ib.de
email: info@das-ib.de**



Wir helfen und klären auf: u.a.:

ATEX, Betriebssicherheitsverordnung (BetriebSichV), Explosionsschutzdokument, Sachverständigen - Gutachten