

CO₂ – Emissionshandel für Deponie(schwach)gas

Handel mit Treibhausgasemissionen bzw. Treibhausgasberechtigungen

Dipl.-Ing. W. H. Stachowitz

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

(Stand: 7.V.04)

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*)

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

Beim Emissionsrechtehandel wird für jede betroffene Anlage (ca. 3700 in D, Stand Nov. 03) eine Gesamtmenge an erlaubten CO₂ – Emissionen zu Beginn einer Handelsperiode festgelegt und bekommt hierfür handelbare Berechtigungen („allowance“). Die erste Periode beginnt 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. 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 und das deutsche TEHG ist am 5. Mai 2004 im Vermittlungsausschuss. Die 1. Ausgabe der Zertifikate erfolgt am 28. Februar 2005 aufgrund des Nationalen Allokationsplan (NAP). Am 30. April 2006 erfolgt dann die 1. Abrechnung der beteiligten Unternehmen.

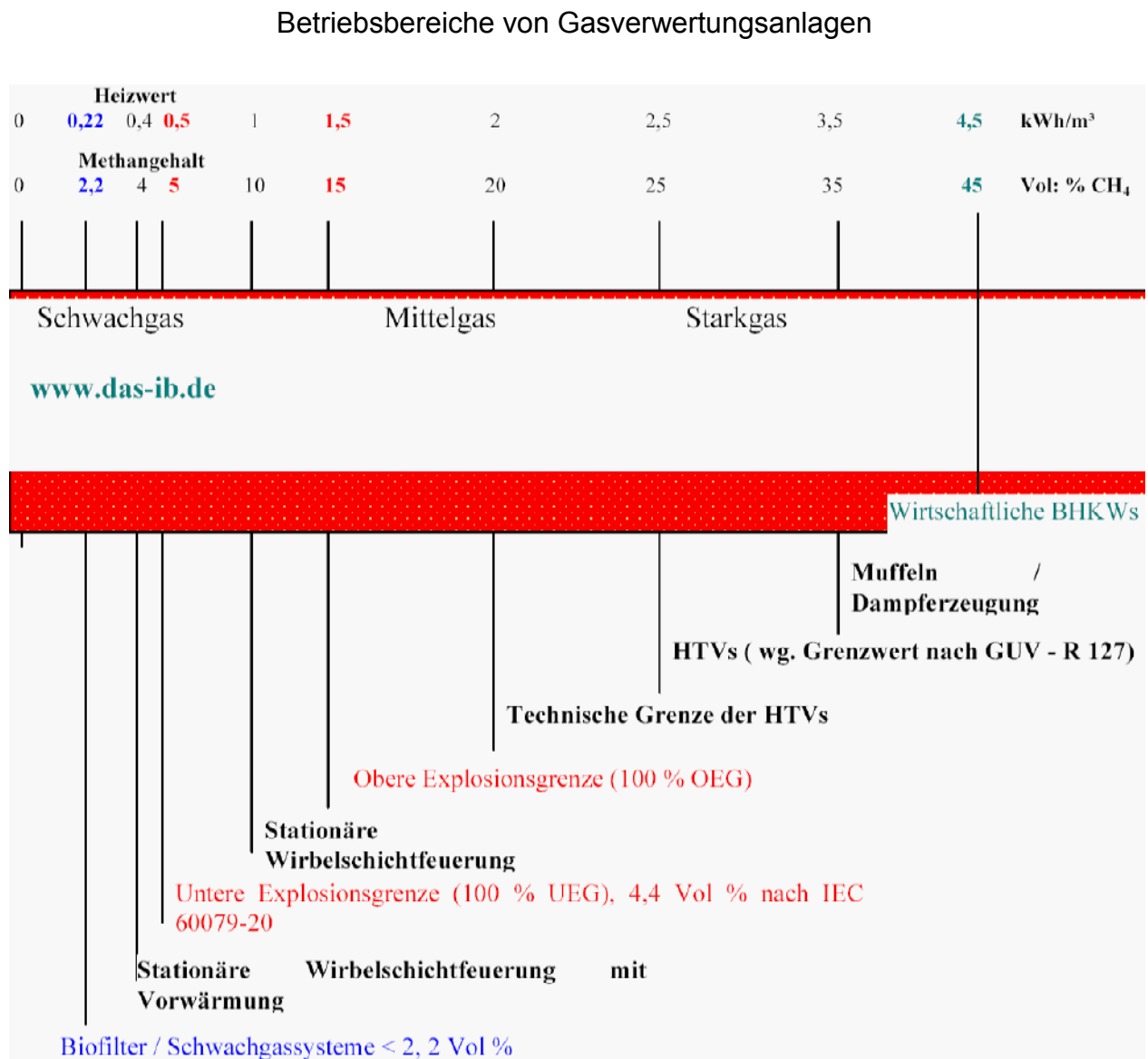
Ist ein betroffenes Unternehmen in der Lage, seine Emissionen kostengünstig zu reduzieren (unwahrscheinlich Anmerkung des Verfassers), kann es die nicht benötigte Menge an Emissionsberechtigungen („allowance“) an andere verkaufen. Umgekehrt kann es wirtschaftlich interessanter sein, die eigenen Emissionen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

2 Deponiegas

2.1 Technische Einsatzbereiche, Explosionsschutz

2.1.1 Brennbereiche, Stand der Technik



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 Koh-

lenwasserstoffe. 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 Stand: „Dezember 2003“ steht u.a. auf: www.das-ib.de/links.htm und beim BMU im web.

Das TEHG passierte im Januar den Bundestag und Februar den Bundesrat und ist im Mai 2005 im Vermittlungsausschuss. Die Umsetzung müsste bei Drucklegung des Tagungsbandes passiert sein. Der Handel beginnt ab dem 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 Gleichbehandlung zwischen Grubengas und Deponiegas: Fallen dann Deponiegasfackeln auch unter die Richtlinie? Ferner sind wir an Projekten im östlichen Europa und Vorderasien beteiligt.

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 und mögliche Technologien zur CO₂ – 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) in diesem Leistungsbereich, d.h. um 25 - 30 Vol % CH₄ bei ca. 95 kW el und das Membranverfahren zur Nutzbarmachung von Deponiegas mit geringen Methankonzentration (S.T.E.P. Partnerschaft, Aachen / G.A.S. Krefeld) muss gesondert nachgedacht werden. Erste Anwendungen für die Micro – Gasturbine kann die Pro2 seit 2001 mit Deponie – und Biogas vorweisen. Im übrigen wurde im EEG (2005) die Einspeisevergütung für diese Technik um 2 ct erhöht. Bei dem Membranverfahren der S.T.E.P. / G.A.S. wird CO₂ aus dem Deponie – Mittelgas (20 bis 35 Vol % CH₄) abgereichert. Durch diese Abreicherung (CO₂ als Permeat) vor der motorischen Nutzung „erhöht“ sich der CH₄ – Gehalt im verbleibenden Deponiegas. Ein wirtschaftlicher Nutzen lässt sich derzeit (ohne CO₂ – Zertifikatshandel) nur bei einem vorhandenen BHKW auf einer Deponie mit CH₄ > 25 Vol % und ca. 300m³/h Deponiegas realisieren.

Somit verbleibt u.E. sicher ein möglicher CO₂ – Zertifikatshandel in Deutschland im Betriebsbereich unterhalb der Unteren Explosionsgrenze (UEG), d.h. für die Techniken: Biofilter (Diverse Anbieter), VocsiBox® (Haase Energietechnik AG), Depotherm® (U-MAT – Deponietechnik GmbH) als sogenannte „Nichtkatalytische Oxydation“ und die katalytische Schwachgasentsorgung (Pro2 Anlagentechnik GmbH) oder es wird auf die EEG – Einspeisevergütung verzichtet.

2.2.3 Die „Währung“ zum CO₂ - Handel

Umtauschpflicht von: CER (z.B. aus CDM- oder JI- Projekten) in allowances - > CER = ERU = allowance

2.3 Werte des CO2 – Zertifikatshandels

Preis pro CO ₂ -Äquivalent	"Börse"	Quelle
6,58 €	Hessen Tender, Frühjahr 2003	wlb 1-2/2003 Pilotprojekt der Hessischen Landesregierung www.Hessen-tender.de
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
5 – 10 €	Öko – Institut e.V.	Kurzbericht für die WWF Umweltstiftung, 9. Dezember 2002
3 – 5 €	Zertifikatsverkauf der Schmack Biogas AG	Email an den Verfasser vom 10. Februar 2003
20 – 33 €	IG BCE – Gutachten	Information v. 10. April 2002, Wirtschaftsminister Werner Müller und www.igbce.de vom 27.01.2003
5.5 – 7 \$	DIE ZEIT, Wirtschaft	Schmutz im Angebot 48 / 2000 www.zeit.de vom 11.02.2003
7 \$	Gutachten, Wirtschaftsvereinigung Stahl	Verein Deutscher Eisenhüttenleute, Gutachten „Emissionsrechtehandel der Europäischen Kommission .. „ vom 22.10.2002
20 – 40 €	Fraunhofer Institut	www.isi.fhg.de/u/planspiel/zsfg.pdf vom 26.02.2003
£ 15	UK Emmissions Trading Group	www.greenenergy.com/our_company/media_centre/arc_april_2000_co2.html
12 €	Franzjosef Schafhausen,	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, am 17.XI.03 in Potsdam
7,5 – 12 €	Eigene Ermittlung	Marktpreis im April 2004

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. Doedens; 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 Depo-niegas, 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.

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.

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)

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 sind z.Zt. IHK – Sachverständige und Umweltgutachter im „Gespräch“). begleitet und bestätigt werden, die Phasen a und c können vom Projektträger selbst erbracht werden.

2.5.2 Verfahrensschritte

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

2.5.3 Beispielanlage

- a) hohe Menge, geringe Beladung

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

- CO₂ – Mehrbelastung nur wenn das EVU keine Allowances hat !:
 $15 \text{ kW} * 8.400 \text{ h} * 0,6 \text{ bis } 0,9 \text{ kg} / \text{kWh} = 75,6 \text{ t} / \text{a} \text{ bis } 113 \text{ t} / \text{a}$
- CO₂ – Entlastung durch die Methanoxydation:
 $15 \text{ m}^3/\text{h} * 8.400 \text{ h} * 23 \text{ GWP} * 0,7 \text{ kg} / \text{m}^3 = 2.030 \text{ t} / \text{a}$
- CO₂ – Einsparung:
ca. 1.960 t / a bis 1.920 t / a
- Wert der Einsparung nach 2.3:
 $1.920 \text{ t} / \text{a} \text{ bis } 1.960 \text{ t} / \text{a} * 5 \text{ €} / \text{t} \text{ bis } 100 \text{ €} / \text{t} = 9.600 \text{ €} / \text{a} \text{ bis } 196.000 \text{ €} / \text{a}$
- Investitionsmehrkosten gegenüber einer Biofilteranlage ca. 50.000 € bis 75.000 € je nach Ausführung und Ausstattung.
- Kosten pro t / CO₂ – Reduzierung (10 a bei Wartung in Instandsetzung von 5 k€ /a ohne Abschreibung und Zins:
- Invest. ca. 110 k€ + 10 * 5 k€ = 160 k€ + 8400 h * 0,1 € / kWh * 15 kW * 10a = 286 k€
- CO₂ – Einsparung: 10 a * 1.920 t / a = 19.200 t

Kosten in diesem Beispiel : ca. 15 € / t CO₂ Äquivalent

b) Reale Anlage „Lampertheim am Sportplatz“ (installiert zum Explosionsschutz, d.h. schlechter Wirkungsgrad!)

Betrachtungs - Zeitraum: Mai 2000 bis Dezember 2002

(Angaben vom Magistrat der Stadt Lampertheim, Rechtsamt / Bodenschutzabteilung, Herrn Dipl.-Geol. Stephan Frech und ITD Birkemeyer, Herr Birkemeyer).

Kosten in diesem Zeitraum (32 Monate) : ca. 85 € / t CO₂

Auf 10 Jahre gerechnet (120 Monate): ca. 30 € / t CO₂ Äquivalent

2.5.4 Grenzkostenbetrachtung / BREAK EVEN POINT: EEG – Einspeisevergütung oder CO₂ – 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:

Wert des CO₂- 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 CO_{2e} 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 CO_{2e} – Berechtigungen. Dies gilt auch für Nachrüstungen an bestehenden Anlagen nach dem Motto: Deponiegas verdrängt fossile Öl- oder Gasfeuerung.

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.

Ein CO2 – Zertifikats - Handel würde für die Betreiber von (älteren) Deponien einen Anreiz schaffen, Schwachgasentsorgungsanlagen zu installieren. Andernfalls würden vermutlich nur wenige Anlagen aus möglichen Explosionsschutzgründen installiert und die geruchsminimierende Biofiltertechnologie mit wenig Einfluss auf die Reduzierung der CH4 – Emissionen bevorzugt werden.

Auf keinen Fall darf die „politische“ Definition oder Meinung übernommen werden, die folgende These vertritt:

Müll der im Jahre „x“ angefallen und eingebaut wurde, verursachte im Jahre „x“ Emissionen, die später (HEUTE und in Zukunft) emittiert werden. Somit wird es ab 2005 nur noch vorbehandelten Müll ohne Emissionen bzw. schon per Definition reduzierte CH4 - / CO2 – Emissionen aus dem alten Müll geben.

Mit dieser Argumentation haben wir natürlich zum Basisjahr des Emissionshandels höhere CO2 – Emissionen, die ohne ein aktives Zutun per Definition schon „reduziert“ wurden.

Eine ketzerische Frage sei in diesem Zusammenhang erlaubt:

Gilt dies dann auch für Kohle, Öl und Erdgas? Diese fossilen Brennstoffe sind vor Millionen Jahren entstanden ... und die Emissionen entstehen ja auch erst später.. Somit lässt sich natürlich am kostengünstigsten eine Reduktion der CO2 – Emissionen darstellen.

Ferner sieht das Kyoto – Protokoll (Die EU – Richtlinie und auch der Entwurf des TEHG) vor, dass Treibhausgase auch im Rahmen von privatwirtschaftlichen Projekten reduziert werden können, wenn diese den Bestimmungen der flexiblen Mechanismen Joint Implementation (JI) bzw. dem Clean Development Mechanism (CDM) entsprechen. JI (Gemeinschaftliche Umsetzung) umfasst Klimaschutzprojekte zwischen Unternehmen aus den Industrieländern, während der CDM umweltorientierte Entwicklungsprojekte solcher Unternehmen in Entwicklungs- und Schwellenländern bezeichnet. Das zugrunde liegende Prinzip bei JI und CDM ist gleich: Ein Investor führt ein Projekt durch, das Emissionen mindert (z.B. Bau der Deponieschwachgasentsorgungsanlage oder Gasnutzung) und erhält dafür Emissionsgutschriften.

Hinweis: Das Kyoto – Protokoll sieht vor, dass jedes Land 90 Prozent seiner Emissionsrechte im Inland halten muss. Aber für europäische Emissionshandel nicht relevant, wenn Kyoto nicht ratifiziert wird (Mehrheit).

Derzeit haben wir beim BMU sowohl einen allgemeinen Kurzcheck für solche Projekte eingereicht sowie auch zwei konkrete Schwachgasprojekte, die im April 2004 mündlich genehmigt wurden. **Bündelung von Projekten jetzt bei DAS – IB GmbH – kostengünstig aufgrund erster Referenzen.**

Ferner arbeiten wir konkret an Projekten in Palästina, Ungarn und der Ukraine 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“.

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

Deponietechnik 2004, Hamburg, Tagungsband

Der Countdown läuft ...noch 1 Jahr bis zur Deponiestilllegung 2004, Leipzig, Tagungsband, ISBN 3-88312-269-6

Einspeisungsgesetz für Erneuerbare – Energien / EEG vom 29. März 2000 der Bundesrepublik Deutschland

EN 50054

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

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: Vortrag und Gespräch am 17. November 2003 in Potsdam sowie div. emails an den Verfasser

Stachowitz W.H. und Glüsing J.: Entgasung von Alt-ablagerungen 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, Entwurf vom Dezember 2003

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

UMEG: Emissionen S. 88 ff, Jahresbericht 2001

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

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

Yüce S, Gebel J: Untersuchung der Schwachgasnutzung mittels Membran-verfahren in der Nachsorgephase von Hausmülldeponien, pdf-file der Autoren an den Verfasser, 21. Febr. 2003

**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)

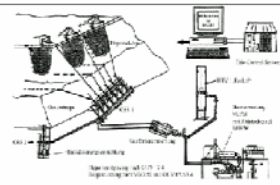
**DAS – IB GmbH
DeponieAnlagenbauStachowitz**

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