

Schwachgasbehandlungsanlagen: Zertifikatshandel auf Deponien?

WOLFGANG H. STACHOWITZ

Das europäische Klimaschutzprogramm will den Emissionshandel als eine tragende Säule für einen kosteneffizienten Klimaschutz installieren. Während in Deutschland die Umsetzung des EU-Richtlinien-vorschlags in nationales Recht vorbereitet wird, gibt es noch verschiedene offene Fragen wie z. B. die der nationalen Ausgleichsprojekte. Neben dem CO₂ aus der 1. Phase fallen nach dem Richtlinienentwurf auch andere Treibhausgase unter den Emissionshandel, darunter das in größerem Umfang von Deponien mit dem Deponiegas emittierte Methan (CH₄). Der Beitrag untersucht, unter welchen Bedingungen ein Zertifikatshandel für Deponiegas denkbar ist.

Der Treibhauseffekt wird durch klimarelevante Gase wie z. B. Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und FCKW verstärkt, sodass es zu einer unerwünschten Erhöhung der Durchschnittstemperatur auf der Erde kommt (anthropogener Treibhauseffekt). Dieser beträgt 0,5–1,5% des gesamten Treibhauseffektes, wobei der Anteil von Methan (CH₄) 10–25% beträgt. Aus den Mülldeponien werden 13% der unerwünschten CH₄-Emissionen (in D: 380 Mt) ausgestoßen [1].

Relativer Treibhauseffekt verschiedener Gase

Die Wirkung der klimarelevanten anthropogenen Gase ist sehr unterschiedlich und hängt vom Emissionsmassenstrom und vom spezifischen Treibhauspotenzial GWP (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 und Edmonds [2] und einem 2001 in Großbritannien herausgege-

benen Report [3] sind die in **Tabelle 1** auszugswise aufgeführten GWP anzusetzen.

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

Zertifikatshandel für Deponiegas? Klimaschutzverpflichtungen

Gemäß dem Rat der Europäischen Union (Einigung vom 11. Dezember 2002, Dossier 2001/0245) liegt der geänderte Vorschlag für eine „Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft“ vor. Unter diese Richtlinie fallen nach Anhang II die Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (Lachgas, N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆).

Um die Ziele der EU-Verpflichtung von Kyoto zur Reduzierung des Ausstoßes 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 ein Emissions(rechte)handel als Instrument eines effektiven Klimaschutzes etablieren.

Über die Einhaltung der deutschen Ziele – die 1990 beschlossene CO₂-Senkung um 25% bis 2005 und die aus dem Kyoto-Protokoll abgeleitete Emissionsminderung für den Zeitkorridor 2008 bis 2012 um 21% des im Jahr 1990 erreichten Wertes gibt es unterschiedliche, aber vorwiegend skeptische Aussagen [4].

Gemäß dem DIW-Wochenbericht 6/01 hat die Bundesrepublik Deutschland per 2000 eine vom Temperatureffekt (2000 war ein warmes Jahr) bereinigte CO₂-Emissionsminderung von rund 15% erreicht. Um das für 2005 angestrebte Ziel zu erreichen, hätten die CO₂-Emissionen in den

kommenden fünf Jahren zusätzlich um ca. 100 Millionen t – d. h. um fast 12% – reduziert werden müssen.

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, müssten die CO₂-Emissionen laut DIW im laufenden Jahr und den folgenden zwei Jahren temperaturbereinigt um rund 11% reduziert werden. Selbst der deutsche Beitrag zum Kyoto-Klimaschutzprotokoll könnte derzeit verfehlt werden, warnt der DIW laut einer dpa-Pressemittteilung vom 20. Februar 2003.

Deponiegas und mögliche Technologien zur Emissionsreduzierung

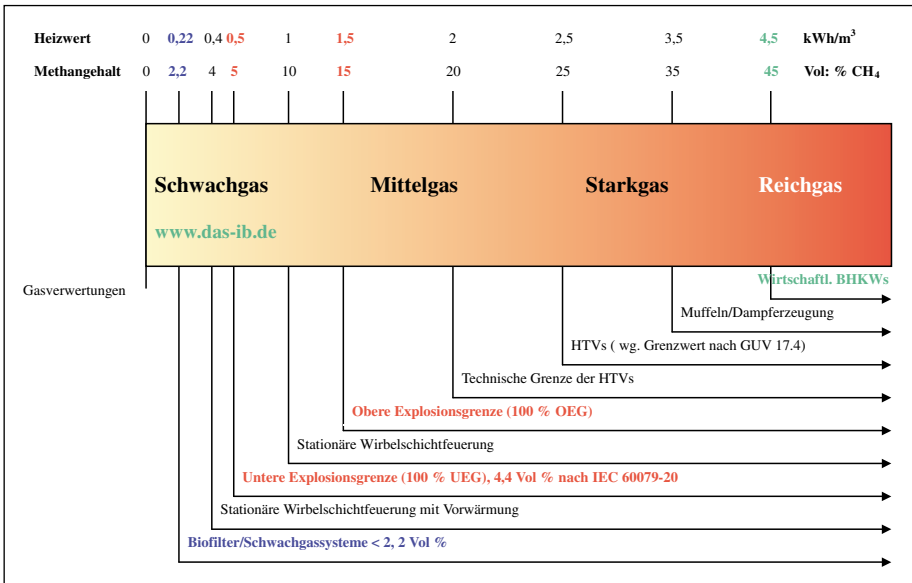
Im Deponiebereich haben wir es mit dem im Anhang II des EU-Richtlinienentwurfs genannten Methan (CH₄) zu tun. Hier geht es um die Überlegung, ob bei Einsatz von emissionsreduzierender Anlagentechnik auf der Deponie eine Teilnahme am Zertifikatshandel möglich ist.

Aus den **Bildern 1** und **2** sowie dem Stand der Technik, dem Abfallgesetz und den Förderungen durch das Einspeisegesetz für Erneuerbare Energien (EEG) ist zu erwarten, dass es keinen Zertifikatshandel für Technologien oberhalb von 25 Vol % CH₄ (reine Verbrennung/Oxidation) und etwa 35–38 Vol % (Nutzung durch Gasmotoren) geben wird, da eine Doppelförderung ausgeschlossen wird.

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 geringer Methankonzentration (S.T.E.P. Partnerschaft, Aachen) muss gesondert nachgedacht werden. Erste Anwendungen für die Micro-Gasturbine kann die Pro2 seit 2001 mit Deponie- und Biogas vorweisen. Bei dem Membranverfahren der S.T.E.P. wird CO₂ aus dem Deponie-Mittelgas (20 bis 35 Vol % CH₄) abgereichert. Durch diese Abreicherung (CO₂ als Permeat) vor der motorischen Nutzung „er-

Tab. 1: Spezifisches Treibhauspotenzial verschiedener anthropogener Gase (Auszug)

Greenhouse gas	Estimated Lifetime (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)				



1: Technische Daten und Verwertungs-/Entsorgungsmöglichkeiten von Deponiegas

hört“ 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. 300 m³/h Deponiegas realisieren.

Somit verbleibt m. E. in Deutschland ein möglicher Zertifikatshandel im Betriebsbereich unterhalb der Unteren Explosionsgrenze (UEG), d. h. für die Techniken: Biofilter (Diverse Anbieter), VocsiBox® (Haase Energietechnik AG), Depotherm® (UMAT-Deponietechnik GmbH) als so genannte „Nichtkatalytische Oxidation“ und die katalytische Schwachgasentsorgung (Pro2 Anlagentechnik GmbH).

Technologien für den möglichen Zertifikatshandel bei Deponien Biofilter

Zur Methanoxidation 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 auszuregeln (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.

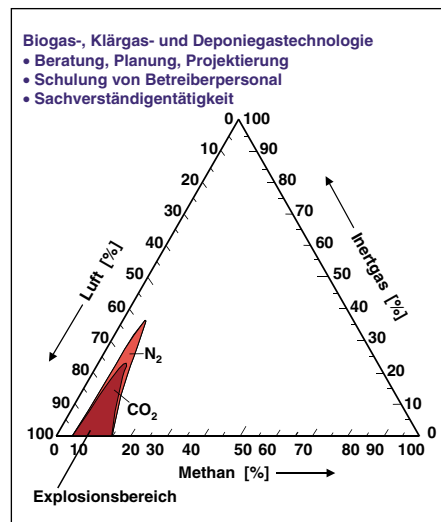
Als „gute“ biologische Reinigung von CH₄ können ca. 70% Reduzierung angesetzt werden [5]. In praktischen Versuchen [6] von: ergab sich eine schlechte Abbaubarkeit von CH₄ bei einer zu hohen Befeuchtung des Biofilters und mangelnder O₂-Versorgung durch die Ausbildung anaerober Zonen im Biofilter.

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: 50 m³/h Deponiegas, CH₄ = 20 Vol %, Rohgas mit 400 m³/h bei 2,5 Vol % CH₄ und einer gewünschten Reinigungsleistung von 90% ein Biofiltervolumen von 415 m³ (d. h. > 20 m × 20 m × 1 m)! 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 scheiden damit Biofilter für den CO₂-Zertifikatshandel (wegen einer ungesicherten Methan-Oxidation) aus.

Nichtkatalytische Oxidation und katalytische Oxidation

In den Anlagen der „nichtkatalytischen Oxidation“ wird das Methan durch die thermische Oxidation in CO₂ und H₂O umgesetzt. Diese thermische Oxidation ist ein exothermer Prozess und findet bei ca. 850°C bis 1000°C (je nach Anlagenhersteller) in den isolierten Reaktoren statt. Die



2: Dreistoffdiagramm (Explosionsdreieck) für den Explosionsbereich Methan/Luft/CO₂/N₂-Gemische. Nach [22]

frei werdende 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, was 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 mithilfe von Umschaltklappen die Fließrichtung im „Reaktor“ aufgrund des sich entwickelnden Temperaturprofils getauscht werden muss.

Das sich in der Entwicklung befindende Verfahren der „katalytischen Oxidation“ 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 handelt sich um einen kontinuierlichen Prozess ohne Umschalten.

Mögliche Erlöse und Kosten

Da es sich hier 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 Erderwärmungspotenzial.

Voraussetzungen für den Emissionshandel sind:

- a) „Project document“ und „Base line“ In diesem Papier wird definiert wie die CO₂-Minderungen bestimmt werden, d. h. welche Technik und Substitutionen. Ferner wird eine Referenzstudie erstellt.
- b) Gültigkeit/Validierung In der Validierung wird die Methode, die zur Bestimmung der Emissionsminderung verwendet wird, einmalig geprüft und festgelegt.
- c) Überwachungs-/Monitoringbericht Dieser Bericht dokumentiert und belegt die relevanten Daten zur Emissionsminderung. Ein Beobachtungszeitraum wird festgelegt.
- d) Zertifizierung Nach Prüfung des Überwachungsberichts 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 begleitet und bestätigt werden, die Phasen a und c können vom Projektträger selbst durchgeführt werden.

Beispielanlagen

Beispiel für hohe Menge, geringe Beladung
1500 m³/h Mischgas, Beladung 1 Vol % CH₄, Energiebedarf ca. 15 kW_e, Betriebsstunden 8400 h/a

CO₂-Mehrbelastung: 15 kW × 8400 h × 0,6 bis 0,9 kg/kWh = 75,6 t/a bis 113 t/a (entfällt, wenn das EVU eine CO₂-Allowance hat)

CO₂-Entlastung durch die Methanoxydation: 15 m³/h × 8400 h × 23 GWP × 0,7 kg/m³ = 2030 t/a

CO₂-Einsparung: ca. 1960 t/a bis 1920 t/a

Preis pro „t“ CO ₂	„Börse“	Quelle
6,58 €	Hessen Tender, Frühjahr 2003	wlb 1-2/2003 Pilotprojekt der Hessischen Landesregierung www.Hessen-tender.de
5 bis 30 €	UBA – Erwartung, Fachgebiet II 6.3 „Emissions-situation“	E-Mail vom 22.01.03 an den Verfasser
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	E-Mail 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 „Emissionsrechtelandel der Europäischen Kommission ..“ vom 22.10.2002
20 – 40 €	Fraunhofer Institut	www.isi.fhg.de/u/planspiel/zsfq.pdf vom 26.02.2003
£ 15	UK Emmissions Trading Group	www.greenergy.com/our_company/media_centre/arc_april_2000_co2.html
6 – 7 €	Future Camp	Derzeitiger Marktpreis der EU-Allowances

Tab. 2: Preis für CO₂ – rund um den Emissionshandel

Wert der Einsparung (siehe **Tabelle 2**):
 1920 t/a bis 1960 t/a × 5 €/t bis 100 €/t =
 9600 €/a bis 196000 €/a
 Investitionsmehrkosten gegenüber einer
 Biofilteranlage ca. 50000 € bis 75000 €, je
 nach Ausführung und Ausstattung.
 Kosten pro t CO₂-Reduzierung (10 a bei
 Wartung und Instandsetzung von 5000 €/a
 ohne Abschreibung und Zins:
 Invest. ca. 110000 € + 10 × 5000 € =
 160000 € + 8400 h × 0,1 €/kWh × 15 kW ×
 10a = 286000 €
 CO₂-Einsparung: 10 a × 1920 t/a = 19200 t
 Kosten in diesem Beispiel: ca. 15 €/t CO₂
 Äquivalent

Reale Anlage „Lampertheim am Sportplatz“
 Betrachtungszeitraum: Mai 2000 bis De-
 zember 2002 (Angaben vom Magistrat der
 Stadt Lampertheim, Rechtsamt/Boden-
 schutzabteilung, und ITD Birkemeyer).
 Oxidiertes Methan: 146631,1 m³ (Aufzeich-
 nung erst ab Mai 2000)
 Energiebedarf: 5765 kWh
 Investition im Jahre 1999: Ingenieurkosten,
 Planungskosten, Genehmigungen, Neben-
 kosten (Fundament, Zaun), Verdichter und
 VocsiBox-Anlage 173500 €
 Wartungs- und Instandhaltungskosten per
 anno: bis 2001: 5000 €; ab 2002: 6400 €
 CO₂Mehrbelastung: 65765 kWh × 0,6 bis
 0,9 kg/kWh = 39,5 t bis 59,2 t (entfällt,
 wenn das EVU eine CO₂-Allowance hat)
 CO₂-Entlastung durch die Methanoxida-
 tion: 146631,1 m³ × 23 GWP × 0,7 kg/m³ =
 2361 t
 CO₂-Einsparung: ca. 2300 t
 Wert der Einsparung bis Ende 2002: 2300 t
 × 5 €/t bis 100 €/t = 11500 € bis 230000 €
 Kosten pro t CO₂-Reduzierung (10 a bei

Wartung und Instandsetzung ohne Ab-
 schreibung und Zins:
 Invest. und Betriebskosten: 174000 € + 3 ×
 5000 € = 174000 € + 65765 kWh × 0,1
 €/kWh = 196000 €
 CO₂-Einsparung bis Ende 2002: 2300 t
 Kosten in diesem Zeitraum (32 Monate):
 ca. 85 €/t CO₂
 Auf 10 Jahre gerechnet (120 Monate): ca.
 30 €/t CO₂ Äquivalent

**Grenzkostenbetrachtung für den
 Verstromungsbetrieb**

Hier kann für einen relativ einfachen Ver-
 gleich folgender Ansatz gewählt werden:
 Das Einkommen aus der Einspeisever-
 gütung p.a.:
 x kW_{el} × 0,0767 €/kWh × Betriebsstunden
 p.a. = Jahreserlös
 wird dem möglichen Erlös aus der CO₂-
 Reduzierung (CO₂-Einsparung bei den
 Kraftwerken als Bundesdurchschnitt)
 gegenübergestellt:
 x kW_{el} × 0,6-0,9 kg CO₂/kWh × Wert des
 CO₂-Zertifikates = Jahreserlös
 Dies ergibt dann die Grenzkosten von:
 Wert des CO₂-Zertifikates = (0,0767 €/kWh)/
 (0,6 – 0,9 kg CO₂/kWh) = 9 – 13 €/t CO₂
 Dies bedeutet, dass ab einem Erlös von
 ca. 9 – 13 €/t CO₂ bei einem Verstromungs-
 betrieb des Deponiegases sich keine EEG-
 Einspeisevergütung mehr wirtschaftlich
 darstellt, sondern der abgesicherte CO₂-
 Zertifikatshandel. 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 ggf. Verkauf der
 Motor- und Abgaswärmeenergie inkl. weite-
 rer CO₂-Zertifikate.

Kosten der CO₂-Reduzierung durch andere technische Maßnahmen

Die Kosten technischer Maßnahmen werden in den Studien der FhG Karlsruhe, Prognos Basel, BMFT-Projekt-Nr.: 0326630 aus 1991 und nach Jochen [7] in einer Bandbreite von 163 € bis 205 € je Tonne CO₂ benannt. In Übereinstimmung mit dem Umweltbundesamt wird für die Fortschreibung des Bundesverkehrswegeplans 2003 (Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen, Stand Febr. 2002) ein Kostenansatz von 205 € pro Tonne CO₂ angesetzt.

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:

Abfall, 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 Abfall ohne Emissionen oder 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.

Nach Einschätzung des UBA (Herren Butz und Kühleis am 5. März 2003) „ist die zeitliche Zuordnung der Deponiegasemissionen kein zwangsläufiger Ausschluss für den Emissionshandel. Ob und welche Maßnahmen (z. B. Schwachgasbehandlung) in den Emissionshandel einbezogen werden können“, ist zur Zeit unklar. Ein Leitfaden wird erarbeitet.

Ferner sieht das Kyoto-Protokoll vor, dass Treibhausgase auch im Rahmen von privatwirtschaftlichen Projekten reduziert werden können, wenn diese den Bestimmungen der flexiblen Mechanismen Joint Implementation (JI) oder 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. Downloads über <http://www.bmu.de/fset1024.php>, Stand 5. März 2003).

Nach aktuellem Stand (Gespräch Mitte März 2003) kommen derzeit für die o.g. Projekte nur JI-Maßnahme mit einem ausländischen Investor in Deutschland in Betracht oder nationale Ausgleichsprojekte z. B. über die KfW. Die Koordination läuft über das BMU – Herrn Forth – in Berlin. Ein Leitfaden als Ergänzungsrichtlinie wird als Richtlinienentwurf erarbeitet. Darüber berichtet WLB in der nächsten Ausgabe. Das BMU (Ressortzuständigkeit Klimaschutz) ist die Genehmigungsbehörde für JI. Hier muss somit kurzfristig Lobbyarbeit der Deponiebetreiber einsetzen, um eine Berücksichtigung für den CO₂-Zertifikatshandel zu finden, denn noch ist Bewegung. Im Ausland gibt es schon Deponie- und Grubengasprojekte.

Deshalb sollte sich jeder (zukünftige) Betreiber eines Deponiegasverstromungsaggregats fragen, welche Erlössituation (EEG-Einspeisevergütung oder Verkauf der CO₂-Zertifikate plus freier Energiever-

kauf) für ihn die wirtschaftlichste ist, denn es gibt schon heute Unternehmen, die aus Imagegründen CO₂-Zertifikate erwerben.

Quellen und weitere Literaturhinweise:

[1] Kurzfassung VDI-Bericht „Emissionen und Luftqualität“, 1998
 [2] Wuebbles D. & Edmonds J. – 1991, *Primer on Greenhouse Gases*, Lewis Publishers Inc. Chelsea, Michigan. First Edition ISBN 087371 222 6
 [3] Intergovernmental Panel on Climate Change Third Assessment Report, 2001, UK
 [4] Beck, R.: *Umweltökonomische Gesamtrechnungen 2002: Trotz effizienterer Umweltnutzung scheint das Kyoto-Klimaziel gefährdet*. WLB Wasser, Luft und Boden 47 (2003) Nr. 1-2, S. 18–21
 [5] Kobelt G., *Der Einsatz von Biofiltern zur Behandlung von Deponiegasen – Möglichkeiten und Grenzen* 1999, Symposium „Schwachgasentsorgung“ in Offenbach
 [6] Cuhls, C, Clemens, J., Stockinger, J., Doedens, H.; *Gefahrstoffe – Reinhaltung der Luft* 62 (2002) Nr. 4 (April), S. 141 ff.
 [7] Jochen, E.: *Energieszenarien mit reduzierten CO₂-Emissionen bis 2050*, in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 8, 1997
 [8] ACMMO, Association of coal mine methane operators „Carbon Emissions – Emissions from Generation Displaced by Coal Mine Methane“ October 2002
 [9] Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29. März 2000. BGBl. I S. 305, zuletzt geändert am 23. 07. 2002, BGBl. I S. 2778
 [9] EN 50054
 [10] Haase Energietechnik AG, Prospektblatt, *Autotherme Oxidation für Abluft und Schwachgase*, Fe-366/62002 RD
 [11] http://www.greenenergy.com/GermanSite/infocenter/co2_wissenschaft.html am 17. 02. 2003
 [12] IEC 79-20: IEC 60 079-20 (1996)
 [13] Kühne, A. SS01, Humboldt- Universität zu Berlin, *Fachgebiet Ressourcenökonomie, Treibhaus-effekt und Klimaschutzpolitik*
 [14] Ott, M.: *CO₂-Zertifikatshandel: erstmals wird Methan-Vermeidung durch Biogasanlagen vergütet*, Tagungsband zur 12. Jahrestagung des Biogasfachverbandes 2003
 [15] Ott, M., *Schmack Biogas AG*, E-Mail vom 10. Februar 2003 an den Verfasser und Geres, *Future Camp Telefonat* vom 4. April 2003
 [16] Pro2 Anlagentechnik GmbH, *Pressemitteilung 02/05 „Neue Einsatzbereiche für Mikrogasturbine“* und E-Mail vom 21. Febr. 2003 an den Verfasser
 [17] *Rat der Europäischen Union – Politische Einigung* vom 11. Dezember 2002, 14935/02 „Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen“
 [18] Redeker, Schön: *Sicherheitstechnische Kennzahlen brennbarer Gase und Dämpfe*, im Auftrag der PTB Braunschweig
 [19] Stachowitz, W.H., Glüsing, J.: „*Entgasung von Altablagerungen gemäß TASI*“. TerraTech 8 (1999) Nr. 1, S. 50–52
 [21] Streese J., Dammann B., Stegmann R.; *Mikrobielle Oxidation von Methan in Biofiltern, Deponietechnik 2000*, *Hamburger Berichte* 16
 [22] Tabasaran, Reitenberger, UBA-Forschungsbericht 12/1982, Nr.: 10302207 Teil 1
 [23] Umat Deponietechnik GmbH, *DEPOTHERM: Verfahrens- und Anlagenbeschreibung*, Stand Februar 2003
 [24] UMEG, *Jahresbericht 2001, Emissionen* S. 88 ff
 [25] *Umweltbundesamt Berlin*, div. Gespräche und E-Mails u. a. mit Herrn Butz, FG III 3.3
 [26] VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1998, „*Emissionen und Luftqualität*“, Reihe 12, Nr.: 365 der *Fortschritt-Berichte*
 [27] Wilkins, Graham T, *Email dated February 14th and March 4th 2003*
 [28] Yüce S, Gebel J.: *Untersuchung der Schwachgasnutzung mittels Membranverfahren in der Nachsorgephase von Hausmülldeponien*, pdf-file der Autoren an den Verfasser vom 21. Febr. 2003

DAS – IB GmbH
DeponieAnlagenbauStachowitz
 Flintbeker Str. 55
 D 24113 Kiel
 Tel. + Fax # 49 / 431 / 683814 www.das-ib.de



info@das-ib.de

Biogas-, Klärgas- und Deponiegastechnologie:

- Beratung, Planung, Projektierung
- Schulung von Betriebspersonal
- Sachverständigentätigkeit

• **Tagung**, 23. IV. : Deponie - VO, -stilllegung, -nachsorge, Nachsorgekosten, Schwachgasnutzung, SiWa in der Zukunft Siliziumproblematik im Rohgas in 68623 Lampertheim

• **Lehrgang**, 24.+25. IV. gem. § 4 Deponieverordnung + GUV 17.4 und Erlangung der Sachkunde für Deponiegasanlagen Programme anfordern oder unter www.das-ib.de laden