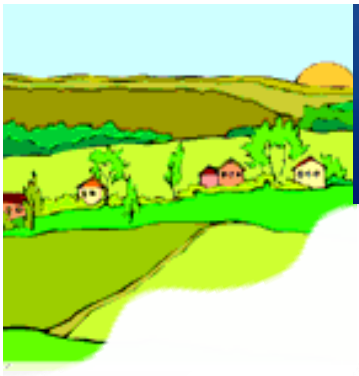


Biowasserstoff-Magazin

Energie für neues Denken

18. Ausgabe • 15. März 2010

(Ergänzt: 15.04.10)

Themen in dieser Ausgabe:

- Biogas
- Biogasanlagen - Technik
  - Nassfermentation
  - Trockenfermentation
- Biogas aus Press-Saft - Das Scheffer-Verfahren
- BioLog - Neues Bioenergie-Logistikkonzept noch nicht voll ausgereift
- Biogas einmal anders - Kleinstanlage für Afrika
- Göteborg Energi - Biogas und SNG in Schweden
- Aufbereitung von Biogas für das Erdgasnetz
- SNG aus Biomassevergasung
- SNG-Herstellung in North Dakota aus Braunkohle
- SNG aus Ökostrom *(Neu 15.04.10)*
- Erste Schritte zur Bioraffinerie - Metso Power AB
- Pipelinetechnologie
- Anstrengendes Kino *(Neu 15.04.10)*
- Die (beste) Lösung? - Nachgedanken *(Neu 15.04.10)*
- Grüne Auto-Technologie für die Oberklasse - F 800
  - Verbrauch schöngerechnet nach NEFZ
  - Forschungsfahrzeuge *(Neu 15.04.10)*
- Ausblick - Biogas ./. Biowasserstoff
- Leben wir im „Zeitalter der Dummheit“?

Impressum: Seite 54

Biogas - Manfred Richey

Biogas im Biowasserstoff-Magazin?

Biogas ist kein Biowasserstoff. Wir sehen Biogas aber als Vorstufe zum Biowasserstoff an, wenn man will, als **‚Brückentechnologie’**. Auch wenn viele Mitglieder der aktuellen Bundesregierung die Atomenergie als Brückentechnologie bezeichnen – wohl, weil dies die Lobby der großen Energiekonzerne ihnen so einflüstert – können und wollen wir das so nicht stehen lassen.

Atomenergie ist gefährlich, wie die vielen hundert Störfälle jedes Jahr zeigen.

Atomenergie hinterlässt ‚strahlende’ radioaktive Abfälle für die es – auch nach Jahrzehnten der Suche – bis heute keine geeigneten und für die erforderlichen tausende von Jahren sichere Endlager gibt.

Atomenergie ist auch nicht so sauber und umweltfreundlich wie dies die Betreiber immer behaupten. Man muss den gesamten Prozess sehen – von der Suche und dem Abbau des benötigten Urans über den Bau der Atomkraftwerke bis zum Betrieb derselben und dann der Demontage mit Einlagerung des radioaktiv belasteten Schrotts und Mülls. Die guten Uranlagerstätten sind weitgehend ausgebeutet, jetzt müssen enorme Mengen von Gestein mit großem Energieeinsatz zerkleinert werden, um daraus noch die geringen Erträge an Uran zu gewinnen. Das belastet die Umwelt enorm – mit Lärm, Schmutz, giftigen Rest-(Schad-)stoffen und CO2.

Also sollten auch die Mitglieder unserer Regierung, die noch immer dem Irrglauben anhängen, Atomenergie habe eine Zukunft, endlich begreifen, dass der Atomausstieg unumkehrbar sein und bleiben muss. Zudem gibt es bereits heute verfügbare zukunftsfähige und saubere Möglichkeiten der Energiegewinnung.

Dezentral erzeugtes Biogas

Eine Möglichkeit ist dezentral erzeugtes Biogas, welches wir als Vorstufe für eine dezentrale Biowasserstoffwirtschaft ansehen und deshalb hier darüber berichten.

Die Zahl der Biogasanlagen in Deutschland hat in den letzten zehn Jahren von wenigen dutzend auf über 4.100 Anlagen im Jahr 2009 zugenommen.

Auch wenn die Wurzeln der ersten Biogasanlagen über achtzig Jahre zurück reichen, so ist in modernen Anlagen gewonnenes Biogas doch recht neu auf dem Markt. Die Gründe dafür sind nicht unbedingt mangelndes Interesse der Kunden, sondern eher technische Probleme. Es ist nicht so einfach, verschiedene Gassorten zu mischen und vor allem in einem Leitungsnetz zu transportieren. Will man Biogas in das vorhandene Erdgasnetz einspeisen, dann muss es zuvor zu Erdgasqualität aufbereitet werden, was erst seit 2007 im Praxiseinsatz möglich ist.

(Fortsetzung auf Seite 2)

(Fortsetzung von Seite 1)

Die Aufbereitung von Biogas geschieht in speziell dafür ausgerichteten Anlagen. Dabei vergärt das Grundmaterial, es entsteht Methan. Dieses wird anschließend konzentriert und weiter aufbereitet, so dass es die gleichen Eigenschaften wie normales Erdgas hat.

Eine Alternative bieten Anlagen, die das gewonnene Biogas direkt selbst verwerten, z.B. in BHKW (Block-Heiz-Kraftwerken) und so Strom und Wärme erzeugen. Hier muss das Biogas nicht zwingend die hohen Anforderungen erfüllen, als wenn es ins Gasnetz eingespeist wird.

Und dann gibt es da noch die **Kleinstanlagen** zur Erzeugung von Biogas. Über eine davon berichten wir in unserem Beitrag „Biogas einmal anders“ in dieser Ausgabe. Solche Kleinstanlagen machen Sinn – auch, wenn in einigen Jahren leistungsfähige dezentrale Biowasserstoffanlagen verfügbar sind und auf den Markt drängen. Im Leistungsbereich von 10 kW bis hin zu einigen 100 kW rechnen sich Biowasserstoffanlagen nicht, da sind solche Biogas-Kleinstanlagen eine ideale Ergänzung. Gerade auch in Gebieten ohne Infrastruktur für die Verteilung der so gewonnenen Energie. Ein kleines Dorf in Afrika kann damit hervorragend mit umweltfreundlicher Energie versorgt werden. Als Biomasse dienen Mist und Gülle. Während früher der Mist getrocknet und direkt für die Feuer zum Kochen verwendet wurde, wird nun daraus Biogas erzeugt. Das dient zum Kochen und für die Stromerzeugung. Ein bescheidener Anfang für ein besseres Leben – auch in Afrika.

Definitionen

Biogas - was ist das eigentlich?

Unter dem Begriff Biogas versteht man verschiedene Varianten von Gasen, die aus Biomasse erzeugt werden.

Biogas

Biogas ist ein brennbares Gas, das durch Vergärung von Biomasse in Biogasanlagen hergestellt und zur Erzeugung von Bioenergie verwendet wird. Vor der Biogasaufbereitung ist es eine wassergesättigte Gasmischung mit den Hauptkomponenten Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2). In Spuren sind meist auch Stickstoff (N_2), Sauerstoff (O_2), Schwefelwasserstoff (H_2S), Wasserstoff (H_2) und Ammoniak (NH_3) enthalten. Für die Verwertung des Biogases ist der Methananteil am wichtigsten, da er, als oxidierbare Verbindung, bei der Verbrennung Energie freisetzt.

Biomethan

Unter Methanbildung (auch Methanogenese) versteht man die Bildung von Methan (CH_4) durch den Stoffwechsel von Lebewesen. Sie stellt die letzte Stufe des anaeroben Abbaus von Biomasse dar.

Deponiegas und Klärgas

Ebenso wie Biogas entstehen Deponiegas und Klärgas bei der als Vergärung oder Faulung bezeichneten anaeroben Zersetzung von organischem Material. Daher werden diese Gase gelegentlich auch unter den Begriffen Faulgas oder Biogas zusammengefasst.

Biogas – wie es entsteht

Biogas entsteht als Klärgas oder Faulgas durch den Abbau organischer Substanzen in Abwesenheit von Sauerstoff. Es kann aus nahezu allen organischen Abfällen (u.a. menschliche und tierische Exkremente, tierische und pflanzliche Reststoffe) hergestellt werden. Zu 50 bis 70 Prozent besteht es aus Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas. Der durchschnittliche Heizwert von Biogas beträgt 25 MJ pro Kubikmeter - das ist mehr als ein Kilo Braunkohlebriketts bringt.

(Fortsetzung auf Seite 3)

(Fortsetzung von Seite 2)

Methan entsteht bei allen biologischen Abbauprozessen und trägt als Emission aus Müllhalden, Rinderherden oder Reisfeldern auch zum Treibhauseffekt bei. Es ist also auch aus Klimaschutzgründen sinnvoll, sich Auffang- und Nutzungsmöglichkeiten für Biogas zu überlegen. Würde man aus den organischen Abfällen der BRD flächendeckend Biogas gewinnen, ließen sich so - zumindest theoretisch - 650 Mio. Kubikmeter Biogas im Jahr erzeugen.

Aufgrund seines relativ hohen Heizwertes kann es zur Wärme- und Krafterzeugung genutzt werden.

Woher stammt Biogas?

Biogas kann aus den unterschiedlichsten Ausgangsmaterialien gewonnen werden.

Biomasse aller Art, wie z.B. Energiepflanzen, Grünschnitt, Ernterückstände, Landschaftspflegematerial (Grünschnitt, Restholz usw.), Abfälle aus Industrie/Gewerbe, organische Siedlungsabfälle (z.B. Speisereste), aus Mist und Gülle, aus Klärschlamm (Abwasserreinigung), Mülldeponien und aus sonstigen Reststoffen.

Das Ausgangsmaterial kann als mehr oder weniger feste Silage oder als Press-Saft vorliegen. Je nach Art der Weiterverwendung und Aufbereitung sind bestimmte Mischungsverhältnisse erforderlich, um eine optimale Ausbeute an Biogas zu erreichen.

Wie kann Biogas erzeugt werden?

Grundsätzlich kann man unterscheiden nach Vergärung und Vergasung (Synthesegas). Es würde den Rahmen dieses Heftes sprengen, wenn wir alle Varianten detailliert aufführen wollten. Daher listen wir die Möglichkeiten auf und beschränken wir uns auf einige kurze Ausführungen.

- Trockenvergärung, Fermentierung (Nass- und Trockenfermentation)
- Batch- und kontinuierliche Vergärung
- Ein- und mehrstufige Anlagen
- Spezielle Technologien: Hydrolyse
- Vergasung
- Thermochemische Vergasung, Synthetic Natural Gas (SNG)

Einige dieser Verfahren werden in eigenen Artikeln in dieser Ausgabe näher beschrieben., weitere Artikel sind als Ergänzung (Updates) für einen späteren Zeitpunkt vorgesehen

Reinigung / Aufbereitung von Biogas

Je nach dem geforderten Verwendungszweck ist eine mehr oder weniger aufwendige Reinigung des Rohgases notwendig. Dies kann z.B. sein:

- Entschwefelung
- Trocknung
- CO2-Abtrennung
- Konditionierung
- Verdichtung
- Weitere Reinigungs- und Aufbereitungsschritte...

(Fortsetzung auf Seite 4)

(Fortsetzung von Seite 3)

Biogas aus Kläranlagen

Siehe frühere Beiträge:

- „Müllverbrennung oder Müllvergasung – Abfallwirtschaft am Scheideweg“ und
- „Abwasserreinigung und Güllebeseitigung durch Mikroalgen“

Beide Artikel finden Sie im Biowasserstoff-Magazin Heft Nr. 14.

Nutzung/Verwendung der Produkte

Biogas
- Direkte Nutzung in Blockheizkraftwerken
- Biogas in Erdgasqualität aufbereitet und Einspeisung in das Erdgasnetz

Weitere Nutzungsarten:

Treibstoff für (KFZ)-Motoren
- Biogas direkt (auf 200 - 300 bar verdichtet)
- durch Umwandlung mittels BtL-Verfahren z.B. in Biodiesel usw.

Bioenergie-Dörfer

Seit einigen Jahren gibt es eine immer größer werdende Zahl von Bioenergie-Dörfern. Jühnde war eines der ersten, inzwischen sind viele weitere entstanden - Tendenz ‚rasch zunehmend‘. Die meisten sind bzw. werden mit Biogas-Anlagen ausgestattet, einige setzen zusätzlich auf Solar- und teilweise auch auf Windenergie. Aber die Biogasanlagen überwiegen. Aus gutem Grund: In den Dörfern und ihrer Umgebung gibt es Viehhaltung, daraus steht Gülle und Mist zur Verfügung. Dann gibt es Äcker und Felder, oft brachgelegt, die (wieder) für Bio-Energiepflanzen genutzt werden.

Außerdem kennt man sich in den kleinen Dörfern und Gemeinden noch (besser) untereinander, als dies in der Neutralität einer Großstadt der Fall ist. Und nicht zuletzt kommt - in den meisten Fällen - ein gutes Stück ‚Bauernschläue‘ mit ins Spiel - wobei dieser Begriff nicht abwertend, sondern positiv gemeint ist. Landwirte sind hart arbeitende Menschen und Familien, die in der Regel überwiegend das nutzen, was Hof und Äcker hergeben. Warum also Geld ausgeben für teure Energie, wenn man diese ebenso gut selbst erzeugen kann? Der rasante Anstieg der Energiepreise und das Gefühl, der Preiswillkür der großen Energieversorger ausgeliefert zu sein, waren starke Triebfedern für solche Projekte.

Die Menschen in den Bioenergie-Dörfern haben nicht nur begriffen, wohin der Trend geht, nein - sie geben die Richtung vor, sie bestimmen den Trend und Aufbruch in eine moderne Zeit mit!

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Manfred Richey, Nürtingen.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung durch den Autor.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Biogasanlagen-Technik - Manfred Richey

Nassfermentation

Hier stellen wir das weit verbreitete Prinzip der Biogasanlagen-Technik mit Nassfermentation vor. Quellenangabe Text und Bilder: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)

Die folgende Abbildung zeigt, wie eine landwirtschaftliche Biogasanlage aufgebaut ist. Die besteht im Wesentlichen aus folgenden Anlagenteilen:

- Vorgrube und ggf. Feststoffeinbringung
- Faulbehälter (Fermenter)
- Gärrückstandslager
- Biogasverwertung (z.B. Blockheizkraftwerk zur Strom- und Wärmeproduktion)

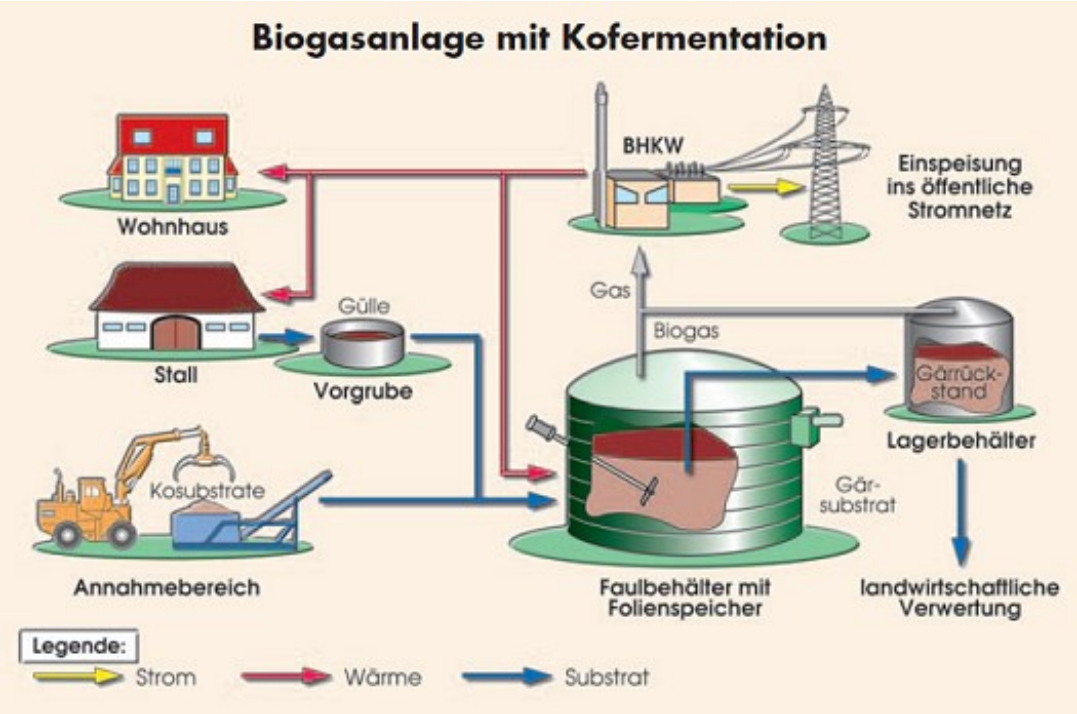


Abb. 1 Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage (Nassfermentation) mit Kofermentation

In der Vorgrube werden Gülle und Kosubstrate zwischengelagert und wenn nötig zerkleinert, verdünnt oder gemischt. Bei Kofermentationsanlagen können je nach Art der Substrate Annahmebunker, Zerkleinerung, Einbringung und Störstoffabtrennung zusätzlich erforderlich sein.

Werden seuchenhygienisch bedenkliche Substrate wie z.B. Schlachthof- oder Speiseabfälle mitvergoren, muss eine Hygienisierung erfolgen, bei der das Substrat mindestens eine Stunde lang auf über 70 °C erhitzt wird, um Keime abzutöten.

Der beheizte Fermenter ist das Kernstück der Anlage. Er muss für eine erfolgreiche Vergärung nicht nur gas- und wasserdicht, sondern auch lichtundurchlässig sein. Eine Rührvorrichtung sorgt dafür, dass das Substrat gut gemischt und homogen bleibt und Bakterien und Substrat in engem Kontakt stehen.

Ist das Substrat vergoren, wird es in das Gärrestlager gepumpt und kann im Anschluss als Wirtschaftsdünger genutzt werden.

(Fortsetzung auf Seite 6)

(Fortsetzung von Seite 5)

Das produzierte Biogas wird zunächst gereinigt und entschwefelt und in einen Gasspeicher zwischengespeichert. Anschließend wird es überwiegend in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) verstromt. Mit der dabei entstehenden Wärme können der Fermenter, die Hygienisierung oder angrenzende Wohn- und Wirtschaftsgebäude sinnvoll beheizt werden.

Gärbiologie

Vereinfachte Darstellung des Abbaus organischer Biomasse bei der Biogasgewinnung.

Der Vergärungsprozess läuft prinzipiell in vier voneinander abhängigen biologischen Teilschritten unter anaeroben Bedingungen ab, an denen jeweils verschiedene Gruppen von Mikroorganismen beteiligt sind. Diese Organismen sind an eine flüssige Phase gebunden und verwerten die Produkte der vorangegangenen Abbauschritte und bilden zum Ende der Vergärung Biogas.

Die erste Abbauphase der Methanvergärung ist die Verflüssigungsphase. Während dieser Phase werden die langkettigen organischen Verbindungen (z.B. Proteine, Fette, Kohlenhydrate) mittels von Bakterien abgesonderten Exoenzymen in einfachere organische Verbindungen (z.B. Aminosäuren, Fettsäuren, Zucker) zerlegt. Da hierbei die festen Substanzen durch die Abspaltung von Wasser in Lösung gehen, nennt man diesen Schritt auch Hydrolyse.

Die Produkte der Hydrolyse werden anschließend in der Versäuerungsphase (Acidogenese) durch säurebildende Bakterien verstoffwechselt und zu organischen Säuren (z.B. Essig-, Propion-, und Buttersäure) abgebaut. Dabei entstehen außerdem Acetat, Wasserstoff und Kohlendioxid, welche als Ausgangsprodukte für die Methanbildung dienen. Das Verhältnis der in dieser Phase entstehenden Produkte zueinander ist vom Wasserstoffpartialdruck, d.h. der Konzentration an elementarem Wasserstoff abhängig. Je niedriger dieser ist, desto höher ist der Anteil an entstehendem Acetat.

In der Essigsäurephase (Acetogenese) werden die organischen Säuren und Alkohole von acetogenen Bakterien zu Essigsäure, Wasserstoff und Kohlendioxid abgebaut. Diese Produkte dienen den methanogenen Mikroorganismen als Substrat. Auch bei dieser Abbauphase spielt die H2-Konzentration eine entscheidende Rolle, da ein Anstieg des Wasserstoffpartial- drucks den Stoffwechsel der acetogenen Bakterien hemmt. Da die Mikroorganismen der Methanogenese auf die Funktionalität dieser Bakterien angewiesen sind, verbrauchen sie in dieser Phase den Wasserstoff zur Methanbildung und sorgen so für optimale Lebensbedingungen. Somit leben die Organismen beider Abbaustufen in einer mutualistischen Symbiose.

In der vierten und letzten Phase, der Methanbildungsphase (Methanogenese), werden die Produkte der vorangegangenen Phasen durch methanogene Mikroorganismen (Archaea) zu Methan, Kohlenstoffdioxid und Wasser umgesetzt.

(Fortsetzung auf Seite 7)

(Fortsetzung von Seite 6)

Gärtemperatur

Die Vergärung von Biomasse wird sehr von den Milieubedingungen der Umgebung beeinflusst. So spielt zum Beispiel auch die Arbeitstemperatur eine gewisse Rolle, da die Bakteriengruppen unterschiedliche Temperaturbereiche bevorzugen und die Abbaugeschwindigkeit beeinflusst wird.

Der größte Teil der bekannten Methanbakterien hat sein Wachstumsoptimum im mesophilen Temperaturbereich zwischen 32 - 42°C. Biogasanlagen, die im mesophilen Bereich arbeiten, sind in der Praxis am weitesten verbreitet, da in diesem Temperaturbereich eine relativ hohe Gasausbeute sowie eine gute Prozessstabilität erreicht werden.

Sollen durch Hygienisierung des Substrates gesundheitsschädliche Keime abgetötet werden oder werden Substrate verwendet, die mit hoher Eigentemperatur anfallen (z.B. Prozesswasser), bietet sich die thermophile Vergärung an. Diese hat eine Prozesstemperatur zwischen 50 - 57°C, wodurch eine höhere Gasausbeute erreicht wird. Jedoch wird in diesem Temperaturbereich mehr Energie für das Aufheizen des Gärprozesses benötigt. Außerdem ist der Gärprozess in diesem Temperaturbereich empfindlicher gegenüber Störungen oder Unregelmäßigkeiten in der Substratzufuhr oder der Betriebsweise des Fermenters.

Da die Bakterien bei ihrer "Arbeit" nur geringe Mengen an Eigenwärme produzieren, die nicht für das Erreichen der nötigen Umgebungstemperatur ausreicht, muss der Fermenter isoliert und extern beheizt werden, damit die optimalen Temperaturbedingungen der Bakterien erreicht werden können.

Gärsubstrate

Als Ausgangsstoffe für die Biogaserzeugung kommen grundsätzlich alle Arten von Biomassen in Frage, deren Hauptkomponenten sind

- Kohlenhydrate,
- Eiweiße,
- Fette,
- Cellulose und Hemicellulose

Nicht nutzbar für die Biogasproduktion durch die anaerobe Vergärung sind Substrate mit einem hohen Ligninanteil wie zum Beispiel Holz oder verholzte Biomasse.

Die grundlegenden Einsatzstoffe (Gärsubstrate) in landwirtschaftlichen Biogasanlagen sind Rinder- und Schweinegülle, aber auch Mist von Rindern, Schweinen oder Hühnern.

Dazu kommen mehr und mehr so genannte Kosubstrate, die den Biogasertrag erheblich steigern können.

Die für den energetischen Einsatz angebauten Pflanzen nennt man auch Energiepflanzen. Mit deren Hilfe kann jedes Jahr aufs Neue Biomasse bereitgestellt werden, um Strom, Wärme und Kraftstoff zu produzieren. Es ist bereits zu erkennen, dass sich ein entsprechender Markt für Biogassubstrate aus nachwachsenden Rohstoffen (nR) entwickelt hat und die Verwendung dieses Substrats weiter ansteigt.

So verteilt sich derzeit der Substrateinsatz in den bundesweit betriebenen Biogasanlagen auf 48 % tierische Exkremente, 26 % Bioabfälle und Reststoffe aus Industrie und Landwirtschaft sowie auf

(Fortsetzung auf Seite 8)

(Fortsetzung von Seite 7)

26 % nachwachsende Rohstoffe (nR). Als nachwachsende Rohstoffe kommen zum Beispiel Getreide, Gräser, Mais oder Sonnenblumen u.v.m. in Frage.

Neben den nachwachsenden Rohstoffen bzw. Energiepflanzen werden organische Rest-, Neben- und Abfallprodukte unterschiedlicher Branchen für die Biogasproduktion immer wichtiger. Denn sie bieten für die Landwirtschaft interessante Perspektiven. So werden auch außerlandwirtschaftliche Substrate, wie Rückstände aus der Lebensmittelindustrie (z.B. Trester, Schlempe, Fettabscheiderrückstände) Gemüseabfälle von Großmärkten, Speiseabfälle oder Rasenschnitt und Bioabfälle aus der Kommunalentsorgung für die Biogasproduktion genutzt. Und das schließt natürliche Stoffkreisläufe und sorgt so für die Rückführung der darin enthaltenen Nährstoffe in die Landwirtschaft.

Aufgrund besonders hoher Erträge pro Hektar wird Mais verstärkt in Biogasanlagen eingesetzt. Gehäckselt, und über eine Silierung haltbar gemacht, kann er zudem problemlos gelagert und der Biogasanlage beigemischt werden. Auch Grassilage, Rüben oder siliertes Getreide werden in Biogasanlagen vergoren. Aus ökologischen Gründen erproben Wissenschaftler momentan weitere Energiepflanzen und neue Fruchtfolgen und Anbausysteme.

Für weitere Informationen zu Energiepflanzen und deren optimierte Anbausysteme besuchen Sie die Energiepflanzenseiten der FNR (http://www.energiepflanzen.info/index.php?id=1538).

Hemmstoffe

Der Vergärungsprozess ist empfindlich gegenüber Störungen. Diese können aus betriebstechnischen Gründen hervorgehen oder durch Hemmstoffe hervorgerufen werden. Hemmstoffe können bereits in geringen Mengen negativ auf die Bakterien und somit auf den Abbauprozess wirken.

Diese werden zum Einen durch die Substratzugabe in den Fermenter eingebracht oder gehen zum Anderen aus Zwischenprodukten einzelnen Abbauschritten hervor.

So kann z.B. eine übermäßige Substratzugabe in den Fermenter den Gärprozess hemmen, da sich grundsätzlich jeder Inhaltsstoff eines Substrates in zu hohen Konzentrationen schädlich auf die Bakterien auswirken kann.

Zudem können Desinfektions- und Hygienisierungsmittel, Antibiotika, Lösungsmittel, Herbizide oder Schwermetalle den Gärprozess bereits in geringen Mengen hemmen. Dies gilt auch für wichtige Spurenelemente. Diese können in zu hohen Konzentrationen toxisch für die Bakterien sein, da Mikroorganismen auch für diese Stoffe eine gewisse Toleranz besitzen.

Der Schwefelwasserstoff ist wiederum ein Produkt des Gärprozesses, welcher in gelöster Form als Zellgift ebenfalls den Abbauprozess hemmen kann. Schwefel ist allerdings ein essentielles Spurenelement und damit ein wichtiger Mineralstoff der methanbildenden Bakterien.

Auch zu hohe Ammonium-Konzentrationen hemmen die Methanproduktion, weshalb Geflügelkot und gelegentlich auch Schweinegülle verdünnt oder mit stickstoffarmen Kosubstraten vermischt werden.

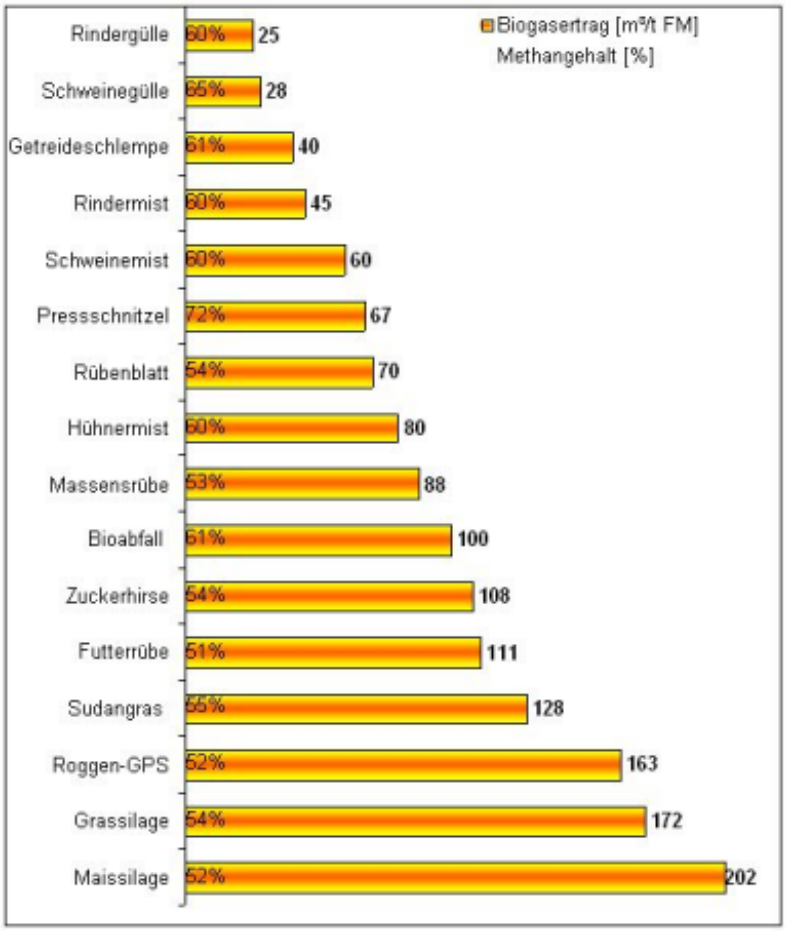
Biogasausbeuten

Wie viel Biogas in einer Biogasanlage produziert wird, hängt im Wesentlichen von der Zusammensetzung der eingesetzten Substrate ab. Die Biogasausbeute ist nicht nur substratspezifisch, sondern muss vor allem unter den jeweils vorherrschenden Randbedingungen (z.B. Temperatur, Verweilzeit, Verfahren und vorhandene Hemmstoffe) beurteilt werden. So ist zu erklären, dass es zum Teil zu erheblichen Streuungen für gleiche Substrate kommt.

(Fortsetzung auf Seite 9)

(Fortsetzung von Seite 8)

In der folgenden Darstellung werden durchschnittliche Biogasausbeuten verschiedener Substrate [m³ Biogas / t FM Substrat] dargestellt. Diese angegebenen Gaserträge eignen sich als Richtwerte.



Datenquellen: Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung (FNR 2006);
Datensammlung Energiepflanzen (KTBL 2006)

Trockenfermentation

Als Trockenfermentation werden die Vergärungsverfahren bezeichnet, bei dem das zu vergärende Material weder pump- noch fließfähig ist und zudem eine stichfeste Konsistenz aufweist.

Eine strikte Unterteilung der Verfahren in Nass- und Trockenfermentation ist aus biologischer Sicht eigentlich irreführend, da die am Vergärungsprozess beteiligten Bakterien in jedem Fall ein feuchtes Milieu für ihr Überleben benötigen. Für den Gärprozess wird bei der Trockenfermentation dennoch kein flüssiges Substrat erforderlich. So können z.B. auch Ackerbauern zu Energiewirten werden, weil Energiepflanzen, Ernterückstände und biogene Abfälle kontinuierlich oder diskontinuierlich auf diese Art vergoren werden können. Während bei der kontinuierlichen Trockenvergärung konstant frisches Substrat in den Gärraum eingebracht und Gärreste entnommen werden, muss bei der diskontinuierlichen Vergärung die gesamte Anlage alle drei bis sechs Wochen zum Ausleeren und zur Neubefüllung mit Substrat heruntergefahren werden.

(Fortsetzung auf Seite 10)

(Fortsetzung von Seite 9)

Die Verfahren zur Trockenfermentation stellen eine Alternative zur weit verbreiteten Nassvergärung dar. Weitere Informationen zur Trockenvergärung finden Sie in unserer Mediathek (http://www.bio-energie.de/service/literatur.html) unter dem Stichwort "Trockenvergärung" bzw. "Trockenfermentation".

Archiv-Nachricht vom 12.01.2007 - Quelle: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR):

Gas auch ohne Gülle

Pirow: Feststoffvergärung der Nassvergärung ebenbürtig

Wer Biogas erzeugen will, kann auf Gülle künftig verzichten. Auch mit nachwachsenden Rohstoffen und biogenen Reststoffen allein lassen sich hohe Gaserträge erzielen. So die Ergebnisse der Wissenschaftler des Leibniz-Instituts für Agrartechnik Bornim. Mit Förderung durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe hatten sie den Betrieb der Trockenfermentationsanlage in Pirow wissenschaftlich begleitet.

Und in Pirow nicht nur ihre Nasen, sondern auch ihre Messgeräte in Substrate, Gärreste und Gase gesteckt. Das Fazit der gut einjährigen Forschungen: die Methanerträge der Feststoffvergärung stehen denen der Nassfermentation in nichts nach. Eine Erkenntnis, auf die reine Ackerbauern sehnsüchtig warten, waren sie doch bislang von der Biogaserzeugung ausgeschlossen.

Drei gasdichte Garagenfermenter bilden das Herzstück der Anlage der Loock Biogassysteme GmbH im brandenburgischen Pirow. Von einer 150 Kubikmeter großen Garage unterscheidet einen Fermenter nicht nur Belüftungs-, sondern auch Berieselungstechnik. Denn nur wenn die Biomasse vorbelüftet und während des Vergärens regelmäßig mit Flüssigkeit aus vorangegangenen Gärprozessen benetzt wird, können die Bakterien sie richtig abbauen.

Die konkreten Gärversuche liefen über sieben Wochen: Mischungen aus 60 % Maissilage, 13 % Gärrest und 27 % Putenmist wurden vergoren und kontinuierlich beobachtet. Auf die Gaserträge hatten die Wissenschaftler ein besonders waches Auge. Denn sie sollten zeigen, ob die Trockenvergärung mit der Nassvergärung mithalten kann. Sie kann: Erträge von 90 Kubikmeter Methan pro Tonne Frischmasse sind denen konventioneller Anlagen vergleichbar.

Nun gilt es, am Verfahren so zu feilen, dass die Erträge noch besser werden. Vor allem, was den Prozesswasserkreislauf betrifft, besteht noch Spielraum, den die am Projekt beteiligten Partner weiter ausreizen wollen. Nicht nur in Pirow, sondern zum Beispiel auch an der ebenfalls von der FNR geförderten Anlage in Clausnitz. Ihre Tauglichkeit hat die Trockenvergärung nun jedenfalls auch wissenschaftlich unter Beweis gestellt.

Weitere Informationen finden interessierte Leser bei www.fnr.de.

Fazit

Es tut sich einiges auf dem Sektor Biogas: Nassfermentation, Trockenfermentation, Optimierungen, Verbesserung der Ausbeute usw. und eine rasche Zunahme der Biogas-Anlagen auf über 4.100 mit einer installierten elektrischen Gesamtleistung von rund 1.650 MW im Jahr 2009. Ein nächster Schritt könnte der Ausbau von Biogasanlagen zu Biowasserstoff-Fabriken sein - so, wie wir dies im letzten Beitrag in dieser Ausgabe: „Ausblick - Biogas ./. Biowasserstoff“ darstellen.

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei den benannten Quellen und Manfred Richey, Nürtingen.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung durch die Autoren.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Biogas aus Press-Saft - Manfred Richey

Synthetic Natural Gas (SNG) – erster Schritt – biochemische Vergärung

Das Scheffer-Verfahren

Biogas aus Press-Saft zu erzeugen ist eine neuere Methode, die eine höhere Ausbeute ermöglicht. Hier wird das so genannte „Scheffer-Verfahren“ - benannt nach Konrad Scheffer, einem emeritierten Professor der Gesamthochschule Kassel – kurz dargestellt:

Die eingesetzte Biomasse wird in einem ersten Schritt mit Hilfe von Pressen (z.B. Schneckenpressen) ausgepresst und dann in Press-Saft und Pressgut getrennt.

Im Presssaft ist neben den wasserlöslichen Mineralstoffen auch ein erheblicher Anteil an organischen Verbindungen enthalten. Diese zeichnen sich durch eine hohe und effiziente Vergärbarkeit in einer Biogasanlage zu Methangas aus. Somit werden sehr kurze Verweilzeiten im Fermenter erreicht. Durch die mechanische Entwässerung werden überproportional hohe Anteile an Nährstoffen (Mineralstoffe) aus der Ausgangssilage in den Presssaft überführt.

Zugleich wird damit der Mineralstoffgehalt im Presskuchen reduziert. Dies ist besonders interessant hinsichtlich von Mineralstoffen, die bei der Verbrennung negative Auswirkungen aufweisen: Stickstoff, Kalium und Chlor. Dadurch wird ein umwelt- und anlagenverträglicherer Brennstoff hergestellt.

Zusätzlich wird über den höheren Mineralstoffgehalt im Presssaft eine überproportional hohe Rückführung von Nährstoffen in den landwirtschaftlichen Kreislauf ermöglicht, da der Presssaft nach der Nutzung in der Biogasanlage als Dünger wieder auf die Felder gelangt.

Mit dem Biogas wird in einem Blockheizkraftwerk Strom und Wärme erzeugt. Der Strom wird ins Netz eingespeist, die entstehende Wärme dazu genutzt, das Pressgut zu trocknen. Da im Pressgut ein Großteil der Mineralstoffe enthalten ist, erhält man einen Brennstoff, der mit Holz vergleichbare Brenneigenschaften hat. Zusammen mit anderen regenerativen Brennstoffen (Rest- und Knickholz) lässt sich damit ortsnah ein Netz für die Wärmeversorgung aufbauen.

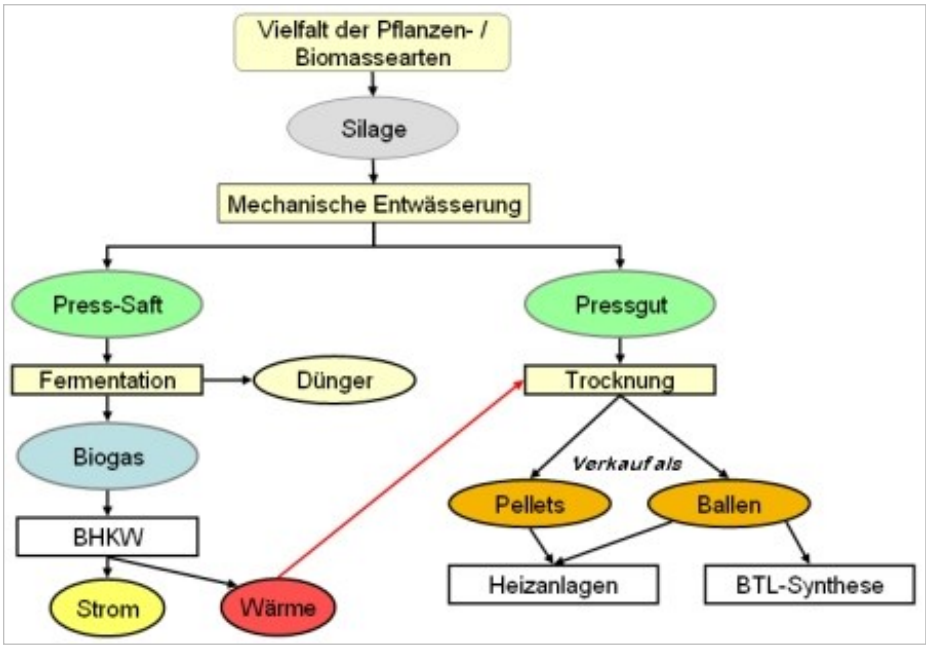


Bild 1: Prinzipdarstellung des Scheffer-Verfahrens (eigene Grafik)

Das Scheffer-Verfahren bietet gegenüber herkömmlichen Biogasanlagen etliche Vorteile, dazu gehö-

(Fortsetzung auf Seite 12)

(Fortsetzung von Seite 11)

ren:

- Hohe Effizienz: Bei der Verwertung der biogenen Stoffe wird bis zu 70 % der in der Trockenmasse enthaltenen Energie nutzbar gemacht, während man bei herkömmlichen Anlagen mit rund 50 % rechnet.
- Kurze Wege: Weil die Abwärme vollständig zur Trocknung der Brennstoffe genutzt wird, muss nicht die Nähe von Wärmeverbrauchern gesucht werden. Transportwege werden somit minimiert und der unvermeidliche Verkehr wird aus den Ortschaften weitestgehend herausgehalten.
- Geringe Qualitätsanforderungen an die Biomasse: Es gibt eine große Palette an möglichen Substraten. Dies ist insbesondere im Hinblick auf künftige züchterische Entwicklungen bei den eingesetzten Pflanzen und zur Vermeidung von Monokulturen von großem Interesse.
- Hohe Wirtschaftlichkeit: Anlagen zur energetischen Verwertung von Biomassen sind wirtschaftlich abgesichert durch ein zweites marktfähiges Produkt, die bei dem Verfahren gewonnenen Brennstoffe.
- Berücksichtigung ökologischer Forderungen: Da fast alle Arten von Pflanzen genutzt werden können, auch sog. Unkräuter, und die Ernte vor der Blüte und somit vor dem Samenflug erfolgt, kann der Einsatz von Spritzmitteln erheblich reduziert, wenn nicht ganz ausgesetzt werden.

In einer Objektstudie für Akku-Molfsee wurde eine Anlage mit einer elektrischen Leistung von 1 MW durchgerechnet. Dabei ist man zu folgendem vorläufigen Ergebnis gekommen:

Die Kosten für eine solche Anlage liegen bei etwa 10,0 Mio. Euro.

Für den Betrieb wird ein Biomassebedarf von 15.000 tTM/a (1*) benötigt. Das entspricht einem geschätzten Flächenbedarfs-Äuqivalent von ca. 800 ha.

(1*) Tonnen Trockenmasse / Jahr

Mit dem erzeugten Strom könnten 1.700 Haushalte versorgt werden, mit dem aus der festen Masse gewonnen Brennstoff 2.200 Haushalte mit Wärme.

Eine Kostenberechnung für ein anderes Projekt geht von rund 3 Mio. Euro für eine 1 MW-Anlage aus. Als Nenn-Leistung für das BHKW werden 1.074 $kW_{(el)}$ und 900 $kW_{(th)}$ angegeben. Dort sind folgende Substrate vorgesehen:

Maissilage von ca. 340 ha = 15.000 Tonnen / Jahr
Grassilage von ca. 50 ha = 1.830 Tonnen / Jahr
GPS - Roggen von ca. 35 ha = 1.470 Tonnen / Jahr

Insgesamt also rund 18.300 tTM/a von ca. 425 ha Fläche.

So viel zum Thema „Biogas aus Press-Saft“. So weit – so gut. Es gibt zwei Gründe, warum das Biogas-Konzept nach dem Scheffer-Verfahren uns nicht so wirklich überzeugen kann:

1. **„BioLog: Neues Bioenergie-Logistikkonzept noch nicht voll ausgereift“** - diesen Beitrag aus dem Pressearchiv von www.nachwachsenderohstoffe.de, der einige Probleme aufzeigt, stellen wir im nächsten Beitrag vor.

2. Vergleich Biogasanlage versus Biowasserstoff-Anlage

Vergleicht man die Zahlen mit den Berechnungen von Karl-Heinz Tetzlaff für eine Biowasserstoff-Anlage, so ergibt sich folgender Unterschied:

50 MW-Biowasserstoff-Anlage (Prototyp) für rund 40 Mio. Euro, etwa ab der sechsten Anlage kann mit einem reduzierten Kostenaufwand von ca. 20 Mio. Euro pro 50-MW-Anlage gerechnet werden.

40 Mio. Euro geteilt durch 50 MW entspricht rund 800 Euro / kW beim Prototyp bzw. 20 Mio. Euro geteilt durch 50 MW entspricht rund 400 Euro / kW ab der sechsten Anlage.

(Fortsetzung auf Seite 13)

(Fortsetzung von Seite 12)

Im Vergleich dazu die Biogas-Anlage mit 10 Mio. Euro geteilt durch 1 MW = 10.000 Euro / kW.

Bei dem zweiten erwähnten Projekt mit rund 3 Mio. Euro für eine 1 MW-Anlage ergeben sich folgende Werte: 3 Mio. Euro geteilt durch 1 MW = 3.000 Euro / kW. **Auch dieser Wert für eine Biogas-Anlage liegt um ein Mehrfaches über dem einer Biowasserstoff-Anlage, die für rund 800 Euro / kW (Prototyp!) bzw. 400 Euro / kW ab der sechsten Anlage zu haben wäre.**

Bei der Biogasanlage rechnet man mit rund 70 % Ertrag der in der Trockenmasse enthaltenen Energie, bei der Biowasserstoff-Anlage kann man mit Werten von über 90 % rechnen.

Wo also liegt der Haken?

Das erste Problem: An Biogasanlagen wird eifrig geforscht und es gibt inzwischen eine größere Zahl von Anlagen. Es gibt Fördermittel (Subventionen) und Zuschüsse. Mit der Biowasserstoff-Technologie befasst man sich weniger intensiv – also gibt es zurzeit (noch) keine Referenzanlagen. Allerdings dürfte sich das sehr bald ändern. Dann kann man die wertvolle Biomasse in solchen Anlagen noch effizienter in Biowasserstoff umwandeln, diesen direkt verwenden und auch Strom und Wärme daraus erzeugen.

Wenn dann noch der Biowasserstoff direkt und praktisch verlustfrei per Rohrleitungen zu den Haushalten, Fabriken und sonstigen Verbrauchern geleitet wird und dort mittels Brennstoffzellen in Strom und Wärme (bzw. Kühlung im Sommer) umgewandelt wird, kann eine noch bessere Effizienz bei der Nutzung erreicht werden.

Das zweite Problem ist das **„Denken in alter Technologie“**. Heute geht man (noch immer) davon aus, dass Energie in Strom umgewandelt werden muss, der dann über Verteilernetze – nach Abzug der Übertragungsverluste – zu den Abnehmern geleitet wird. Die bei der Stromerzeugung entstehende Wärme kann man nicht oder nur zum Teil nutzen. Wärme lässt sich nicht verlustfrei über größere Distanzen übertragen. Das zuvor beschriebene Scheffer-Verfahren zeigt immerhin einen guten Weg auf, die Prozesswärme für die Trocknung des Pressgutes der Biomasse zu nutzen. Doch dann wird das Pressgut zu Pellets verarbeitet und in Heizkesseln verbrannt, um daraus Wärme zu erzeugen. Alternativ wird es zu Ballen verarbeitet und mittels BTL-Synthese zu Treibstoff verarbeitet. Zudem gibt es noch Probleme, wie im folgenden Beitrag „BioLog: Neues Bioenergie-Logistikkonzept noch nicht voll ausgereift“ gezeigt.

Wäre es da nicht viel besser, gleich in die Biowasserstoff-Technologie zu investieren und diese so schnell wie möglich serienreif zu machen? Biowasserstoff könnte direkt genutzt werden und die Umwandlungsverluste wären geringer. Das würde aber einen Umstieg von der derzeit vorherrschenden Stromwirtschaft auf eine Wasserstoffwirtschaft erfordern – also der Einstieg in eine neue und moderne Technologie.

Doch das muss erst in den Köpfen der Entscheidungsträger aus Politik und Wirtschaft ankommen – was wohl noch eine Weile dauern könnte...

Einen Vergleich im Beitrag ‚Ausblick - Biogas ./. Biowasserstoff‘ (weiter hinten in dieser Ausgabe) zeigt die mögliche Steigerung der Energieerzeugung wenn man eine Biogasanlage für die Herstellung von Biowasserstoff konzipieren würde. Aber ‘man‘ denkt weiterhin in Strom und Erdgas. Wasserstoff? - damit kann man doch nichts anfangen...

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Manfred Richey, Nürtingen.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

BioLog - Neues Bioenergie-Logistikkonzept noch nicht voll ausgereift

Manfred Richey

Biogas-Anlagen sind schon lange - zum Teil sehr lange - auf dem Markt und im praktischen Einsatz. Es werden viele Anstrengungen unternommen, diese Technologie weiter zu verbessern und zu optimieren - das ist auch gut so. Dennoch zeigen sich immer wieder auch Probleme, von denen wir hier einige vorstellen wollen.

Quelle: Pressearchiv www.nachwachsenderohstoffe.de - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)

Presse-Archiv

06.10.09

„BioLog: Neues Bioenergie-Logistikkonzept noch nicht voll ausgereift“

Ökobilanz und Ökonomie sind Knackpunkte

2006 traten 8 Projektpartner aus Industrie und Wissenschaft an, frisch geerntete Biomassen besser für die Erzeugung von Strom, Wärme oder synthetischen Kraftstoffen nutzbar zu machen. Da frische Biomasse aufgrund ihres hohen Wassergehaltes nicht konservierbar und relativ energiearm ist, sollte sie nach dem neuen Konzept namens BioLog (Biomasse-Logistik) zunächst siliert und anschließend in eine Flüssig- und eine Festphase aufgetrennt werden, um so die Umwandlung sowohl zu Biogas als auch zu pelletierten Festbrennstoffen zu ermöglichen. Gleichzeitig sollten die Nährstoffe in den landwirtschaftlichen Kreislauf zurückgeführt werden.

Die Ergebnisse des Forschungsvorhabens zeigen, dass das Verfahren im Grundsatz funktioniert, die Energie- und Stoffbilanzen jedoch keinen wirtschaftlichen Betrieb erwarten lassen. Das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) hat das Vorhaben über seinen Projektträger, die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), gefördert.

Der Ansatz basierte auf einem Konzept der Universität Kassel, wonach durch Auftrennung der Energiepflanzen in feste und flüssige Komponenten deutliche Effizienzsteigerungen gegenüber der konventionellen Biogasnutzung möglich seien. Während die nährstoffreiche Flüssigphase in der Biogasanlage vergoren werden sollte, war die nährstoffarme Festphase für die emissions- und schlackenarme Verbrennung prädestiniert. Mit den Gärrückständen wiederum sollten die Nährstoffe weitgehend auf den Acker zurückgelangen. So weit die Theorie.

Die unter Praxisbedingungen erfolgten Pressversuche führten allerdings nicht zu dem erwarteten hohen Entwässerungsgrad und so zu einer nur ungenügenden Verlagerung der Nährstoffe in die Flüssigphase. Dadurch lag der im Gärrest vorhandene Nährstoffgehalt zu niedrig, um nach Ausbringung auf den Äckern einen wesentlichen Beitrag zur Nährstoffversorgung der Energiepflanzen zu leisten. Zudem war es nicht möglich, mit der Biogaserzeugung den gesamten Prozessenergiebedarf für die weitere Aufbereitung der Feststoffe autark zu decken. Damit kann der Prozess weder energieautark durchgeführt noch der Mineraldüngerbedarf wesentlich reduziert werden. Insofern bestehen noch große Optimierungspotenziale bei der mechanischen Entwässerung und der thermischen Trocknung.

Hinzu kommt, dass sich die nährstoffhaltigen Biomasse-Pellets als schwieriger, zu Verschlackungen neigender Brennstoff erwiesen. Bei der Vergasung gelang es hingegen, Fischer-Tropsch-taugliche Synthesegase zu erzeugen, mit denen die Herstellung von BtL-Kraftstoffen möglich wäre. Versuche zur Düngeeignung der Aschen aus Vergasung und Verbrennung brachten keine eindeutigen Ergebnisse, hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

(Fortsetzung auf Seite 15)

(Fortsetzung von Seite 14)

So lange es nicht gelingt, die Nährstoffe bei der Auftrennung der Biomasse möglichst vollständig im Presssaft anzureichern, kann das eigentlich viel versprechende BioLog-Konzept nur eingeschränkt funktionieren. Die dann notwendige externe Wärme- und möglicherweise auch Nährstoffzufuhr sowie die technischen Probleme bei der Verbrennung gestalten das Verfahren unwirtschaftlich, zudem fallen Energiebilanz und Treibhausgas-Einsparung vergleichsweise schlecht aus. Dennoch stellen die BioLog-Arbeiten eine wichtige Grundlage für die Weiterentwicklung von Verfahren zur Gewinnung von Bioenergie dar.

Die Abschlussberichte stehen unter folgenden Förderkennzeichen in der Projektdatenbank auf www.fnr.de zur Verfügung: 22031405, 22031505, 22031605, 22031705, 22031805, 22031905

Am Projekt beteiligte Partner:

- Forschungszentrum Karlsruhe
- Leibniz-Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim
- Anhydro GmbH
- Johann-Heinrich von Thünen-Institut
- Amandus Kahl GmbH
- Clausthaler Umwelttechnikinstitut

Unterauftragnehmer:

- Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
- Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg

So weit die Ausführungen aus dem Pressearchiv www.nachwachsenderohstoffe.de - Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)

Fazit

Die Probleme und Nachteile des Scheffer-Verfahrens liegen auf der Hand, deshalb bedarf es einer „geistigen Weiterentwicklung“ dieser grundsätzlich genialen Idee. Das ist bereits geschehen. Bei der Erzeugung von Biowasserstoff durch Nutzung von Press-Saft und Press-Kuchen ist es nicht erforderlich, die Biomasse mechanisch so stark zu entwässern und die energieaufwändige Aufbereitung der Reststoffe für den Verbrennungsprozess (Biopellets) kann durch Vergasung mit integrierter Dampftrocknung umgangen werden. Die Gär- und Vergasungsreste zusammen ergeben einen wertvollen Dünger zum Schließen des Nährstoffkreislaufes.

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei den benannten Quellen und Manfred Richey, Nürtingen.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Biogas einmal anders - Manfred Richey

Biogas Kleinstanlage für Afrika

Wir propagieren in unserem Biowasserstoff-Magazin ja eigentlich Biowasserstoff und zeigen dessen Vorteile auf – auch gegenüber dem heute schon verfügbaren Biogas und den dazu vorhandenen Anlagen. Aber es gibt Fälle und Anwendungen, da ist Biogas die bessere Lösung. Zum Beispiel in Kleinstanlagen, die wir im folgenden Bericht vorstellen wollen.

Im Leistungsbereich von 10 kW bis hin zu einigen 100 kW rechnen sich Biowasserstoffanlagen nicht bzw. ist dieser Leistungsbereich viel zu klein, um dafür eine Biowasserstoffanlage zu bauen. Daher sind solche Biogas-Kleinstanlagen eine ideale Ergänzung. Gerade auch in Gebieten ohne Infrastruktur für die Verteilung der so gewonnenen Energie. Was nützen 50 MW Biowasserstoff, wenn weder die Infrastruktur (Straßen, Transportfahrzeuge usw.) zur Anlieferung der Biomasse noch Rohrleitungen oder Stromnetze für die Verteilung der gewonnenen Energie vorhanden sind?

Ein kleines Dorf in Afrika dagegen kann mit Biogas aus einer solchen Kleinstanlage hervorragend mit umweltfreundlicher Energie versorgt werden. Wenn eine Anlage nicht reicht, dann baut man eben zwei, drei oder mehrere – idealerweise identisch aufgebaut, mit gleicher Leistung und gleichen Teilen. Das hat neben der einfacheren Wartungs- und Reparaturmöglichkeit den weiteren Vorteil der Redundanz. Fällt eine Anlage aus, so steht dennoch nicht gleich das gesamte Dorf ohne Energie da.

Als Biomasse dienen Schlachtabfälle. Auch Rindermist und -gülle sind geeignet. Während früher der Mist getrocknet und direkt für die Feuer zum Kochen verwendet wurde, kann nun daraus Biogas erzeugt und zum Kochen und für die Stromerzeugung verwendet werden. Ein bescheidener Anfang für ein besseres Leben – auch in Afrika.

Teurer Treibstoff für Diesel-Stromgeneratoren braucht auch nicht mehr beschafft werden. Das spart Geld und bringt ein großes Stück Unabhängigkeit für die Dorfbewohner. Und so ganz nebenbei entfällt die CO2-Belastung aus den Abgasen der Dieselgeneratoren und aus dem direkten Verbrennen von getrocknetem Rindermist.

Den folgenden Beitrag „Qualität aus Bayern für Afrika“ drucken wir mit freundlicher Genehmigung von Walter Danner, BME GmbH ab.

Qualität aus Bayern für Afrika

Der Anlagenbauer BME aus Simbach in Niederbayern installiert seine Anlagen nicht nur in hiesiger Region, sondern in der ganzen Welt. Erst jüngst fertigten die Mannen um Walter Danner und Max Dallinger einen Biogasfermenter in Afrika. In Bungoma in Kenia verwertet eine Hydrolyse-Anlage vom Typ Rottaler Modell Schlachtabfälle in Strom und Dünger. Die Anwohner sind begeistert: Während das öffentliche Stromnetz häufig zusammenbricht, besticht die Anlage durch konstante Stromerzeugung.

Bungoma/Kenia/Wurmannsquick - Die ganze Stadt lag im Dunkeln, weil wieder einmal der Strom ausgefallen war. Nur das Schlachthaus war hell erleuchtet. Gerne erinnert sich Alexander Varghese, Direktor der UNIDO (United Nation Industrial Development Organisation) in Kenia, an dieses Bild. Schließlich war es der Beweis eines Versuchs, der vor einem Jahr seinen Anfang nahm.

Mitte des Jahres 2008 noch erntete der Direktor ungläubige Blicke bei den Verantwortlichen in Bungoma, als er den Vorschlag unterbreitete, die Abfälle und das Abwasser des städtischen Schlachthofs mit Hilfe einer Biogasanlage zu Strom zu verwandeln. Zwar kennen Afrikaner Biogasanlagen, doch sie werden in abgewandelter Form genutzt: Mit Rindermist gefüttert, erzeugen die Einfachanlagen Biogas, das für das Kochen verwendet wird. Stromerzeugung wurde bislang mit Biogasanlagen nicht in Verbindung gebracht. Dabei ist es gerade Strom, den Alexander Varghese braucht. Die UNIDO hat sich zur Aufgabe gemacht, handwerkliche und industrielle Prozesse in Entwicklungsländern zu

(Fortsetzung auf Seite 17)

(Fortsetzung von Seite 16)

verbessern. Oftmals fehlt Strom als Energiequelle. Eine Stromproduktion mit Dieselgeneratoren scheidet für diese Region aus, weil der Kraftstoff zu teuer ist. Zudem führt der Kauf von Diesel zum Abfluss von Geld – Geld, das dringend für den Aufbau benötigt wird.

Von daher arbeitet Alexander Varghese mit lokalen, regenerativen Energiequellen wie beispielsweise Kleinwasserkraft, Photovoltaik, Pflanzenöl und auch Biogas. Die bislang in Kenia genutzten Biogasanlagen – meist nach indischem und chinesischem Vorbild gebaut – überzeugten den UNIDO-Direktor nicht, weil die Biogasausbeute zu gering war; zudem können diese Anlagen keine Abfälle verwerten. Varghese suchte deshalb nach einem leistungsfähigen Fermenter und fand ihn im Konzept der BME.

„Wir trafen uns vor drei Jahren das erste Mal“, erinnert sich Walter Danner, Mitarbeiter der BME aus Simbach (Bayern), nicht ohne Stolz. Damals habe er in Kochin in Indien einen Vortrag über seine Biogasanlagen gehalten. Varghese habe den Vortrag gehört und sei gleich danach auf ihn zugegangen. Seither hat sich eine konstruktive Zusammenarbeit zwischen der BME und der UNIDO entwickelt. Die erste Kleinanlage mit rund 10 kW Leistung errichteten Danner und Dallinger im Jahr 2007 in Mombasa (Kenia). Es folgten weitere in Murang'a und Homabay (Kenia). Neben dem kürzlich fertig gestellten Fermenter in Bungoma plant die BME noch weitere vier Anlagen in Dagoretti (Kenia), Sansibar, Tansania und Ruanda.

Beim Aufbau der Klein-Biokraftwerke muss stets improvisiert werden. „Im Prinzip schicken wir nur die wichtigsten Elemente nach Afrika“, so Danner. Es sind dies: der Gasmotor, Fermentersäcke, Rohre und Anschlüsse. Der Rest passiert vor Ort. Im Moment bedient sich die BME zweier Strategien: Zum einen über einen gemauerten Fermenter, der nur mit einem Foliensack ausgekleidet wird, und zweitens über die Installation der Anlage in einem 20-Fuß-Container.

Ein Bewohner von Bungoma rührt die Schlachtabfälle im Hydrolysetank.

In Bungoma entschieden sich Danner und Dallinger für die gemauerte Version. Die Batch-Hydrolyse erfolgt in 2 m³ großen Wassertanks. Daran schließt sich der gemauerte Fermenter mit einem Foliensack von etwa 25 m³ an. Rührwerke werden nicht gebraucht, weil nur Flüssigkeit aus der Hydrolyse verwendet wird. Die Gärreste lagern in einem umfunktionierten Wassertank aus lokaler Fertigung. Als Gasmotor dient ein von Dallinger modifizierter Baustromgenerator mit einer Leistung von 10 kW. Das gewonnene Biogas wird in einem Foliensack zwischengespeichert und mit Hilfe eines biologischen Prozesses entschwefelt und entfeuchtet.

(Fortsetzung auf Seite 18)

(Fortsetzung von Seite 17)

Die Anwohner und Verantwortlichen in Bugoma sind zufrieden mit dem Produkt. Die Anlage mit vorgeschalteter Hydrolysestufe verwertet die Schlachtabfällen gut: In der ersten Stufe der Hydrolyse und Versauerung zerkleinern die Bakterien die energiereichen Schlachthofabfälle zu Fettsäuren. In der zweiten Stufe, der Methanisierung, wandeln die Bakterien im klassischen Fermenter die Fettsäuren in Biogas um.

Das gewonnene Biogas treibt Motor und Generator für die Stromerzeugung an. Der Strom wiederum treibt die Maschinen im Schlachthaus an. Seitdem das Schlachthaus an die Biogasanlage angeschlossen ist, brauchen die Arbeiter den täglich vorkommenden Stromausfall nicht mehr zu fürchten. Schließlich liefert das Rottaler Modell konstanten Strom. Sogar zuviel: So wird der Überschussstrom in Batterien eingespeist. Der Strom treibt auch die Umwälzpumpen der Solaranlagen für Warmwasser an. Warmwasser, das dem Biogasfermenter zugeführt wird, um eine optimale Betriebstemperatur von 37° C zu erreichen: der Temperatur, bei der die Bakterien die höchste Leistung erbringen.

Unter kenianischem Himmel: Die von BME installierte Biogasanlage in Bungoma.

Diese Fermenterheizung ist ebenfalls ein technologisches Novum in Afrika. Bisherige Biogasanlagen arbeiteten ohne Heizung. Mit der Folge von geringen Ausbeuten bei kaltem Wetter. „Zwar gab es bei warmen Wetter höhere Ausbeuten, doch insgesamt waren die Menschen ob der Unzuverlässigkeit der Anlagen nicht zufrieden“, erläutert Danner die Hintergründe.

In Bungoma arbeiten die Verantwortlichen bereits an neuen Plänen: Die Häute der geschlachteten Rinder sollen nun in einer kleinen Gerberei weiterverarbeitet werden. Dieser Schritt erhöht die Wertschöpfung vor Ort und generiert Arbeitsplätze und Einkommen – ganz im Sinne der UNIDO.

Das Rottaler Modell in Bungoma hat zudem zu einem weiteren positiven Effekt geführt: „Jetzt freuen sich die Anwohner, dass das Rinnsal mit den Schlachthofabwässern trockengelegt und der Gestank verschwunden ist“, erläutert Danner. Aus den Abfällen der Biogasanlage wird zudem wertvoller Dünger erzeugt, der auf Felder und Gärten gebracht zu höheren Ernten führt. Dadurch sparen sich die Bauern das Geld für den Kunstdünger.

Die Kunde vom erfolgreichen Projekt in Bungoma hat bereits die Ministerien der Hauptstadt erreicht. Jüngst besuchte der kenianische Staatssekretär des Energieministeriums das kleine Dorf. Dabei sagte er: „Kenia ist bereits seit 47 Jahren unabhängig und es hat solange gebraucht, aus Schlachthofabfällen Strom und Dünger zu gewinnen. Jetzt müssen wir weitermachen“.

(Fortsetzung auf Seite 19)

(Fortsetzung von Seite 18)

Ein Zweifel an Biogasanlagen herrscht in Bungoma nicht mehr. Ganz im Gegenteil: Die Anwohner möchten sich jetzt vom öffentlichen Stromnetz abkoppeln und lieber den Strom vom Schlachthof beziehen. Damit bei ihnen auch das Licht brennt, wenn Bungoma einmal mehr im Dunkeln liegt.

Das Biogas nutzen die Frauen von Bungoma zudem fürs Kochen.

Quelle: Text und Fotos: BME; Abdruck mit freundlicher Genehmigung von Walter Danner.

BME GmbH
Walter Danner
Tel. 09954-90240
w.danner@t-online.de

Fazit

Eine hervorragende Lösung für die vor Ort vorhandenen Gegebenheiten.

Dezentral, optimal angepasst, in eigener Regie der Dorfbewohner betrieben, unabhängig, ohne aufwendige Infrastruktur und ohne (gewinnabschöpfende) Großkonzerne.

Das hat Zukunft!

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei den benannten Quellen und Manfred Richey, Nürtingen.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Göteborg Energi - Torsten Pörschke

Biogas und SNG in Göteborg/Schweden

Eine Methangaswirtschaft weist eine ganze Reihe von Parallelen zur echten Wasserstoffwirtschaft auf. Auf Grundlage von in herkömmlichen Biogasanlagen und neuartigen Biomassevergasungsanlagen erzeugtem Biomethangas will der lokale Energieversorger der Stadt Göteborg sich Schritt für Schritt unabhängiger von ausländischen Energielieferungen machen und umweltfreundlicher werden. Grundgedanke dabei ist, dass selbst erzeugtes aufbereitetes Biomethan in das örtliche Stadtgasnetz eingespeist wird und dann für unterschiedliche Zwecke verwendet werden kann. Als Möglichkeiten stehen die Nutzung in einer KWK-Anlage der alten Art (Strom/Wärme, verteilt über getrennte Netze), der Einsatz als Brennstoff in Industriebetrieben/Wohnhäusern und die Nutzung als Treibstoff für PKW/LKW/Bus zur Auswahl. Damit ist Biomethan ein sehr vielseitig nutzbarer Energieträger.

Biogas-Bus in Linköping (Foto: Torsten Pörschke)

In Göteborg wurde 1846 die erste Gasanstalt in Schweden eröffnet. Erdgas gelangte zum ersten Mal 1988 in das verlegte Stadtgasnetz. 10 Jahre später konnte man Erdgas (CNG) tanken. Das Stadtgasnetz ist heute 3.300 m lang und versorgt 15.000 Kunden sowie 6.000 Fahrzeuge. Weitere 1.700 m Erdgasnetz (800 Kunden) sind bereits verlegt worden und wird weiter wachsen. Bis zu 300.000 Verbraucher in der Stadt benötigen Energie. Das Stadtgas ist früher unter Verwendung von Butan erzeugt worden. Seit einigen Jahren wird auch Erdgas dazu verwendet, welches man als Gas-/Luftgemisch (47/53 Prozent) aufbereitet in das Netz einspeist, um den entsprechenden Wobbe-Index für die End-

(Fortsetzung auf Seite 21)

(Fortsetzung von Seite 20)

geräte der Kunden zu garantieren. Mit der Kraft-/Wärmekopplungsanlage Rya ist ein Grundpfeiler des neuen Energiesystems aus Sicht von Göteborg Energi seit 2006 in Betrieb. Die Anlage leistet einen wichtigen Beitrag zur Versorgung der Stadt Göteborg. Mit 294 $MW_{(th)}$ und 261 $MW_{(el)}$ können 35 (1.250 GWh) bzw. 30 Prozent (1.450 GWh) des jährlichen Gesamtbedarfs bei einem Verbrauch von 300 Mio. Normkubikmetern gedeckt werden. Als Brennstoff dient Erdgas aus dänischen Nordseelagerstätten, im Notfall auch Erdöl Als Wirkungsgrad werden bis zu 92,5 Prozent angegeben. Die jährliche Betriebszeit beträgt 7 bis 8 Monate. Die Baukosten betrugen 2.200 Mio. SKr. Für den Standort waren die Nähe der Anschlüsse zum Fernwärme-, Strom- und Erdgasnetz ausschlaggebend. Das Kraftwerk soll in Zukunft möglicherweise auch mit Biomethan beliefert werden.

Für die Bereitstellung mit Energie für die Gasnetze erfolgt schrittweise ein Ausbau der Kapazitäten mit folgenden Anlagen:

Gasendal: **60 GWh/a** Biomethan in das Erdgasnetz seit April 2007; Aufbereitung mit Propan 95
Falköping ab 2009: Biomethan aus Haushaltsabfällen/Klärschlamm
Lidköping ab 2010: **60 GWh/a** Biomethan; Aufbau einer LCBG-Station (Abgabe von flüssigen/ gasförmigen Biomethan für Fahrzeuge/Schiffe)
BiG Project ab 2011: **25 GWh/a** Biomethan; Kooperation mit der Entsorgungsfirma Renova

Chalmers Wirbelschichtvergaser: 2 bis 4 $MW_{(SNG)}$
GoBiGas ab 2012, 2015 und 2016: **800 GWh/a**; 20+80 $MW_{(SNG)}$

Langfristig soll nach Vorstellungen der Projektingenieure Strom, DME (Dimethylether) und Wasserstoff auf Basis von Biomethan erzeugt werden. Wasserstoff kann noch viel besser und effektiver als Biomethan in Wärme, Strom und Mobilität umgewandelt werden. Das liegt an den KWK-Vorzügen von dezentral installierten Brennstoffzellen (90 Prozent Energienutzung zu jeder Jahreszeit) und ihren hohen elektrischen Wirkungsgraden in voll elektrifizierten Fahrzeugen (60 Prozent). Verbrennungsmotoren, die mit LBG oder CBG betrieben werden, können da nicht mit halten.

Linköping - Klärschlamm-Anlage

Linköping - Anlage für Energiepflanzen

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Torsten Pörschke, Pirna.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Aufbereitung von Biogas für das Erdgasnetz - Torsten Pörschke

Erdgas - aus den Tiefen ans Licht

Erdgas ist ein natürlicher Rohstoff. Vielen ist nicht bekannt, dass es sich bei diesem Energieträger um ein Gas handelt, das je nach erschlossenem Förderfeld chemisch unterschiedlich zusammengesetzt ist. Als Hauptbestandteil enthält es immer Methan (CH4). Daneben können auch andere Kohlenwasserstoffe (z.B. Ethan, Ethen, Propan, Butan) als Beimischungen vorliegen. Ist der Anteil dieser Komponenten hoch, spricht man auch von "nassem Erdgas".

Das gewonnene Erdgas enthält auch Kohlendioxid, Stickstoff und Schwefelwasserstoff. Bei der Aufbereitung wird es entschwefelt und das Kohlendioxid an die Atmosphäre abgegeben. Ob dieses "zusätzliche" CO2 bereits in die heutigen Emissionsberechnungen für Erdgas eingerechnet wird, wissen wir nicht. Manchmal wird das freiwerdende CO2 in nahe gelegene nicht mehr so ergiebige Erdöllagerstätten gepresst.

In Deutschland gibt es heute vier Versorgungsgebiete für Erdgas. Deutlich wird das durch unterschiedliche Handelssorten und die Trennung der Verteilernetze nach H- und L-Erdgas. Bei Erdgas "L" handelt es sich um eine energiearme Sorte, die aus 80 bis 87 Prozent Methan, bis zu 4 Prozent Alkanen und bis zu 11 Prozent Stickstoff bzw. Edelgase besteht. Aus solchen Quellen können auch größere Mengen von Helium gewonnen werden (z.B. USA). In Deutschland wird Erdgas der Qualität "L" gewonnen. Die Erdgassorte "H" liefert mehr Energie. Die in der Nordsee geförderten Mengen weisen ca. 89 Prozent Methan, 8 Prozent Alkane und 3 Prozent Stickstoff bzw. Edelgase auf. Aus Russland kommt "trockenes Erdgas" der Sorte "H" mit einem Anteil von 98 Prozent Methan.

Für die Versorger ist es nicht immer einfach, eine gleich bleibende Qualität für ihre Kunden sicherzustellen. Die Branche hat dazu entsprechende Regelungen erlassen und gewisse Qualitätsstandards definiert. Dazu gehören der Brennwert und der Wobbe-Index. Dennoch ist von Seiten der verarbeitenden Industrie immer mal wieder zu hören, dass der schwankende Energieinhalt pro Normkubikmeter ein Problem für bestimmte Prozesse und Verfahren darstellt. Der Brennwert (Ho) der Sorten L und H bewegt sich in einer Bandbreite von 30 bis 40 MJ/m³. Um Brenngase mit unterschiedlicher Qualität (Zusammensetzung) miteinander vergleichen zu können, wird der obere (Ws) bzw. untere (Wi) Wobbe-Index herangezogen. Eigentlich ist er ein korrigierter Brennwert (Ho) bzw. Heizwert (Hu) und wird mittels einer Formel bestimmt, in die auch das Dichteverhältnis von Brennstoff und Luft einfließen.

Zum Verständnis dazu folgende vergleichende Zahlen:

Methangas (100 %) CH4:	Ws = 53,45 MJ/m³
Erdgas Russland:	Ws = 53,21 MJ/m³
Erdgas Nordseeverbund:	Ws = 51,55 MJ/m³
Biomethangas (96 % CH4):	Ws = 51,03 MJ/m³
Biogas (65 Vol % CH4):	Ws = 28,44 MJ/m³

In Ferngasleitungen ankommendes Erdgas muss für den Transport in Pipelines zum Verbraucher aufbereitet werden. Neben der Entschwefelung wird das Gas auch getrocknet, d.h. von Wasseranteilen befreit. Das soll einen gleich bleibenden Brennwert gewährleisten und gleichzeitig Verunreinigungen an Armaturen vorbeugen.

Biomethan findet problematische Rahmenbedingungen vor

Eine Biomethanwirtschaft ist einer Biowasserstoffwirtschaft vom Wirkungsgrad her unterlegen. Auch wenn immer mehr Biogas in unzähligen Anlagen europaweit gewonnen und in das bestehende Erdgasnetz eingespeist wird, bleiben entscheidende Probleme bestehen. Bis überhaupt kein natürliches

(Fortsetzung auf Seite 23)

(Fortsetzung von Seite 22)

Erdgas mehr gefördert und transportiert wird, finden wir also generell ein Gasgemisch in den Verteilernetzen (Pipelines, Gasspeicher) vor.

Für die Einspeisung von Biogas sind mittlerweile Regeln erlassen worden, um weiterhin eine relativ gleich bleibende Qualität im Verteilernetz sicherstellen zu können. Je nach Technologie (Nass- oder Trockenvergärung) und Einsatzstoffen (z.B. Mais, Gras, verschiedene Güllesorten) setzt sich das im Fermenter entstehende Rohbiogas unterschiedlich zusammen. Dabei schwanken die Anteile zwischen 45 und 70 Prozent bei Methan; 25 und 55 Prozent Kohlendioxid; 0 und 10 Prozent Wasser in Form von Dampf; 0,01 und 5 Prozent Stickstoff; 0,01 und 2 Prozent Sauerstoff sowie in geringen Mengen Wasserstoff, Ammoniak und Schwefelwasserstoff.

Bei der Aufbereitung werden schädliche Stoffe entfernt und die entsprechenden Parameter in Bezug auf Brennwert (Stichwort: Wobbe-Index), Druck sowie Trockenheit durch Entschwefelung, Gastrocknung, Gastrennung und Konditionierung eingestellt. Die Schritte können hintereinander oder auch teilweise gleichzeitig ablaufen. Für die Entschwefelung werden Laugenwäschen, Entschwefelungsfilter oder die Zugabe von Sauerstoff und Bakterien genutzt. Anschließend trennt man Methan und Kohlendioxid voneinander. Das kann mit Hilfe der Druckwechseladsorption, der Druckwasserwäsche/ Genosorbwäsche oder durch Aminwäschen erfolgen. Die in der Regel angewendete Druckwasserwäsche kann Methan bis zu einer Reinheit von 95 bis 99 Volumenprozent aufbereiten. Die Restmenge an Kohlendioxid hat großen Einfluss auf die anschließende Konditionierung.

Häufig steht nach den Prozessen Biomethangas mit 96 Volumenprozent zur Verfügung, das jetzt noch dem jeweiligen Grundgas im Erdgasnetz angepasst werden muss. Je nach Einspeisepunkt muss bei L-Gas zusätzlich Propan-/Butangas (Flüssiggas; bis zu 60 Prozent Butananteil) und Luft beigemischt werden. Bei Anpassung an H-Gasnetze erfolgt nur die Zugabe von Propan-/Butangas.

Luft reduziert den Wobbe-Index stärker als den Brennwert des Gasgemisches, während Flüssiggas den Brennwert stärker erhöht, als den Wobbe-Index. Bis hierher ist die Aufbereitung schon ganz schön aufwendig und kostet in größeren Anlagen mit einem Durchsatz von mehr als 500 Normkubikmetern Rohbiogas pro Stunde etwas unter 2 Eurocent pro eingespeister Kilowattstunde. Dazu kommen noch die heutigen Biogaserzeugungskosten zwischen 4 bis 8 Eurocent pro Kilowattstunde. Die hohen Produktionskosten sind auch bedingt durch die langen Durchlaufzeiten in den Fermentern, die je nach eingesetztem Rohstoff einige Tage betragen können. Bei Verwendung von Presssaft aus Energiepflanzen verkürzt sich die Zeit auf unter einen Tag, was die Kosten der Erzeugung wesentlich senkt und den spezifischen Bedarf an Wärme für den Fermenter herabsetzt. Der Wirkungsgrad steigt dadurch auf 80 bis 90 Prozent (bezogen auf Ho).

Zum Schluss wird das Biomethangas nach odoriert, d.h. es werden in ganz geringen Mengen Thioether oder Alkanthiole zugesetzt, die den Nutzer vor ausströmenden Gas durch typischen Geruch warnen sollen.

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Torsten Pörschke, Pirna.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

SNG aus Biomasse-Vergasung - Torsten Pörschke

Synthetic Natural Gas (SNG) – zweiter Schritt – thermochemische Vergasung

Umsetzung (Vergärung) von Biomasse kommt in der Praxis sehr schnell an ihre Grenzen. Beim Einsatz der heute üblichen Biogasanlagen können ca. 30 Prozent der organischen Trockenmasse durch die Mikroorganismen nicht umgesetzt werden. Solche Stoffe wie z.B. das Lignin müssen als Gärreste ausgetragen und irgendwo entsorgt werden, ohne das Grundwasser durch Überdüngung zu gefährden. Außerdem setzt der fermentative Prozess maximal 50 Prozent der in der Trockenmasse enthaltenen Energie um, was reine Verschwendung ist. Hier bietet sich der Prozess der thermochemischen Umwandlung an, der nur ca. 1 Prozent Trockenmasse hinterlässt.

Wichtig bei der Beurteilung der Effektivität der Energiegewinnung aus Biomasse ist, wie die Verwertung erfolgt. Hierbei spielt auch die Speicherproblematik eine entscheidende Rolle. In den allermeisten Fällen einer Kraft-/Wärmekopplung der alten Art ist es so, dass durch jahres- und tageszeitlich bedingte Schwankungen der Energieabnahme hohe Verlust entstehen, die sich bei Einsatz von Intelligenz von Beginn an vermeiden lassen. Im Folgenden sind verschiedene Produktionspfade für die Nutzenergie dargestellt.

Vergleich (Energieinhalt je Konversionsstufe)

Biomasse 100 %	Verbrennung	Heißdampf 85 % Nutzwärme 5 % Abwärme	Dampfturbine 25 % Strom 60 % Abwärme
Biomasse 100 %	Vergasung	Synthesegas 75 % ger. Syngas 25 % Abwärme	Gasmotor/ORC 33 % Strom 42 % Nutzwärme
Biomasse 100 %	Vergasung	Synthesegas 75 % ger. Syngas 25 % Abwärme	Methanisierung 60 % SNG 15 % Abwärme

Je mehr Abwärme sofort entsteht, umso dringender wird die Notwendigkeit für den Produzenten, einen ganzjährigen Abnehmer für diese Energieform zu finden. Das für die Methanisierung notwendige Wasserstoff/Kohlenmonoxid-Verhältnis (hier: 3:1) wird vor dem Prozess in der Konvertierungsstufe (CO-Shift) eingestellt. Spart man sich die Herstellung von SNG und produziert stattdessen Wasserstoff, dann fallen auch die 15 Prozent Abwärme der Methanisierung nicht an. Man muss nur einen vollständigen CO-Shift als Konvertierungsstufe einbauen. (Bem.: Für die einzelnen Schritte werden je nach Vergasungstechnologie auch günstigere Werte angegeben, die zu einer SNG-Ausbeute von 65 Prozent oder mehr führen können.)

Die Methanherstellung erfolgt durch zusätzliche Festbett- bzw. Wirbelschichtvergaser oder Blasensäulen. Bei den meisten entwickelten technologischen Prozessen findet die Methanisierung bei einem Druck von 20 bis 80 bar und bei Temperaturen von 350 bis 500 Grad Celsius statt. Diese Technik ist aber nur sinnvoll, wenn die entstehende Wärme (exotherme Reaktion!) zur Strom- bzw. Fernwärmeerzeugung genutzt werden können. Außerdem ist der Einsatz der teuren zusätzlichen Vergasungstechnik für kleinere Anlagen wirtschaftlich nicht darstellbar. Da die „alternativen Energiespezialisten“ von heute aber davon ausgehen, dass Biomassevergasung in Zukunft eher im Bastelrahmen stattfinden wird, sind die bereits vorhandenen Prozesse völlig ungeeignet.

Die Integration einer SNG-Anlage (1 $MW_{(th)}$) im Seitenstrom des Hauptgasweges für den Biomassevergaser in Güssing stellt einen ersten Versuch dar. Die Methanisierung findet hier in einer Wirbelschicht

(Fortsetzung auf Seite 25)

(Fortsetzung von Seite 24)

statt. Die Energiefirmen Göteborg Energi und E.ON. (20 Prozent Anteil am Gemeinschaftsprojekt GoBiGas) wollen bis 2011 bei Göteborg/Schweden eine Anlage zur Vergasung von Forstabfällen errichten und mit einer Leistung von 32 $MW_{(th)}$ SNG herstellen. Die Kommerzialisierung von SNG-Anlagen mit einer Leistung von 200 $MW_{(th)}$ soll im Jahr 2015 erreicht werden.

Das erzeugte Roh-SNG muss abschließend noch aufbereitet werden, um die entsprechenden Spezifikationen des DVGW-Regelwerks erfüllen zu können. Kohlendioxid und Wasserdampf sind zu entfernen. Hierzu wird die Technologien der Druckwechseladsorption (für Biogas kommerziell verfügbar) und der Gastrocknung angewandt (kommerziell verfügbar). In Deutschland gibt es mehrere unterschiedliche Erdgasqualitäten, die in getrennten Netzen transportiert, gespeichert und verteilt werden. Russisches und norwegisches Erdgas besitzt einen sehr hohen Methananteil bis knapp 98 Prozent und wird auch als H-Gas bezeichnet. Es kann mit minderwertigerem Erdgas gemischt werden und besitzt bei der Abgabe an Verbraucher noch ca. 87 Prozent Methananteil. L-Gas ist von der Förderung weg energieärmer und wird mit ca. 85 Prozent Methananteil an Endkunden verkauft. Das aus Biomasse erzeugte SNG muss vor Einspeisung in das Erdgasnetz nun an die in der Branche entscheidenden Parameter angepasst werden. Deshalb wird für das H-Gas-Netz Flüssiggas (fossil!) und Luft bzw. für das L-Gas-Netz Luft zugemischt. Damit wird der Methananteil des Bio-SNG von 96 Prozent an die in der Branche üblichen Werte für Brennwert und Wobbeindex angepasst. Eine Umstellung auf reinen Wasserstoff würde solche Verfahren vollkommen überflüssig machen und den Kunden eine stets gleich bleibende Qualität aus dem Gasnetz garantieren.

Die weltweit einzige kommerzielle Großanlage zur Herstellung von SNG aus Braunkohle wurde in Great Plains/North Dakota/USA errichtet. Sie besitzt eine Leistung von 3.000 $MW_{(th)}$. Pro Jahr werden dort 6 Mio. t Braunkohle verbraucht. Die jährliche Verfügbarkeit der Anlage beträgt zwischen 90 und 92 Prozent. Die Methanisierung erfolgt hier in einem zweistufigen Verfahren in Festbettreaktoren der Firma Lurgi. Die 14 Vergaser des Typs Mark IV der Firma Lurgi erzeugen das Synthesegas bei Temperaturen von ca. 1.200 Grad Celsius. Eine typische Zusammensetzung des Rohgases sieht folgendermaßen aus: 38 Prozent H2, 22 Prozent CO, 12 Prozent CH4 und 28 Prozent CO2. Jeder dieser Vergaser hat eine Höhe von 12 m und einen Durchmesser von 4 m. Die Anlagen arbeiten seit 1984 zuverlässig. Die Wirkungsgrad der Gesamtanlage (Verhältnis Energieeinsatz/Nutzenergie) wird mit 65 Prozent angegeben.

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Torsten Pörschke, Pirna.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

SNG-Herstellung in North Dakota aus Braunkohle - Torsten Pörschke

Tatort Great Plains

Im US-Bundesstaat North Dakota wird seit über 25 Jahren das Werk Great Plains zur Herstellung von SNG (Synthetic Natural Gas) aus der in örtlichen Tagebauen geförderten Braunkohle betrieben. Festbettvergaser des Typs Lurgi Mk. IV verarbeiten die Kohle zusammen mit reinem Sauerstoff aus einer Luftzerlegeanlage (Nebenprodukte: flüssiger Stickstoff, Krypton, Xenon) zu einem Rohsynthesegas, das über Abfall-/Hitzetauscher, eine Gaskühlung, eine Shift-Stufe, eine Rectisol (R)-Gasreinigung und eine Methanisierungsstufe aufbereitet wird.

Die Kapazität der Anlage beträgt ca. 100.000 Normkubikmeter/Stunde. Abschließend wird das Methangas (CH4) durch Kompressoren auf den erforderlichen Druck zum Transport in Pipelines gebracht. Die Zwischenspeicherung des SNG erfolgt in unterirdischen Gasspeichern in Cabin Creek, Elk Basin und Billy Creek. Das bei der Vergasung entstehende Kohlendioxid (CO2) trennt man in der Gasreinigungsstufe ab. Ungefähr 50 Prozent davon wird dann verdichtet und per Rohrleitung über 100 km nach Saskatchewan/Canada geschickt. Dort verpresst man das "gefährliche Klimagas" in den Erdölfelder von Weyburn und Midale, um zusätzliches Rohöl aus erschöpften Lagerstätten zu gewinnen.

Die Firma wirbt damit, weltweit die größten Erfahrungen mit der unterirdischen Speicherung von Kohlendioxid zu haben. Ein Teilstrom des CO2, die bei der Gaskühlung anfallenden Teeröle (aus kondensiertem Prozesswasser/Trennung per Gravitation) und Ammoniak (aus der Nebenprodukttrennung) werden in einem Betriebsteil des Werkes zu Ammoniaksulfat verarbeitet. Daneben fallen Phenol und Kresolsäure an. Eine Ammoniakfabrik nutzt einen Teilstrom des Synthesegases, bevor die Methanisierung erfolgt. Die anfallenden Nebenprodukte werden per Bahn abtransportiert. Die Betreibergesellschaft Dakota Gasification Company erwarb 1988 die komplette Anlage und investierte seitdem über 800 Mio. US$. Der Neubau kostete bis zur Inbetriebnahme ca. 2,1 Mrd US$ (Basis 1984).

Aus den Erfahrungen mit dieser Anlage wollen die Firmen Great Northern und Allied Syngas Corporation nicht nur das neue Projekt South Heart im US-Bundesstaat North Dakota entwickeln, sondern gleich ein ganz großes Geschäft. Auf dem Land der Gesellschaft Great Northern liegen die größten privaten Kohlereserven der USA, geschätzte 20 Mrd. t. Das Konsortium sieht sich in Konkurrenz zu Unternehmen, die Öl- und Teersande abbauen wollen. Bis zu 40 Großanlagen zur Erzeugung von SNG aus Braunkohle könnten für 40 Jahre betrieben werden, so die Vorstellungen der Geschäftsleitung. Zunächst sollen für South Heart bis zu 7 BGL-Vergaser (British Gas Lurgi) der Firma Envirotherm GmbH angekauft werden (Bau bei einer US-Tochter), die speziell für diesen Zweck technisch modifiziert werden, um einen niedrigen Anteil von Methan (CH4) von 5 bis 7 Prozent im Synthesegas zu erhalten. Das verbessert die Gaszusammensetzung vor der Methanisierungsstufe. Das Rohsynthesegas besteht dann vor diesem Schritt überwiegend aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid.

Der geplante Vergasertyp hat einen Kohlenstoffumsatz von 99 Prozent und einen Wirkungsgrad von 90 Prozent (auf dem Papier). Für eine Tonne Braunkohlebriketts müssen 0,4 Tonnen Sauerstoff zur Verfügung stehen (Anm.: Vergasung von Biomasse braucht wesentlich weniger!!!). Die Vergasungstemperaturen liegen bei ca. 1.600 Grad Celsius. Die entstehende Schlacke wird am Boden der Vergaser über eine Schleuse im flüssigen Zustand entfernt und muss deponiert werden. Praktische Erprobungen mit einem BGL-Vergaser wurden über 6 Jahre im SVZ Schwarze Pumpe durchgeführt. Aus dem erzeugten Synthesegas stellte man dort hochreines Methanol her. Nach der Insolvenz der Firma ist nun die Anlage abgebaut und in die Türkei verschifft worden.

(Fortsetzung auf Seite 27)

(Fortsetzung von Seite 26)

Natürlich könnte mit solchen Anlagenkomplexen auch reiner Wasserstoff für eine echte Wasserstoffwirtschaft hergestellt werden. Klar ist, dass ebenso mit fossilen Energieträgern wie Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle (gespeicherte Biomasse) eine Wasserstoffwelt machbar wäre. Daran denken die "SNG-Macher" dort allerdings nicht. Bei ihnen dreht sich alles in jeder Beziehung nur um Kohle. Die Abtrennung und unterirdische Speicherung von Kohlendioxid wird für solche Gesellschaften ein "Bombengeschäft" in den nächsten Jahrzehnten. Geplant ist, anfallendes CO2 zu 90 Prozent in unterirdischen Hohlräumen zu lagern.

Kohlevergasung hilft, weiteres Erdöl zu fördern. Für 15 Projekte in den USA gibt es von verschiedenen Firmenkonsortien schon konkretere Vorstellungen. Der Kreislauf ist für die alte Energiewirtschaft damit geschlossen. Umweltschützer können die beschworene weltweite Energiewende mit Sonne, Wind und Wasserkraft in die Esse schreiben, das steht schon jetzt fest. Weltweit sollen immer mehr Anlagen und Kraftwerke auf dieser Basis errichtet werden, teilweise sogar finanziert mit Steuergeldern. Der Verbraucher wird der Dumme sein, da helfen auch keine "grüne Visionen" wie Smart Grid und Desertec. Doppelt und dreifach abkassiert. Ohne den viel billigeren Biowasserstoff kann man nur sagen: „Gute Nacht“.

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Torsten Pörschke, Pirna.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

SNG aus Ökostrom - Torsten Pörschke *(Neu 15.04.10)*

‚Wind-to-Tank' - Weltpremiere mit altem Denken und Technologie von gestern...

Heureka! In Baden-Württemberg werden neuerdings Luftsprünge gemacht, die noch keiner gesehen hat. Endlich ist er da, der Durchbruch bei der Speicherung von überschüssigem Sonnen- und Windstrom. Sollte das „intelligente Stromnetz" (Smart Grid) in der Zukunft einmal nicht in der Lage sein, den erzeugten Ökostrom zu einer bestimmten Zeit vollständig zu verteilen, dann wird daraus einfach Methangas hergestellt. Ein Aufatmen geht durch die Reihen aller Stromnetzfans und der großen Energieversorger. Jetzt kann also die vorhandene Infrastruktur mit getrennten Strom- und Gasverteilungsnetzen so bleiben, wie sie ist. Teuer und ineffizient.

Technisch betrachtet ist die Sache einfach. Zunächst wird aus dem Überschuss an Strom per Wasserelektrolyse Wasserstoff und Sauerstoff produziert. Gleichzeitig wird aus der Luft durch eine zusätzliche Anlage Kohlendioxid extrahiert (Absorptionsleistung von 1,5 ha Genmais pro Jahr lt. den Beteiligten!!! Welcher Geist steckt bloß dahinter?). Anschließend führt man Wasserstoff (H2) und Kohlendioxid (CO2) zusammen und stellt daraus Methangas (CH4) her. Dieses kann nun in das vorhandene Erdgasnetz eingespeist (Power-to-Gas Verfahren) oder für die Betankung von Erdgasfahrzeugen mit Verbrennungsmotor genutzt werden. Eine Container-Versuchsanlage befindet sich am ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung) in Stuttgart seit Herbst 2009 in Betrieb. Mit von der Partie sind das Fraunhofer-Institut IWES und die Firma Solar Fuel aus Österreich. Für das Jahr 2012 ist eine Anlage mit einer Größe von 10 bis 20 MW (th, el oder SNG?) angekündigt. Geplant ist weiterhin die Errichtung von größeren Anlagen für das Power-to-Liquid Verfahren. Damit soll Methanol hergestellt werden. Aus diesem Chemiegrundstoff lassen sich dann flüssige Treibstoffe und Kunststoffe synthetisieren. Als Photon-to-Fuel Wirkungsgrad gibt man über 20 Prozent an. Der Marktpreis für erneuerbare Kraftstoffe soll erreichbar sein. Der liegt allerdings über den heutigen Preisen von Kraftstoffen auf Basis von Erdöl und Erdgas. Die Zeche zahlen soll der Verbraucher, der keine Wahl hat zwischen einer Monatsfahrkarte beim ÖPNV in der Großstadt (Arbeit/Wohnung usw. bequem alles vor Ort) und dem Automobil.

Kritiker bemerken, dass die Umwandlung von Ökostrom in Methangas und die Rückverstromung in einem Kraftwerk am Ende nur 40 Prozent der eingesetzten Energie übrig lässt. Nun, so einfach ist die Sache dann doch nicht. Möglich sind immerhin mehrere Varianten (Beispiele, keine vollständige Aufzählung!):

a) Ökostrom – Methangas – Brennwertkessel (0,9 x 0,9 = 0,81)
b) Ökostrom – Methangas – herkömmliches GuD-Kraftwerk (0,9 x 0,6 = 0,54)
c) Ökostrom – Methangas – Gasmotor PKW (0,9 x 0,2 = 0,18)
d) Ökostrom – Methangas – Methanol - Benzin-/Dieselmotor PKW
(ab flüssigem Kraftstoff: 0,2 x 0,2 = 0,04)

x Wirkungsgrad Zi. 1 = 0,9 für optimale Elektrolyse mit Fallfilmzelle ohne Methanisierungsverluste

Damit bekommt Ökostrom einen Zugang zum Wärmemarkt, nachdem Nachtspeicherheizungen und Elektroheizkörper auf die Liste der geächteten Geräte gesetzt worden sind. Alles andere macht vom Wirkungsgrad her keinen Sinn (Anm.: KWK der alten Art; siehe Themenheft "Energiesparen mit Brennstoffzellen"). Allerdings weiß ja niemand, auf welchem Weg das entnommene Methangas in das Rohrleitungsnetz gekommen ist, das gerade in einem der möglichen aufgezählten Fälle verbraucht wird. Wir können den Trubel um diese Technik nicht verstehen.

Es ist bereits klar, dass Wasserstoff zu bestimmten Prozentsätzen in das vorhandene Erdgasnetz eingemischt werden kann, ohne Probleme bei den Endverbrauchern auftreten zu lassen. Ohne die Elekt-

(Fortsetzung auf Seite 29)

(Fortsetzung von Seite 28)

rolyse von Ökostrom funktioniert die Sache nicht, der Wasserstoff (Energieträger) und Sauerstoff (Vergasungsmittel für Biomasse) des Prozesses sind in einer echten Wasserstoffwirtschaft ohne weitere Umwandlungsverluste voll verwendungs- und verteilfähig. In der alten Energiewirtschaft hat man schon immer den Wasserstoff missbraucht. Ein Beispiel dafür ist die Kohlehydrierung, die 80 Jahre nach ihrer großtechnischen Geburt in Leuna jetzt fröhliche Urständ in Asien feiert. Ohne Winkler-Vergaser (Wirbelschichttechnik; drucklos) für Stein- und Braunkohle zur Wasserstoffherstellung im Hydrierprozess wäre die Deutsche Wehrmacht im Zweiten Weltkrieg nirgendwo hingefahren. Das Erdöl der rumänischen und österreichischen Lagerstätten reichte nur für ca. 50 Prozent des Gesamtbedarfs an flüssigen Treibstoffen. Nach diesem Schema geht es in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft immer weiter. Biomasse wird zu Fischer-Tropsch-Kraftstoffen/Methanol-to-Synfuels-Treibstoffen, Ökostrom zu Methangas.

Als letzter Schrei soll das entstehende CO2 aus Biogasanlagen genutzt werden und nicht die geringe Konzentration in der Umgebungsluft Als ob das wirklich weiterhelfen wird. Dass die Technik (stundenweise?) wirtschaftlich zu betreiben ist, bezweifeln wir, obwohl die Beteiligten das Gegenteil demnächst beweisen wollen. Solche Anlagen müssen das ganze Jahr über laufen. Überschüssiger Ökostrom (fluktuierend) muss also über das Stromnetz zur Anlage transportiert oder bei ausschließlicher Erzeugung vor Ort mit einer Wasserstoffzwischenspeicherung gestützt werden. Geplant ist die Zusammenschaltung von Windkraft- und Biogasanlagen. Das in der Biogasanlage erzeugte Gemisch aus Methan und Kohlendioxid bringt man mit dem Wasserstoff aus Windstrom (optional Solarstrom) in einem Wirbelschichtreaktor zusammen (Methanisierungsstufe) und wandelt alles komplett zu Methangas um. Die Abwärme des Prozesses soll für die Beheizung des Fermenters der Biogasanlage verwendet werden. Und schon ist eine Methangaswirtschaft installiert, die ohne Stromnetz natürlich nicht auskommen kann. Wir taufen das ZSW (Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff) in ZSM um. Die Biomassevergasung in Geislingen lässt grüßen.

KWK-Anlagen der alten Art und Gasmotoren in PKW`s erreichen die Wirkungsgrade von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen nicht mal annähernd. Egal, man feiert wind-to-tank als Weltpremiere und lässt die Sektkorken knallen. Die Technologie der Elektrolyse kann ein Türöffner in die Wasserstoffwelt sein (Stichwort: Ökostromspeicherung), bei konsequenter Anwendung des SNG-Pfades (weitere chem. Reaktion und zusätzliche Rückumwandlungsverluste s.v.) aber geht einfach zuviel Energie verloren. Dabei behaupten doch alle, dass Energieeffizienz ihnen so sehr am Herzen liegt.

Fazit

Dass eine Umstellung von der Stromwirtschaft auf eine Wasserstoffwirtschaft allein schon aus Gründen der Speichermöglichkeiten Sinn macht, belegen auch die Zahlen, die wir aus einer Meldung von http://www.heise.de/tp/blogs/2/147260 zitieren:

Der Hintergrund (für die Anstrengungen, Ökostrom in Methangas umzuwandeln): Das deutsche Stromnetz biete nur 0,07 Terawattstunden (TWh) Speicherkapazität, das Erdgasnetz aber 200 TWh, was dem Erdgasverbrauch eines Vierteljahres entspricht. Zitat-Ende

Würde man also gleich Wasserstoff erzeugen und diesen über Gasleitungen direkt zu den Verbrauchern führen, entfallen die Umwandlungsverluste, wir hätten eine erheblich bessere Energieeffizienz und Speicherkapazität gibt es mehr als genug.

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Torsten Pörschke, Pirna.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Erste Schritte zur Bioraffinerie - Metso Power - Torsten Pörschke

Skelleftea Kraft AB

Die Verwendung von Biomasse für die Energieerzeugung ist in Skandinavien nichts Außergewöhnliches. Vor allem die Holz- und Papierindustrie hat hier eine lange Tradition. Interessant ist in diesem Zusammenhang, dass bereits im Jahr 1734 im schwedischen Reichstag darüber debattiert wurde, ob die Wälder im Königreich Schweden innerhalb der nächsten Jahrzehnte nicht vollständig dem Raubbau der Industrie zum Opfer fallen werden. Die Horrorszenarien sind bis heute nicht eingetreten, weil die Wirtschaft sich sonst selbst ihrer eigenen Grundlage beraubt hätte. Sicher gibt es auch hier Probleme hinsichtlich der Artenvielfalt und der Gesundheit der „Plantagenwälder“, die aber langfristig lösbar sind.

Besonders Holzabfälle, Hackschnitzel und Pellets werden häufig in örtlichen Blockheizkraftwerken (BHKW) und Heizkesseln verwendet. Ständig werden neue Lösungen bei der Bereitstellung von Energie gesucht. Dabei wird versucht, mehrere Energieträger gleichzeitig einer Endverwendung zuzuführen. Ein gutes Beispiel dafür ist die Kraft-/Wärmekopplungsanlage in Hedensbyn/Skelleftea. Die Anlage leistet für die Versorgung mit Fernwärme 66 $MW_{(th)}$. Gleichzeitig wird Strom mit einer Leistung von 32 $MW_{(el)}$ erzeugt.

Es werden bei Wärme und Strom ca. 4.000 Betriebsstunden pro Jahr erreicht. Die integrierte Pelletfabrik stellt jährlich ca. 125.000 t her, nutzt die Abwärme des BHKW zum Trocknen für die Pelletproduktion und erzeugt weitere 4,9 $MW_{(el)}$. Das System soll einen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 68,5 Prozent aufweisen. Als Ergänzung wird über eine Bioethanolerzeugungsanlage aus ligninhaltigen Reststoffen nachgedacht.

Diese Form der alten Kraft-/Wärmekopplung zeigt auch deutlich ihre Schwächen im realen Betrieb auf. Heißes Wasser für Fernwärme, Strom und Pellets müssen ganzjährig Abnehmer finden. Besonders der Verkauf der Überschusswärme im Sommer ist ein Problem, denn dann muss die gesamte Anlage abgeschaltet werden und kann keinen Strom mehr ins Netz einspeisen.

Der technische Kniff, BHKW`s stromgeführt zu betreiben und die entstehende Wärme zwischenzuspeichern ist der letzte untaugliche Versuch, vier parallele Infrastrukturen (Fernwärmenetz, Stromnetz, Erdgas-/Biogasnetz, flüssige Treibstoffe/feste Brennstoffe) zur Energiebereitstellung vorzuhalten. Dabei spielt es auch keine entscheidende Rolle mehr, dass die Speicherung von Wärme 100-Mal billiger sein soll als die von Strom.

Greenpeace Energy e.G. möchte in den nächsten drei Jahren ein entsprechendes Forschungsprojekt für Erdgas/Biogas-BHKW`s durchführen, um die schwankende Erzeugung von eigenem Wind- und Solarstrom an die Tagesverbrauchskurve anpassen zu können. Das alte Denken in vorhandenen Strukturen wird nicht zum gewünschten Ergebnis führen, soviel steht schon jetzt fest. Schade um die wertvollen Ingenieursstunden und die verbrannten Gelder.

Die Firma Skelleftea Kraft AB arbeitet im Rahmen des Programms Biostor an der nächsten Generation einer Kraft-/Wärmekopplung. Dabei wird die Biomasse über einen integrierten Wirbelschicht-Dampftrockner vorgetrocknet. Der Dampfkessel benötigt 30,6 $MW_{(th)}$ und für die Pelletherstellung werden 74,7 $MW_{(th)}$ des Brennstoffs genutzt. In das Fernwärmenetz können 8 $MW_{(th)}$ und 5,1 $MW_{(el)}$ abgegeben werden (ohne Eigenverbrauch Strom).

Die Anlage wird jährlich 105.000 t Pellets erzeugen können und soll einen Energienutzungsgrad von bis zu 98 Prozent, bezogen auf den unteren Heizwert (Hu) erreichen können. Fernwärme wird dabei nur für 5.000 Stunden jährlich bereitgestellt. In den warmen Monaten nimmt niemand diese Energie ab.

(Fortsetzung auf Seite 31)

(Fortsetzung von Seite 30)

Metso Power AB

Das Papier- und Zellstoffunternehmen Metso Paper AB verfügt mit seinem Tochterunternehmen Metso Power AB über Technologien zur Biomassevergasung. Ziel des Papier- und Zellstoffherstellers ist es, die angelieferte Biomasse vollständig zu verwerten. Dabei sollen die anfallenden Reststoffe (bis 25 Prozent der Gesamtmasse) zunächst einer energetischen Nutzung zugeführt werden. Dazu wurden die Aktivitäten der Firmen Götaverken, Tampella Power und Enviropower im Jahr 2007 zusammengefasst.

Die Firma Tampella Power baute in Tampere (Finnland) einen druckbetriebenen Wirbelschichtvergaser mit einer Leistung von 15 $MW_{(th)}$. Biomasse und Kohle wurden als Einsatzstoffe verwendet. Die Anlage diente hauptsächlich zu Testzwecken, um Technologien zur Reinigung von Synthesegas zu entwickeln (siehe Biowaserstoff-Magazin Nr. 11).

In den Götaverken bei Södra Cell AB wird seit 1987 ein atmosphärischer Vergaser mit einer Leistung von 35 $MW_{(th)}$ betrieben. Im Jahr 2008 baute man für einen Teilstrom des Rohsynthesegases eine komplette Gasreinigungsanlage und testete mit Filterelementen im realen Betrieb. Das Programm kostet mehr als 10 Mio. SKr. und wird vom schwedischen Energieministerium gefördert. Die Vergasung von Restbiomasse erfolgt hier bei ca. 800 Grad Celsius mit Luft. Zwei Schlagwerke sorgen für die Konditionierung der Einsatzstoffe (Baumrinde/Holzabfälle), die dann in einen Rotationstrockner gelangen und mit Hilfe von Biogas getrocknet werden. Über zwei unter Druck arbeitende Rotationsschnecken gelangt die vorgetrocknete Biomasse in den Vergaser. Im Jahr 2003 fanden Probeläufe mit durch Sauerstoff angereicherte Luft statt, um die Leistung der Anlage anzuheben.

Gleichzeitig veränderte ein Konsortium aus Göteborg Energi, Metso Power, Chalmers und Akademiska Hus einen 20 Jahre alten Wirbelschichtboiler mit einer Leistung von 12 $MW_{(th)}$. Dazu wurde ein kleiner Vergaser in die Anlage integriert, der zwischen 2 bis 4 $MW_{(th)}$ erreicht. Als Einsatzstoffe können Holzpellets oder feuchte Holzchips dienen. Natürlich können in dem Co-Vergaser auch Abfallstoffe, Kohle, Erdöl oder Erdgas verwendet werden. Für die Zuführung der Einsatzstoffe stehen zwei Öffnungen zur Verfügung, verschiedene Bettmaterialien sind möglich und es gibt 15 Entnahmestellen für Proben.

Die Versuche ergaben bei Verwendung von Luft folgende Rohsynthesegas-Zusammensetzung: 22,8 Prozent Wasserstoff; 42,6 Prozent Kohlenmonoxid; 13,6 Prozent Methan; 14,5 Prozent Kohlendioxid; 3 Prozent Ethylen; 0,5 Prozent Ethen und 3 Prozent Nitrogen. Der Eintrag von Stickstoff in den Prozess soll zukünftig noch weiter reduziert werden.

Geplant ist als Weiterentwicklung eine druckaufgeladene autotherme Vergasung mit Additiven, Sauerstoff und Wasserdampf. Die Reinigung des Rohsynthesegases von Teer stellt für Metso Power AB noch ein zu lösendes Problem dar, die restlichen Prozesse der Gasreinigung bis zur Methanisierung (SNG-Herstellung) und Einspeisung in das Erdgasnetz sind kommerziell verfügbar.

Ein Konsortium von Göteborg Energi (80 Prozent Anteil) und E.ON. (20 Prozent Anteil) beginnt dieses Jahr mit der Umsetzung des Projektes GoBiGas in Göteborg. Bis zum Jahr 2012 soll zunächst eine allotherme Vergasungsanlage mit einer Leistung von 20 $MW_{(SNG)}$ errichtet werden. Zum Einsatz kommen 32 $MW_{(th)}$ Pellets und Forstabfälle. Daneben erfolgt eine Nutzung der anfallenden Wärme durch Einspeisung in ein Fernwärmenetz mit 4 $MW_{(th)}$ und weiteren 8 $MW_{(th)}$ über Wärmepumpen.

Als weitere Einsatzstoffe benötigt man 2,5 $MW_{(el)}$ über Strombezug aus dem örtlichen Netz und 0,5 $MW_{(th)}$ in Form von Rapsmethylester (RME). Die Projektierungsarbeiten erfolgen in einer Kooperation

(Fortsetzung auf Seite 32)

(Fortsetzung von Seite 31)

zwischen den Firmen Metso Power AB und Reprotec GmbH (Österreich). Das schwedische Energieministerium will den Bau der Anlage mit 222 Mio. SKr. fördern, wenn die EU keine Einwände dagegen erhebt.

Für weitere 80 $MW_{(SNG)}$ am gleichen Standort gibt es schon Pläne. Die Technologie dafür ist allerdings noch nicht ausgewählt. Wenn alle Anlagen in Betrieb sein sollten, könnten nach ersten Berechnungen 10.000 Nm^3 SNG pro Stunde produziert werden. Bei einer jährlichen Betriebszeit von 8.000 Stunden würde das für die Versorgung von 90.000 PKW/Jahr ausreichen.

Bei Nutzung von Wasserstoff mit Brennstoffzellen liegt die Zahl dann bei ca. 200.000 PKW. Natürlich wird der Großteil der SNG-Energie eher in das Erdgasnetz eingespeist werden, um dann für Heizzwecke genutzt werden zu können. Wasserstoff wäre auch in diesem Fall besser, weil die Methanisierung den Gesamtwirkungsgrad der Vergasung sinken lässt.

Ultimatives Ziel der Firma Metso Power AB ist die Bioraffinerie, in der sämtliche Reststoffe der Holz-, Papier- und Zellstoffindustrie vollständig stofflich und energetisch verwertet werden können.

Rohstoffanlieferung in der Papier- und Zellstoffindustrie. Bild: Torsten Pörschke

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Torsten Pörschke, Pirna.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Pipelinetechnologie - Torsten Pörschke

Pipelines für ein neues Zeitalter der Energie

Zeitenblende

Die Geschichte des Leuchtgases in Deutschland begann im Jahr 1816, als das Amalgamierwerk Halsbrücke bei Freiberg/Sachsen eine neue Beleuchtungsmethode (Gaslaternen) einführte. Die Errichtung der ersten Gasanstalt in Kontinentaleuropa ging auf die Erkenntnisse des an der Bergakademie Freiberg tätigen deutschen Chemikers Wilhelm August E. Lampadius zurück. Sie verfügte über ein eigenes Gasometer (Speicher) und war fast 80 Jahre lang in Betrieb. Die städtische Gasanstalt in Freiberg errichtete man erst im Jahr 1947, nachdem sich die örtliche Wirtschaft vom Krieg erholt hatte und Bedenken bei der Bevölkerung ausgeräumt werden konnten.

Leuchtgas wurde in den Anfangsjahren aus Kohle durch Vergasung oder durch Entgasung in Kokereien gewonnen und später Stadtgas genannt. Im Jahr 1860 demonstrierte man den BWG-Prozess (Blue Water Gas). Erfunden hatte ihn Carl Wilhelm Siemens im Jahr 1850. Aus Kerosingasen, die bei der Veredelung von Benzinstoffen entstehen, konnte somit ebenfalls Stadtgas gewonnen werden. In Deutschland behauptete sich der Energieträger Stadtgas über 100 Jahre lang.

In (West-

Gaswerk Augsburg um 1932 (Wikipedia, Foto Hans Henle, Archiv G.Schnyder-Prölss)

) Deutschland begann die Umstellung auf Erdgas in den 1970er Jahren. In der Übergangsphase wurden durch die Gasversorger auch Spaltanlagen gebaut, um aus dem ankommenden Erdgas einen stadtgasähnlichen Brennstoff herzustellen, mit dem die Geräte der Endverbraucher zurechtkommen konnten. Zunächst erwärmte man das Erdgas und ließ es anschließend durch einen ca. 1.000 Grad Celsius heißen Spaltofen strömen. Katalysatoren wandelten es zusammen mit Wasserdampf und Luft zu einem wasserstoffreichen Gas an. Anschließend wurde reines Erdgas zugemischt, um den Heizwert des früher selbst erzeugten Stadtgases einzustellen. Nun musste noch der Betriebsdruck angepasst werden, damit die Umstellung einzelner Stadtteile auf reines Erdgas, wie in Augsburg geschehen, ohne Brenner- und Düsenprobleme bei den Kunden keine Probleme bereitet.

(Fortsetzung auf Seite 34)

(Fortsetzung von Seite 33)

Stadtgas war wegen des Gehaltes an Kohlenmonoxid problematisch (Vergiftungsgefahr - lebensgefährlich!) und gehört nicht in die Haushalte. In einigen Länder wie China allerdings findet dieses Brenngas heute noch immer über Rohrleitungsnetze zu den Endverbrauchern. Die Umstellung von Stadtgas auf Erdgas erfolgte in den neuen Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen, Thüringen, Sachsen-Anhalt sowie im Land Berlin erst ab 1990. In der ehemaligen DDR war die Versorgung mit Stadtgas ganz normal im Alltag. Von zu Hause kenne ich es gar nicht anders, bin damit aufgewachsen.

Der erste Festbettvergaser nahm 1964 seinen Betrieb in Schwarze Pumpe auf. Die größte Anlage zur Erzeugung von Stadtgas aus Braunkohle konnte 1969 endlich fertig gestellt werden. Insgesamt 24 Vergaser stellten jährlich ca. 5,3 Mrd. Normkubikmeter her und deckten damit ca. 85 Prozent des gesamten Gasverbrauchs der DDR.

Verteilernetze im Umbruch

Erdgas wird zu 80 % über Hochdruckfernleitungen ins Land transportiert und über Hochdruckleitungen bis an die Stadtgrenzen mit einem Druck von 50 bis 70 bar transportiert. Je nach Durchmesser und Betriebsinnendruck der Leitung werden teilweise alle 100 km Verdichterstationen errichtet. Der Energiebedarf dieser Anlagen liegt bei ca. 1 Prozent der transportierten Erdgasmenge im Vollastzustand über eine Entfernung von 250 km. Bei Teillasten erhöht sich diese Entfernung wesentlich stärker (bei 10 Prozent sind es 10.000 km; kommt in der Praxis kaum vor).

Überlegen sie einmal, wie weit es von Sibirien bis nach Mitteleuropa ist und wie viel wertvolle Energie bei diesem Ferntransport heute verloren geht. In den Verdichterstationen sind Gasmotoren (bis 1 MW) oder Gasturbinen (1 bis 30 MW) aufgestellt, die Kompressoren antreiben. Wegen der Stabilität der Versorgung sind fast immer zwei dieser Aggregate vorhanden (Redundanz). Die Nutzung der Abwärme der Maschinen ist möglich, setzt aber einen in der Nähe liegenden Abnehmer für Wärme oder Strom voraus (in Sibirien, in der Ostsee?).

Nach der Verdichtung muss das Gas gekühlt werden, damit die Dichte nicht geringer wird und die Druckverluste steigen. Hohe Temperaturen würden auch die Feuchtigkeitsisolierung der Leitungen stark beanspruchen und möglicherweise beschädigen. Die Lärmbelästigung in der Nähe solcher Anlage ist hoch. Vier große Ferngasversorger in Deutschland betreiben zusammengenommen mindestens 45 große Verdichterstationen in ihren Netzen.

Eine echte dezentrale Wasserstoffwirtschaft benötigt grundsätzlich keine Verdichterstationen, da der Wasserstoff ab Werk mit einem Druck von 20 bis 30 bar direkt bis zu den regionalen Energieversorgern strömt. Möglich machen das die über das ganze Land verteilten Wasserstofffabriken, die über sehr viele Einspeisepunkte in das Gesamtnetz einspeisen.

Die unterirdischen Speicher für Erdgas können zum Ausgleich von Netzschwankungen und zur Bevorratung mit Wasserstoff genutzt werden. Ein weiterer Ausbau der Kapazitäten von derzeit 22,5 auf 30,0 Mrd. Kubikmeter Arbeitsgas findet im Augenblick statt. Der jetzige Verbrauch von ca. 100 Mrd. Kubikmeter Erdgas jährlich würde für eine Vollversorgung Deutschlands mit Energie auf Basis von Wasserstoff (einschließlich andere erneuerbare Energien und Wärmepumpen) ausreichen. Den gleichen Energiegehalt finden wir in 300 Mrd. Kubikmetern Wasserstoff.

Erdgas wird über Verdichter in den Untergrund befördert. An der Saugseite liegen 35 bis 80 bar Druck an. Der Enddruck beträgt zwischen 50 und 300 bar. Die Anlagen haben eine Verfügbarkeit von 6.000 Stunden im Jahr. Soll das Erdgas wieder entnommen werden, muss es vorgewärmt werden (negativer Joule-Thomson-Effekt), damit die Ventile und Rohrleitungen des Speichers nicht vereisen. Bei Wasser-

(Fortsetzung auf Seite 35)

(Fortsetzung von Seite 34)

stoff entfällt dieser Energieverlust.

An der Stadtgrenze regeln Übernahmestationen den Druck auf 16 bar herunter und speisen das Erdgas in das

Verdichterstation Rothenstadt-Weiherhammer (Wikipedia, Urheber: Zonk43)

Transportnetz der Stadtwerke ein. Dabei erfolgt auch die Odorierung, damit Lecks bei der Verteilung und beim Endkunden schon am typischen "Gasgeruch" erkannt werden können. Mit einer Vielzahl von Druckregelanlagen wird nun auf einen Druck von 500 mbar reduziert. Vor der Entspannung muss das Erdgas aufgeheizt werden, damit es zu keiner Vereisung der Rohrleitungen kommt (Energieverluste!). Verantwortlich dafür ist der negative Joule-Thomson-Effekt. Wasserstoff hat diese Probleme nicht, da es hier sogar zu einer geringfügigen Temperaturerhöhung (Minderung von 200 bar auf 1 bar entspricht ca. 6 Grad Celsius) bei der Druckverringerung kommt. Über das Mitteldrucknetz erfolgt die Belieferung der Kunden. Unmittelbar nach der Hauseinführung erfolgt eine weitere Druckreduzierung durch Drosseln auf 20 mbar (Luftballondruck). Bestehende Niederdrucknetze mit 23 bzw. 45 mbar haben sich wegen der notwendigen großen Leitungsdurchmesser als nicht besonders effektiv erwiesen und werden kontinuierlich zurückgebaut. Damit sind künftig entsprechend leistungsfähige Rohrleitungen mit ausreichenden Querschnitten vorhanden, um den benötigten dreifachen Volumenstrom gegenüber Erdgas bewältigen zu können.

Temperaturfühler in Gebäuden trennen bei Gefahr ab einer Temperatur von 100 Grad Celsius die interne Versorgung vom Mitteldrucknetz. Da sich Erdgas erst ab 640 Grad Celsius entzündet (Wasserstoff bei 560 Grad Celsius), ist somit der Explosionsgefahr im Brandfall vorgebeugt. Wasserstoffdetektoren für Räume können in Zukunft zusätzlich installiert werden, um die Sicherheit in Gebäuden weiter zu erhöhen.

(Fortsetzung auf Seite 36)

(Fortsetzung von Seite 35)

Die Signale stehen auf grün

Die Gasversorger in Europa rechnen bis zum Jahr 2030 mit einem Anwachsen der Rohrleitungsnetzes in Europa um 600.000 km (heutiger Bestand: 1.000.000 km). Parallel dazu müssen alte Gasleitungen kontinuierlich durch neue ersetzt werden. Deshalb ist es von entscheidender Bedeutung, bereits heute die Weichen Richtung einer echten Wasserstoffwirtschaft zu stellen und entsprechend geeignete Materialien anzuwenden. Damit kann der zukünftige Investitionsbedarf in einem überschaubaren Rahmen gehalten werden. In Deutschland waren im Jahr 2000 über 362.000 km (heute 375.000 km) Gasleitungen verlegt. Davon gehörten 98.000 km zum Hochdrucknetz (über 1 bis 100 bar), 139.000 km zum Mitteldrucknetz (0,1 bis 1 bar) und 126.000 km zum Niederdrucknetz (bis 0,1 bar). Die derzeitigen Baukosten belaufen sich auf ca. 170.000 Euro pro Kilometer im Mitteldrucknetz, als Wartungskosten können 5.000 Euro pro Kilometer jährlich angenommen werden.

Um die Eignung des bestehenden Erdgasnetzes in Europa für Wasserstoff zu untersuchen, wurde von der EU das Projekt Naturalhy ins Leben gerufen. Die Untersuchung von Mai 2004 bis Oktober 2009 wurde von den großen Gasversorgern fachlich begleitet. Kurz- und mittelfristig meint man, sich auf die Beförderung von zu Erdgasqualität aufbereitetem Biogas einstellen zu müssen. Langfristig gesehen, soll Wasserstoff Zugang zum Rohrleitungsnetz finden. Diese Entwicklung ist auch durch nichts aufzuhalten, egal welche Verzögerungstaktiken in dieser Sache auch gefahren werden. Die Versorgungsbranche war offiziell bisher der Meinung, dass eine Beimischung von 5 bis 10 % zum Erdgas ohne nennenswerte Modifikationen in allen Netzen bewältigt werden kann. Das Projekt Naturalhy ergab jetzt eine angeblich machbare Beimischungsquote von 25 %. Da die Erdgasnorm nur 5 % Wasserstoff zulässt, muss bei größeren Anteilen mit den Gasversorgern kooperiert werden Nach wie vor stellt die massive Einspeisung von Ökostrom aus den geplanten Windenergieparks in Nord- und Ostsee ein ungelöstes Problem dar, dem man durch Herstellung von Wasserstoff per Elektrolyse und dessen anschließende Speicherung in unterirdischen Salzkavernen beizukommen versucht. Eine zentrale Rückverstromung unter Wegwurf der wertvollen Abwärme ist Unfug, so dass es für den vorhandenen Wasserstoff nur zwei weitere Verwendungsoptionen geben kann. Die erste wäre die Zumischung zu dem per Pipeline an der Küste ankommenden Erdgas, die zweite die Umstellung auf reinen Wasserstoff. Je nach Wasserstoffanteil werden verschiedene Modifikationen der Transport- und Verteilernetze notwendig. Das betrifft auch die Einstellungen an technischen Systemen für die Erzeugung von Prozesswärme, die Gaszähler, Brennerdüsen usw. bei den Endkunden. Eine Umstellung kann deshalb immer nur als Gesamtsystem erfolgen. Beimischungen von Wasserstoff im Netz müssten so erfolgen, dass stets eine gleich bleibende Qualität des Energieträgers Gas (z.B. Brennwert, Wobbe-Index) gewährleistet ist. Als sinnvoll betrachten wir deshalb nur die komplette Umstellung von Teilen des bisherigen Erdgasnetzes auf reinen Wasserstoff. Das bringt Sicherheit hinsichtlich der Lieferqualität, der gemessenen Mengen (Abrechnungsmodalitäten) und der einstellbaren Parameter industrieller Anlagen und Endgeräte der Verbraucher.

Brennstoffzellen kann man auch mit einer Mischung von Wasserstoff und Erdgas betreiben. Die Brennstoffzellen sitzen dann vor dem Gaskessel. Da der Wobbe-Index von Wasserstoff und Erdgas nahezu gleich ist, muss die Brennerdüse im Allgemeinen nicht ausgewechselt werden. Die Störstoffe (z.B. Schwefel) müssen dann zuvor aus dem Erdgasnetz entfernt werden, da sie sonst die Katalysatoren der BZ-Stacks zerstören können. Bisher genutzte Gasbrennwertkessel können ebenfalls noch verwendet werden. Entsprechende Versuche mit Erdgas, Erdgas-/Wasserstoff-Gemischen und Wasserstoff fanden bereits im Jahr 1993 im Rahmen des Solar-Wasserstoff-Projektes in Neunburg vorm Wald/Bayern mit Kesseln der Firmen Buderus Heizungstechnik GmbH und G. Kromschröder AG statt.

(Fortsetzung auf Seite 37)

(Fortsetzung von Seite 36)

Gusseisen und Stahl

Die zunächst für den Transport von Stadtgas verwendeten Leitungen aus sprödem Gusseisen neigten zu Brüchen und Undichtigkeiten. Ersatz dafür waren Stahlrohre, die auch mit PVC ummantelt wurden. Später ging man zu PE-Ummantelungen über und schützte das Metall der Leitungen kathodisch mit Hilfe von angelegtem Strom.

Für Ferngasleitungen wird nahezu ausschließlich Stahl verwendet. Hier wollen natürlich die Ferngasgesellschaften wissen, ob Wasserstoff durch bereits bestehende Leitungen transportiert werden kann. Deshalb werden verschiedene Tests durchgeführt. Sehr gern untersucht wird die Stahlsorte X 52 auf ihre Tauglichkeit für Wasserstoff. So stellt man entsprechende Vergleiche mit 100 % Erdgas, einem Gemisch Erdgas/Wasserstoff (50 % / 50 %) und 100 % Wasserstoff an. Bei Drücken von 60 bar steigt bei dieser Stahlsorte mit steigendem Wasserstoffanteil auch die Wahrscheinlichkeit für ein Leck oder eine Beschädigung der Leitung erheblich. Das liegt daran, dass Dehn- und Bruchgrenze bei diesem Material sehr eng beieinander liegen. Rohrleitungen werden auch dynamisch durch plötzliche Druckänderungen des beförderten Gases beansprucht. Atomarer Wasserstoff diffundiert in die Wand von Stahlrohren (nicht hindurch !!!) und kann diese spröde machen. Dadurch besteht bei X 52 die Gefahr, dass die Bruchgrenze schneller erreicht wird und es zu einer Beschädigung der Pipeline kommt. Umfangreiche Tests an Probestücken haben gezeigt, dass bei 100 % Wasserstoff eine Beigabe von 500 ppm Sauerstoff ausreicht, um der Gefahr wirkungsvoll zu begegnen. Damit kann man in einer echten Wasserstoffwirtschaft leben. Für Ferngasleitungen werden in den letzten Jahren immer häufiger Werkstoffe wie X 70 und X 80 eingesetzt. Von letzterem sind mittlerweile über 2.000 km verlegt worden. Die Industrie arbeitet an der Entwicklung der nächsten Generation mit X 100. Bei diesen Stahlsorten liegen Dehn- und Bruchgrenzen weiter auseinander, was zu einer größeren Sicherheit in der Praxis führt. Neueste Ferngasleitungen in Asien sind mittlerweile so spezifiziert, dass in ihnen problemlos reiner Wasserstoff transportiert werden kann. Bestehende Ferngasleitungen lassen sich durch einen Inliner aus PE-Werkstoff nachrüsten, der eine Diffusion von Wasserstoff in die Stahlrohrwand erheblich minimiert. Das beste wäre natürlich eine Beschichtung, die atomaren Wasserstoff in molekularen Wasserstoff rekombiniert. Rohre, die zur Wasserstoffversprödung neigen, können mit einem Radikalenfänger wie Zinkbronze beschichtet werden. Da in Deutschland noch das Regelwerk aus der Stadtgaszeit gilt (Bestandteil: 60 % H2), halten auch Hochdruckrohre der Belastung stand. Das gilt auch für die von Stadtwerken häufig verwendeten Röhrenspeicher, die bei einem Druck von 200 bar reinen Wasserstoff aushalten.

Kunststoffe

In den Mittel- und Niederdrucknetzen werden in den letzten Jahren nahezu ausschließlich Polyethylen - und PVC-Rohre verbaut. Verwendung finden Werkstoffe mit den Bezeichnungen PE 63, PE 80, PE 100 und PEX. Neuerdings gibt es auch mit Aramidfasern verstärktes PE, das für Drücke bis 10 bar genutzt werden kann. Bisher gab es nur genormtes Prüfverfahren für dünne Folien und Schichten aus Kunststoff, um die Durchlässigkeit (Permeabilität) von Gasen prüfen zu können. Deshalb musste man einen neuen Versuchsprüfstand beim DBI GUT in Leipzig aufbauen und dazu die Herstellung von passenden Prüfkörpern entwickeln. Untersucht werden nun u.a. das Zeitstandverhalten und die Gasdichtigkeit von Rohrleitungsmaterialien. Merkwürdigerweise gibt es für Erdgas keine Listen und Tabellen, aus denen in der Vergangenheit der Schwund durch die Rohrwand genau ermittelt werden konnte (keine Versuche unter genormten Bedingungen !!!) . Deshalb wird hier noch mit theoretischen Annahmen gerechnet wie z.B., dass eine Erdgasleitung mit einer Nennweite von 100 mm und einem Innendruck von 5 bar auf 1 km so ca. 3,5 Kubikmeter Erdgas pro Jahr abgibt. Die Untersuchungen haben

(Fortsetzung auf Seite 38)

(Fortsetzung von Seite 37)

nun eine geringere Durchlässigkeit von Methan und Wasserstoff bei PE 100 und PEX gegenüber weniger vernetzten Kunststoffen ergeben. Sie wurden jetzt auf den Werkstoff PVC-HI ausgedehnt, da besonders niederländische Unternehmen häufig solche Materialien verbaut haben. Die veröffentlichten Zwischenergebnisse darüber verwirren uns ein wenig. Ein Verhältnis der Permeation von Methan zu Wasserstoff bei PVC-HI konnte nicht ermittelt werden, weil die austretende Menge an Methan auf dem Versuchsstand nicht genau bestimmt werden konnte (nicht sicher messbare Menge). Der Vergleich zwischen PE 100 und PVC-HI bei Wasserstoff fiel angeblich zugunsten des letzteren aus (nur 70 bis 75 % von PE 100). Dafür kann nach Einschätzung mehr Wasserstoff an den Verbindungsstellen im PVC-Netz austreten, die nicht verschweißt wurden. Bei einem Leitungsdruck von 200 mbar und einem Durchmesser von 110 mm kalkuliert die Gasindustrie mit Leckraten von 5 l/km/Tag (PE 100) bzw. 13 l/km/Tag (PVC-HI). Bei Mischungsverhältnissen von 50/50 Prozent (Methan/Wasserstoff) wird keine Notwendigkeit für Veränderungen am Leitungssystem gesehen. Ergebnisse für reinen Wasserstoff publizierte die Schlusskonferenz von Naturalhy nicht.

Die Permeabilität ist außerdem von der Temperatur abhängig. Beobachtet wurde vom niederländischen IFP, dass mit steigender Temperatur der Anstieg der Durchlässigkeit bei Methan größer ist als bei Wasserstoff. Ein Alterungseffekt durch Wasserstoff konnte an den Kunststoffen nicht festgestellt werden. Fest steht, dass die Diffusion von Wasserstoff (100 %) durch Kunststoffe 4 bis 7-Mal höher ist, als bei Methan (100 %). Da der Energieinhalt des Wasserstoffs nur 30 % des Wertes von Methan beträgt, ist der Energieverlust kaum höher als beim Methan. Insgesamt betrachtet liegen die Werte für Diffusionsverluste auf einem niedrigen Niveau. In überwachten Netzen betragen die Leckagen bei Erdgas ca. 0,1 %. Die Hauptursache von Leckagen sind Spalte und Risse im Leitungssystem. Dieser Anteil sinkt bei der Umstellung auf Wasserstoff um 2/3. Insgesamt sinkt die Leckage bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff von 0,1 % auf ca. 0,04 %. Bezogen auf den gelieferten Energiewert sind sie vernachlässigbar gering. Das austretende Methan gilt als Treibhausgas, Wasserstoff hingegen ist für die Atmosphäre und das Klima kein Problem.

Konversionen

Weltweit werden mittlerweile fast 3.000 km Rohrleitungen mit Wasserstoff betrieben. Was man aus bereits bestehender Infrastruktur machen, lassen die folgenden Beispiele erkennen. Die Firma Air Liquide Process & Construction Company kaufte 2004 an der Golfküste der USA zwei alte Ölpipelines und rüstete sie für einen Betrieb mit Wasserstoff um. Das sind keine Einzelfälle und es gibt im Land noch eine ganze Reihe von stillgelegten Leitungen, die auf eine neue Verwendung warten. Mit den Förderrückgängen bei Erdöl im Inland wächst die Zahl beständig. In Texas hat Air Liquide eine existierende fast 80 km lange Pipeline zwischen Freeport und Texas City umgebaut. Auch in der Nähe von Edmonton (Alberta/Canada) wird über 4 km jetzt statt Öl Wasserstoff in eine Raffinerie geliefert. Der Kauf und die Umrüstung ist billiger als ein Neubau, die Leitung steht schneller zur Verfügung. Allerdings gibt es hier Einschränkungen hinsichtlich des Drucks wegen der Wandstärken und Materialien. Der Transport erfolgt hauptsächlich unter niedrigem Druck. Das Unternehmen TransCanada Corp. hat ein Compositmaterial entwickelt, das für Wasserstoffpipelines interessant sein könnte. Hierbei handelt es sich um Composite Reinforced Line Pipe (CRLP TM), hergestellt von der NFC Industries Corp. Damit können dünnwandige Rohre aus niedrig legiertem festem Stahl aufgerüstet werden.

Lebender Beweis

In Hochdruckleitungen wird seit vielen Jahrzehnten in Europa Wasserstoff transportiert. Einen ersten Einblick hatten wir schon im Biowasserstoff-Magazin Nr. 3 gegeben. Die Chemischen Werke Hüls betreiben seit 1938 die Rhein-Ruhr-Pipeline mit einem Druck von 25 bar und Rohrdurchmessern von

(Fortsetzung auf Seite 39)

(Fortsetzung von Seite 38)

168 bis 273 mm. Leuna ist durch ein über 100 km langes System mit anderen Chemiestandorten verbunden. Der Betriebsdruck liegt bei 20 bar. In Frankreich und Belgien nutzt die Firma Air Liquide Rohrleitungen mit einer Länge von 290 km und Drücken von 65 bis 100 bar für Wasserstoff. In den Niederlanden gibt es in und um Rotterdam 50 km solcher Leitungen. Machen wir nun noch einen Sprung über den "großen Teich" Atlantik. Auch hier verwendet die Firma Air Products seit 1969 ein Pipelinesystem mit 58 bar Druck, Durchmessern von 114 bis 220 mm und einer Länge von 232 km. Im Bundesstaat New Orleans liegen 96 km solcher Leitungen. Und abschließend soll auch noch Canada genannt werden. Hier wurde ein erster Abschnitt mit 22 km in der Provinz Alberta fertig gestellt. Ein weiterer Ausbau mit verschiedenen Verbraucher und Produzenten ist vorgesehen. Nennenswerte Unfälle an diesen Transportnetzen hat es bisher nicht gegeben.

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei den benannten Quellen und Torsten Pörschke, Pirna.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Anstrengendes Kino - Torsten Pörschke *(Neu 15.04.10)*

„Freie Energie für alle! Die 4. Revolution – Energy Autonomy“

Der Titel

Bildquelle: http://www.openpr.de, Pressemitteilung von AllgemeinGut e.V. Leverkusen/Köln

des Dokumentarfilms klingt viel versprechend. „Freie Energie für alle! Die 4. Revolution – Energy Autonomy“ von Carl A. Fechner. Also nichts wie hin ins Kino – auch wenn es z.Z. schönere und lustigere Streifen gibt. Die kann man ja noch später anschauen. Der Zuschauerraum ist nur spärlich gefüllt. Ein Thema, das uns alle berühren sollte, ist noch lange kein Kinokassenreißer.

Es wird dunkel und der Vorhang geht auf. Luftbildaufnahmen von **Los Angeles** bei Nacht. Bewegtes Scheinwerferlicht der kriechenden Autoschlangen, beleuchtete große und kleine Gebäude, alles im Spielzeugformat. Bunte Leuchtreklame. Ein Flugzeug landet. In der nächsten Szene fährt ein gelbes Taxi vor. Im Taxi sitzt Hermann Scheer und erläutert seine Sicht der Dinge. Die riesigen Gebäude mit den Glasfassaden in der Stadt sind nicht gedämmt, keine Solarzellen integriert. Könnte man alles machen und damit umweltfreundlich Energie sparen bzw. erzeugen. Im weiteren Verlauf des Films taucht der SPD-Mann aus dem Bundestag noch mehrfach auf. Engagiert verfechtet er seine Idee, Gemeinden, Städte und Nationen autark mit Ökoenergie zu 100 Prozent zu versorgen. Seine These ist, dass das alte System der großen Energieversorger zusammenbricht, wenn 40 Prozent der heute verbrauchten Primärenergie in den entwickelten Industriestaaten eingespart werden könnte. Immer mehr kleinere und kleinste Energieerzeuger übernehmen schrittweise die Marktanteile. Wie das alles zusammenwirken soll, das lässt der Mann allerdings offen. Wird schon – irgendwie – diesen Eindruck hatte ich. Bilder aus **Entwicklungsländern** zeigen – 2 Mrd. Menschen haben weltweit noch nicht einmal Zugang zu elektrischen Strom. Was wird mit den zusätzlichen 2 Mrd. Menschen, die demnächst auf der Erde leben werden? Schwenk nach Europa.

Dänemark mit seinen Windkraft- und Biogasanlagen erscheint auf der Leinwand. Beeindruckend, dass 80 Prozent der Wärmeenergie in diesem Land aus Fernwärmenetzen kommen. Klappt doch –

(Fortsetzung auf Seite 41)

(Fortsetzung von Seite 40)

oder?

Die **IEA** (International Energy Agency) kommt in Gestalt des Faith Birol zu Wort. In den nächsten Jahrzehnten werden fossile Energieträger über 80 Prozent des Zuwachses beim Energiebedarf decken. Tja, die OPEC war eine gute Schule für diesen Posten. In **China** kommen zwischen 2011 und 2020 über 1.000 neue Kohlekraftwerke ans Netz. Erneuerbare Energie braucht noch viele Jahrzehnte, um spürbare Beiträge zur Versorgung leisten zu können. Kernenergie wird einen Beitrag zum „Klimaschutz" leisten. Alles im grünen Bereich.

Mali – das afrikanische Land möchte sich entwickeln. Dazu wird Strom benötigt. Deshalb freut man sich jetzt über ein kleines Kraftwerk, dass aus Jatropha-Öl Energie erzeugt. Einheimische Rohstoffe für einheimische Wertschöpfung. Der Techniker lässt per Knopfdruck den Verbrennungsmotor an.

Schicke Sportautos flitzen durch die Gegend. Wir sind in den **USA** gelandet, bei Tesla Motor, und hören dem Firmengründer zu. Elektroautos sind einfach die Lösung der Mobilitätsfrage. Er habe auch schon an elektrisch betriebene Flugzeuge gedacht – mit Batterien. Die würden zwar nur 4.000 statt 8.000 bis 9.000 Meilen Reichweite schaffen, aber technisch möglich wäre es schon.

In **Norwegen** montieren Arbeiter das Elektroauto Think. Könnte im Stadtverkehr ziemlich nützlich sein. Geringes Gewicht, geringe Abmessungen und Rückspeisemöglichkeiten ins Stromnetz.

Ein Blick nach **Asien**. Frauen schrauben in **Bangladesh** Solaranlagen auf Hausdächer in Dörfern und reparieren die Technik, wenn es notwendig wird. Finanziert über Mikrokredite einer Bank. Kinder lernen in der Schule, wie der Strom gespeichert werden kann. Batterien mit Blei und Schwefelsäure sollen es sein. Schwermetalle und Säuren, das hätte früher einen Aufschrei von Umweltschützern gegeben. Heute ist das egal, Hauptsache die Richtung stimmt.

Was der **brasilianische Urwald** im Amazonas mit Energieerzeugung in der Zukunft zu tun hat, blieb nebulös. Wer will schon, dass dort abgeholzt wird? Die Ursachen des Raubbaus wie Einkommensbeschaffung der dort lebenden Bevölkerung und vorhandener Energiebedarf wurden nicht beleuchtet.

Dafür leuchtet das Beispiel in **Spanien** mit den großen Parabolrinnen-Solarkraftwerken Andasol I, II und III umso heller. Salzspeicher sind einfach toll, um die Generatoren auch zu ungünstigen Zeiten laufen lassen zu können. Los Angeles könnte so auch versorgt werden, da es rund um die Stadt so viel Wüstenfläche für solche Anlagen gibt. Wie das mit Berlin, Paris oder London aussieht, bleibt offen. Über Installationskosten pro kW und Strompreise pro kWh schweigt sich die Dokumentation aus.

In **Deutschland** wird ein Mehrfamilienhaus auf Passivhausstandard modernisiert. Das könnte natürlich mit vielen Millionen Häusern in Europa und anderswo gemacht werden. Ortsbesichtigung durch Hermann Scheer – Handwerker präsentieren stolz ihre Leistung.

Derweil läuft in **China** die Wirtschaft langsam zur Hochform auf. Shanghai im Smog und Unternehmen der Solarbranche boomen. Ein Manager aus der Photovoltaikindustrie weiß, dass es nach der Kohle noch etwas anderes geben muss und glaubt an die Zukunft seiner Firma. Irgendwann sinken die Kosten mit der Massenproduktion – Grid Parity ist der Renner. Zweckoptimismus hilft.

Zum Schluss eine Rückblende nach Dänemark, die Hoffnung machen soll. Der Film hinterlässt bei mir einen faden Beigeschmack. Es gibt kein Gesamtkonzept, denn es geht nur um Ökostrom und um Einsparung von Wärmeenergie. Das greift viel zu kurz. LKW-, Flugzeug- und Schiffstransporte werden gar nicht erwähnt. Woher kommt die Energie zum Heizen in den Megastädten mit Millionen von Einwohnern? Kosten spielen offenbar keine Rolle. Der Zeithorizont wird verkannt. Allein die Baukapazitäten für die Maßnahmen zum Dämmen und Sanieren von Gebäuden sind weltweit innerhalb der nächsten 30 Jahre nicht vorhanden. China soll seine großen Flüsse weiter durch Staudämme und Wasserkraftanlagen ruinieren. Wie die Ökostromnetze stabil bleiben sollen, bleibt offen. **Fragen über Fragen**

(Fortsetzung auf Seite 42)

(Fortsetzung von Seite 41)

statt Antworten.

Dafür könnte die IEA jetzt bequem kontern und mit den nichtkonventionellen Erdgasfunden in vielen Teilen der Welt den Status Quo für einige weitere Jahrzehnte zementieren. CCS, neue ergiebige Lagerstätten und Bohrtechniken machen es möglich. Auf der Rechnung hat der Filmemacher auch nicht Methanhydrate, die Energiekonzerne schon. Der Peak Fossil Fuel könnte daher viel später einsetzen, als bisher gedacht.

Dazu ein Zitat (Quelle: http://www.echo-muenster.de/node/61412)

Was Fechners Öko-Doku von anderen Filmen wie Al Gores Oscar-prämierte Lehrstunde „Eine unbequeme Wahrheit“ oder auch Franny Armstrongs privat finanziertes apokalyptisches Drama "Age of Stupid" unterscheidet, ist, dass „Die 4. Revolution“ der erste Film ist, der auf die Bedrohung durch den Klimawandel einige umsetzbare Lösungsansätze gleich mitliefert.

Da sind die offenen Fragen wie beispielsweise die nach der Finanzierung der Umrüstung, dem Rezept zur erfolgreichen Bekämpfung der Energie-Lobby oder der erfolgreichen Überredung der atomstromfreundlichen Nachbarn schnell vergessen.

Jetzt muss gehandelt werden! Dieser Auffassung waren auch die im Anschluss an den Film vier anwesenden Lokalpolitiker, die natürlich „alles dafür tun werden, damit die Region so schnell wie möglich Energie-autonom wird“. Nur auf eine Jahreszahl wollte sich niemand festlegen. "Wir tun, was wir können".

Zitat-Ende

Fazit - Ein Kommentar von Manfred Richey

Der Film wühlt auf, macht nachdenklich, zeigt einige Lösungsansätze, hinterlässt aber mehr Fragen, als er Antworten gibt. Solarstrom, Windenergie und das alles schön brav über die vorhandenen Stromnetze übertragen. Netzausbau ist angesagt, auch, wenn die Leitungswege immer länger und die Lastregelungsproblematik immer größer und kritischer werden. Macht ja nichts, machen wir doch einfach weiter so, wir kennen ja nichts Besseres.

Wasserstoff? Biowasserstoff? Kennen wir nicht und damit wollen wir uns auch nicht befassen, das sind doch Hirngespinste - so scheint es in den Köpfen der Verantwortlichen eingeprägt zu sein. Oder ist es mehr dem mächtigen Lobbyeinfluss der großen Energiemonopolisten zuzuschreiben, die um ihre Pfründe fürchten, dass dieses Thema ignoriert wird? Wer weiß das schon.

Die Politiker eiern herum, sind mit sich selbst beschäftigt, prügeln (mit Worten) aufeinander ein und wollen dennoch bei den nächsten Wahlen vom Volk wieder gewählt werden. Dummerweise werden sie das dann (meist) auch wieder. Haben wir also selber Schuld? Das muss jeder mit sich selbst ausmachen, diese Frage muss jeder für sich selbst beantworten.

Aber vielleicht gibt es ja eine Lösung - *die* Lösung schlechthin. Schauen Sie doch mal rein, in den Beitrag „Die (beste) Lösung?“, der zwei Seiten weiter hinten folgt.

Doch zunächst folgt mit „Plastic Planet“ der zweite Teil des Beitrags ‚Anstrengendes Kino‘ von Torsten Pörschke.

(Fortsetzung auf Seite 43)

(Fortsetzung von Seite 42)

Bildquelle: http://www.farbfilm-verleih.de/filme/plastic_planet.html#downloads

Plastic Planet

Noch ratloser hinterlässt ein weiterer aktueller Dokumentarfilm von Werner Boote seine Besucher. Plastic Planet – Kunststoff zerstört die Welt. Eine Industrie mit einem Jahresumsatz von 800 Mrd. Euro und einer Jahresproduktion von 240 Mio. t ruiniert den Planeten. Freiwillige sammeln auf einer japanischen Insel an einem Strandabschnitt jährlich 120 LKW-Ladungen Kunststoffabfälle ein, aber niemand will sie haben oder verwerten. In Indien stehen Menschen auf einer Müllkippe und sammeln Plastikmüll. In China werden säckeweise alte PET-Flaschen downrecycled. Die Weltmeere sind vollständig mit dem Zeug verseucht. Dabei wäre es doch ein leichtes, diesen Abfall in wertvollen Wasserstoff umzuwandeln. Wo bleibt die Bioraffinerie der Zukunft mit umweltverträglich produzierten Kunststoffen? Probleme kann man beschreiben, muss sie aber auch lösen.

Fische und Seevögel nehmen die kleinen Teilchen der zerfallenden Kunststoffabfälle als vermeintliche Nahrung auf und reichern giftige Stoffe in ihren Körpern an. Es gibt mehr Plastikmüll als Plankton in den Ozeanen. Lebensmittel aller Art werden mit dem Material verpackt und erreichen uns jeden Tag im Einkaufsmarkt mit ihren geheimen Zuschlagstoffen. Unfruchtbarkeit und schwere Krankheiten (Krebs usw.) sind die Folge. Das Material muss aus der Nahrungskette raus und unschädlich gemacht werden. Das SVZ Schwarze Pumpe hat es vorgemacht – Kunststoffe zu Synthesegas. Dazu gehört auch der Aufbau eines Sammel- und Verwertungssystems, das dafür wirklich funktioniert. In allen Ländern dieser Erde.

Die (beste) Lösung? - Manfred Richey *(Neu 15.04.10)*

Nachgedanken zum Beitrag „Anstrengendes Kino - Plastic Planet“

Alles könnte eigentlich bald besser werden – nur so wirklich richtig anpacken mag das (heute) kein Politiker. Man überlässt also alles (wieder einmal, wie immer) dem freien Markt mit den beherrschenden Energiemonopolisten. Und dann ein bisschen Wärmedämmung hier und etwas Solarstrom dort, eingespeist in die Stromnetze der alten Stromwirtschaft – problembehaftet, ineffizient, zur Instabilität neigend – aber lieb und teuer (vor allem letzteres und für uns als Kunden!).

Ausstieg aus der Stromwirtschaft? Einstieg in eine effiziente Wasserstoffwirtschaft? Fehlanzeige. So etwas ist in den Köpfen der Vordenker noch nicht angekommen. Altes Denken aus Bequemlichkeit? Weil nicht sein kann was nicht sein darf? Fragen Sie doch mal Ihren Politiker nach „Ursachen und Nebenwirkungen“. Vielleicht bekommen Sie ja sogar eine Antwort – schöne Worte, leere Phrasen, die nichts aussagen, sich auf nichts festlegen, „um den heißen Brei herumreden“ – schließlich will man ja wieder gewählt werden, und falls nicht dann kann man auf einen lukrativen Posten bei einem der großen Energiekonzerne hoffen. Sich weit aus dem Fenster lehnen, wirklich etwas ändern wollen? Das sollen doch – bitte – die anderen machen. Die Gefahr ist zu groß, sich unbeliebt zu machen und das will doch kein Politiker, oder?

Gute Nacht Deutschland, gute Nacht Welt – schlaf schön und träume von einer heilen Welt mit hundert Prozent erneuerbarer Energie. Doch wenn du dann – geplagt von Alpträumen eines gequälten Planeten – aufwachst, dann bist du wieder in der Realität des Zeitalters der unendlichen Gier einiger Manager marktbeherrschender Großkonzerne und der Dummheit angekommen.

Die (beste) Lösung?

Ach ja, die zunehmende Übervölkerung dieser Erde könnte sich ganz von selbst regeln und die Zahl der Erdenbewohner würde wieder auf ein erheblich geringeres Maß reduziert. Damit lösen sich dann auch einige weitere Probleme, wie Plastikmüll, Energieverbrauch, CO2-Ausstoß und so weiter... Wie das gehen soll? **Lassen wir doch einfach den Dingen ihren freien Lauf:**

„Lebensmittel aller Art werden mit dem Material verpackt und erreichen uns jeden Tag im Einkaufsmarkt mit ihren geheimen Zuschlagstoffen. Unfruchtbarkeit und schwere Krankheiten (Krebs usw.) sind die Folge”.

So steht es im vorherigen Beitrag. Wer unfruchtbar ist, kann keine Nachkommen mehr zeugen. Wer an schweren Krankheiten leidet, stirbt früher. Auch so kann der Abbau der Weltbevölkerung funktionieren. Sie meinen, dass sei ganz schön zynisch? Ist es nicht. Es ist nur das gute alte Naturgesetz – und das ist nun mal gnadenlos. **Pflanzen und Tiere, praktisch alle Kreaturen auf dieser Erde, die ihren Lebensraum zugrunde richten, ihm mehr entnehmen, als dieser durch Regeneration wieder bereitstellen kann, sind zum Untergang verurteilt.** Mag es anfangs noch helfen, den Einzugsbereich zu erweitern – also ein noch größeres Umfeld auszubeuten – so wird es irgendwann kein weiteres Umfeld mehr geben und die Urheber der Ausbeutung werden dann zugrunde gehen – verursacht durch ihren eigenen Lebenswandel, ausgerichtet auf intensive Ausbeutung anstatt auf ein umwelterhaltendes und ressourcenschonendes Nehmen und Geben. Die Naturgesetze sind einfach und gnadenlos.

Eines ist ganz sicher: Die Menschen brauchen die Erde, diese Welt. Aber die Erde – unsere Welt – kann auch sehr gut ohne Menschen weiter existieren! Das sollten wir uns immer vor Augen halten und dann so handeln, dass wir eine reelle Chance haben, in einer lebenswerten Umwelt zu (über)leben.

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei Manfred Richey, Nürtingen.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Grüne Auto-Technologie für die Oberklasse - Manfred Richey *(Neu 15.04.10)*

F 800 Style von Daimler

Mit dem F 800 Style will Daimler *„...Verantwortung für die Umwelt mit praktischem Kundennutzen und automobiler Faszination in Einklang bringen“, so Dr. Thomas Weber, Mitglied des Vorstands der Daimler AG, verantwortlich für Konzernforschung und Entwicklung Mercedes-Benz Cars.* (Zitat Daimler AG)

Bild- und Datenquelle: Daimler AG

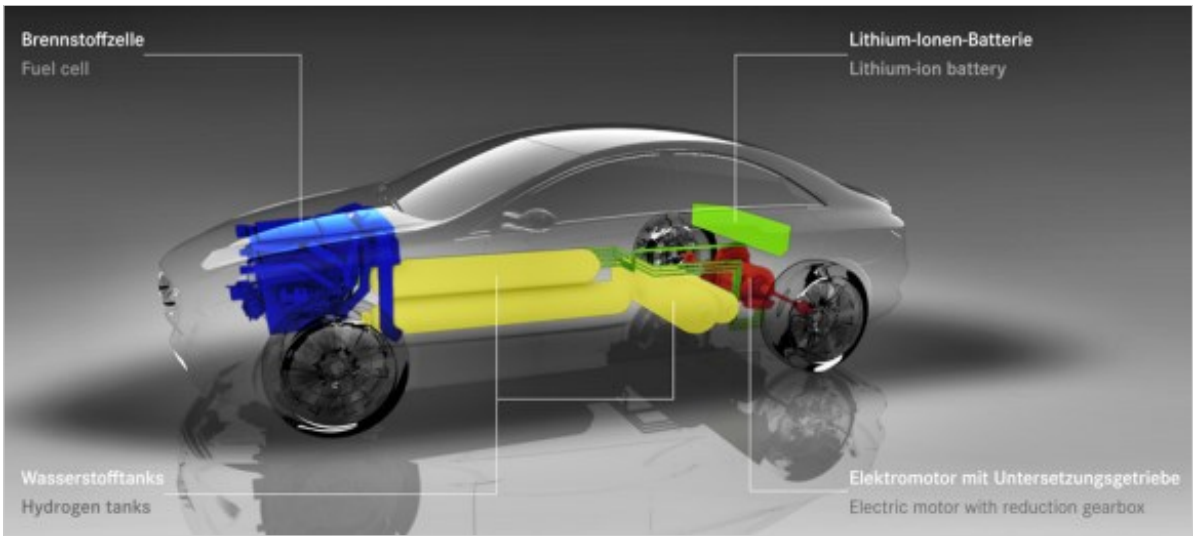
Die technischen Daten des F 800 Style mit F-CELL im Überblick

- Länge (mm) 4738
- Breite (mm) 1938
- Höhe (mm) 1445
- Radstand (mm) 2924
- Kofferraumvolumen (l) 440
- Schwungmassenklasse (kg) 1700
- Reifen 215/45R20
- Nennleistung (kW/PS) rund 100/136
- Nenndrehmoment (Nm) rund 290
- Beschleunigung 0–100 km/h (s) 11
- Höchstgeschwindigkeit (km/h) 180*
- Wasserstoff-Verbrauch (kg/100 km) 0,9**
- CO2 ges. (g/km min.–max.) 0
- Reichweite (km) NEFZ rund 600
- Energieinhalt Lithium-Ionen-Batterie (kWh) 1,4

*Elektronisch abgeregelt
**NEFZ-Gesamtverbrauch, entspricht 3,0 l Dieseläquivalent

(Fortsetzung auf Seite 46)

(Fortsetzung von Seite 45)



Prinzipdarstellung F 800 F-Cell, Quelle: Daimler AG

Soweit Ansichten und Daten des F 800 Style F-Cell. Reichweite bis zu 600 km – da kann man nur hoffen, unterwegs auf eine Wasserstoff-Tankstelle zu treffen. Falls nicht – Pech gehabt... Aber das ist ja auch nur ein Forschungsfahrzeug, welches wohl zeigen soll: Wir könnten schon, wenn wir wollten. Doch vorerst ist Hybrid angesagt, wie die andere Version des F 800 zeigt, die als Plug-in-Hybrid ausgelegt ist.

F 800 Style mit Plug-in-Hybrid (Benzin-Hybridantrieb)

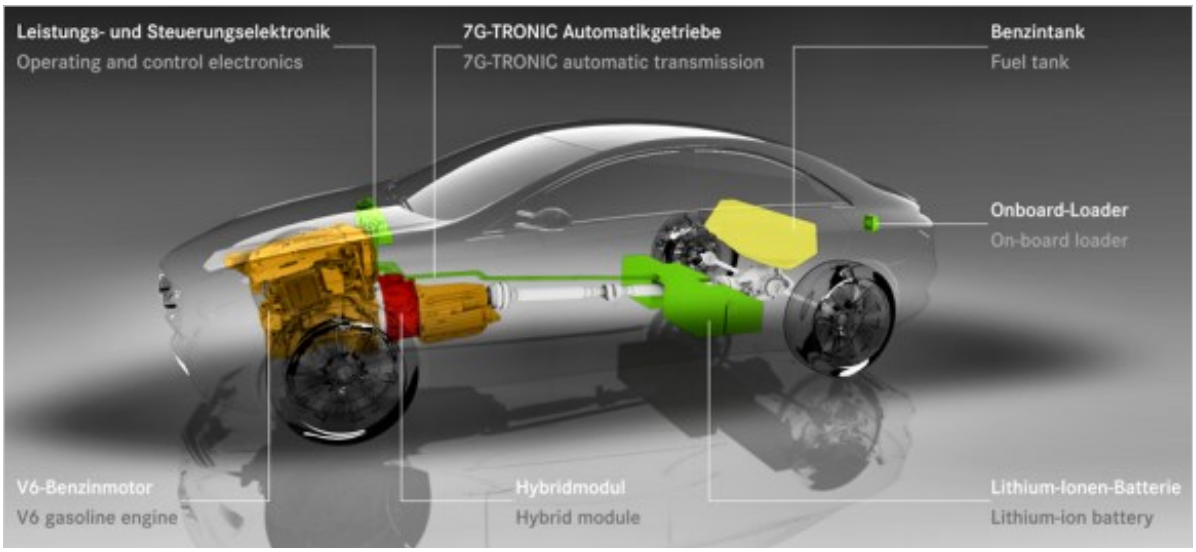
Die wichtigsten Daten und Fahrleistungswerte (Quelle: Daimler AG):

- Länge (mm) 4738
- Breite (mm) 1938
- Höhe (mm) 1445
- Radstand (mm) 2924
- Kofferraumvolumen (l) 440
- Schwungmassenklasse (kg) 1700
- Reifen 215/45R20
- Hubraum (l) 3,5
- Nennleistung Benziner (kW/PS) rund 220/300
- Nennleistung Elektromotor (kW/PS) rund 80/109
- Gesamtleistung (kW/PS) rund 300/409
- Beschleunigung 0–100 km/h (s) 4,8
- Höchstgeschwindigkeit (km/h) 250*
- Elektr. Höchstgeschwindigkeit (km/h) 120*
- Verbrauch (l/100 km) 2,9**
- Elektrische Reichweite (km) 30
- Gesamtreichweite (km) rund 700
- CO_2-Emissionen (g/km) 68
- Schadstoffeinstufung EU 6
- Energieinhalt Lithium-Ionen-Batterie (kWh) >10

* Elektronisch abgeregelt. ** NEFZ-Gesamtverbrauch; vorläufiger Wert

(Fortsetzung auf Seite 47)

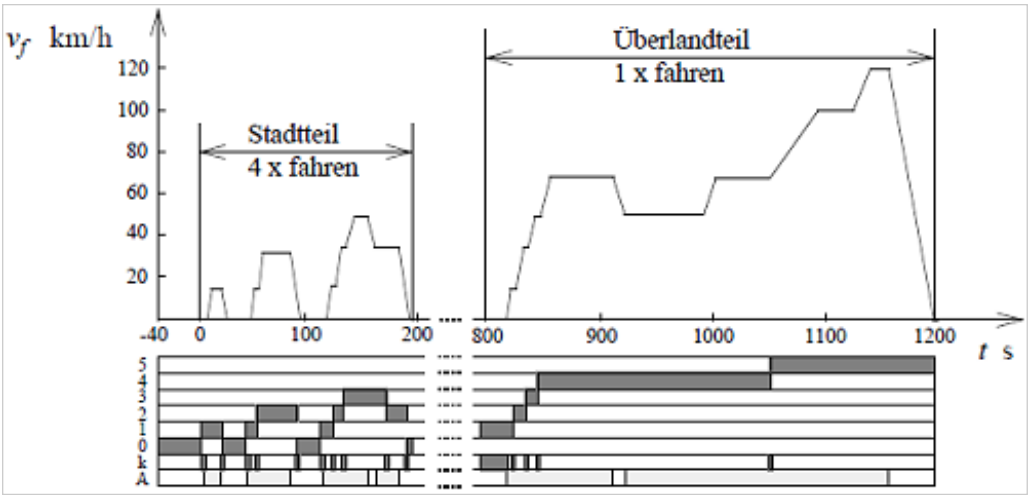
(Fortsetzung von Seite 46)



Prinzipdarstellung F 800 Style mit Plug-in-Hybrid, Quelle: Daimler AG

220 kW + 80 kW Elektromotor, das sind zusammen 300 kW. So etwas braucht der verwöhnte Oberklassenfahrer schon, oder?. Dagegen sieht der F 800 F-Cell schon richtig lahm aus, mit seinen 11 Sekunden von Null auf Hundert. Außerdem tankt der Plug-in-Hybrid Benzin, was es an jeder Ecke gibt - ganz im Gegensatz zu Wasserstoff. Was glauben Sie, kauft die Oberklassenschicht? F-Cell oder Plug-in-Hybrid? Wohl eher letzteres Modell und man hat ein ruhiges, grünes Gewissen dabei. Verbrauch 2,9 Liter Benzin auf 100 km. Toll. Wer weiß denn schon, dass dies nur für die ersten hundert Kilometer bei sehr gemäßigter Fahrweise gilt, von denen dann dreißig rein elektrisch bewältigt werden? Und dann? Ab geht die Post mit reinem Benzinantrieb. Der Verbrauch? Darüber ist nichts zu finden!

Schöngerechnet gemäß amtlicher NEFZ-Gesamtverbauchsformel. Das ist es, was mich ärgert. Volksverdummung, amtlich attestiert und genehmigt.



Legende: 0 bis 5 = Leerlauf und Gänge, k = Kupplung offen, A = Antriebsphase, Länge: 11,4 km, Dauer: 20 Minuten, Durchschnittsgeschwindigkeit: Stadt = 5,12 (m/s – entspricht 18,43 km/h), Überland = 18,14 (m/s – entspricht 65,3 km/h), Total = 9,5 (m/s – entspricht 34,2 km/h), 13 Anfahrvorgänge.

(Fortsetzung auf Seite 48)

(Fortsetzung von Seite 47)

Der NEFZ-Fahrzyklus

Im EU-Zyklus werden die zu verwendenden Gänge vorgeschrieben, ausgenommen Automatik-Fahrzeuge. Der Test wird unter idealisierten Bedingungen auf einem Rollenprüfstand durchgeführt. Die Spitzengeschwindigkeit beträgt 120 km/h, die Umgebungstemperatur ist zwischen 20 und 30 Grad Celsius vorgegeben.

Hierzu einige Zitate aus **‚Studie bemängelt offizielle Verbrauchsangaben von Fahrzeugen'** vom 28.07.2009, gefunden bei http://www.automobil-produktion.de/

„Die feste Definition des Testverlaufs stelle zudem keinerlei technische Probleme für ein Motormanagement dar, den Testzyklus zu erkennen und das Fahrzeug automatisch auf einen entsprechend treibstoffschonenden Fahrbetrieb umzustellen. Damit läßt sich das Fahrzeug auf den Testzyklus „optimieren". Ob dies tatsächlich gemacht wird, läßt sich zwar nicht beurteilen, schränkt Prof. Dudenhöffer zwar ein. Theoretisch sei dies aber möglich."....

Weiter heißt es: „Ein weiterer Faktor sei die Nicht-Berücksichtigung wesentlicher Stromverbraucher, die die EU-Vorschrift außen vor läßt, die aber den Treibstoffverbrauch wesentlich beeinflussen. Heizsystem für den Insassenraum und Klimaanlage blieben beim Test aus. Auch alle Verbraucher im Sicherheits- und Komfortbereich im Fahrzeug werden ignoriert. ..."

Und drittens: „Nichtbeachtung von Zusatzgewicht: Der Mehrverbrauch durch Zusatzgewicht aufgrund von Zusatzausstattungen wird nicht gemessen und solche Pakete können das Fahrzeuggewicht gut um 150 Kilogramm steigen lassen, verursachen somit Zusatzverbräuche."

Abschließend heißt es: „Die offiziellen Verbrauchsangaben liegen bei den 188 Fahrzeugtests im Durchschnitt 27 Prozent oder 2,4 Liter pro 100 Kilometer unter dem tatsächlichen Kraftstoffverbrauch. Das sind gegenüber der Herstellerangabe 58 Gramm/CO2 pro Kilometer zusätzlich. Nur vier Modelle von 188 gaben im Prospekt einen höheren Verbrauch an als im Test gezeigt, und zwar zwei Aston Martins, ein Ferrari und Bentley." Diese, die Realität verzerrenden, Testbedingungen treten nicht nur den Verbraucherschutz mit Füßen, sondern sie bremsen auch CO2-sparende Antriebe aus." Innovationen in die Entwicklung und Vermarktung dieser Antriebe würden gebremst, Verbraucherschutz und Emissionsgesetze würden „ausgehebelt", meinen die Studienautoren Prof. Dudenhöffer und John."

Zitate Ende

Jetzt wissen Sie, wie die 2,9 Liter auf 100 km zustande kommen. Was das Fahrzeug wirklich braucht, wenn der Fahrer mit 180 oder mehr km/h über die Autobahn brettert, das wird nicht erwähnt.

Beim F-Cell mit einem Verbrauch von 0,9 kg H2 auf 100 km sieht es schon besser aus. Selbst, wenn man noch 25 bis 30 Prozent hinzurechnet, liegt der Verbrauch bei etwa 1,125 bis 1,17 kg H2 pro 100 km. Wenn 0,9 kg H2 rund 3,0 Liter Dieseläquivalent entsprechen, dann sind es bei 1,17 kg H2 rund 3,9 Liter. Also verbraucht der Plug-in-Hybrid mit seinen 3,5 Liter Hubraum und 220 kW / 330 PS weniger, als der F-Cell. Jedenfalls offiziell nach der NEFZ-Norm.

Tolle Rechnung, oder? Vielleicht hoffen die hohen Herren bei Daimler ja, dass sich so der F 800 mit Plug-in-Hybrid locker und gut verkaufen lässt, während den F 800 F-Cell niemand so richtig kaufen mag. Hoffnung machen, hinhalten, hinauszögern und inzwischen viele Autos mit den alten Verbrennungsmotoren verkaufen. Eine geschickte Preis- und Rabattpolitik gibt dann den Brennstoffzellenfahrzeugen den Rest. So hat man wenigstens ein Alibi und kann verlauten lassen, dass der Markt eben

(Fortsetzung auf Seite 49)

(Fortsetzung von Seite 48)

noch nicht reif sei und man noch viele Jahre brauche, bis Brennstoffzellenfahrzeuge in größerer Serie

Bild- und Datenquelle: Daimler AG

auf die Straße kommen. Ob diese Rechnung wohl aufgeht? Das werden wir in einigen Jahren sehen, wenn die Asiaten mit bezahlbaren Brennstoffzellenfahrzeugen auf den europäischen und damit auch deutschen Markt drängen.

Der Vorgänger - F 600 HYGenius (2005)

Fakten

Zielsetzung: Erprobung des weiterentwickelten Brennstoffzellenantriebs, familiengerechter Innenraum, innovatives Bedienkonzept, erweitertes PRE-SAFE® System. Antrieb: Brennstoffzelle mit Elektromotor, Spitzenleistung 85 kW (115 PS), Dauerleistung 60 kW (82 PS) - Quelle: Daimler AG.

Zitat aus Wikipedia.de zu weiteren Daten:

„Der Kraftstoffverbrauch des F600 beträgt auf Dieseläquivalent umgerechnet 2,9l/100 km, so die Herstellerangaben. Dies führt zu einer Reichweite von 400 km.

Die technische Basis des Fahrzeugs bildet eine modifizierte A-Klasse von Mercedes-Benz. Die F 600-Serie soll das letzte Experimentalfahrzeug sein, die Erkenntnisse dieser Serie werden nun für die Entwicklung eines regulären Elektrohybrid-Antrieb für die B-Klasse eingesetzt. Der Einbau in eine serienmäßige B-Klasse ist ab 2009 geplant, ab 2012 soll der Antrieb dann wie ein konventioneller Motor verbaut und genutzt werden können. Die Marktreife wird allerdings erst 2020 erwartet, wenn der Preis für das Antriebskonzept auf 5-10 Prozent an den eines konventionellen Antriebs heran gerückt ist.“ Zitat-Ende

Weitere Forschungsfahrzeuge

Im Jahr 2007 gab es den **F 700**, der mit 1,8 l DIESOTTO-Motor in Kombination mit einem 15 kW/20 PS Hybridmodul ausgestattet war.

Davor gab es die Modelle **F 500 Mind** (2003), **F 400 Carving** (2001), **F 300 Life Jet** (1997), **F 200 Imagination** (1996) und **F 100** (1991). Diese Modelle waren mit Viertakt Otto-Motoren mit 4, 6 und 12 Zylindern sowie einem V8-Dieselmotor ausgerüstet.

(Fortsetzung auf Seite 50)

(Fortsetzung von Seite 49)

Forschen und entwickeln ist ja gut und lobenswert. Nur stellt sich die Frage: **„Wann kommen Serienfahrzeuge mit Brennstoffzellen und Wasserstoff auf die Straße?“** Nur das bringt nämlich wirklichen Fortschritt. Und dann sollte es auch Autos geben, die für den Durchschnittsbürger brauchbar und bezahlbar sind. Erst, wenn größere Stückzahlen dieser Null-Emissions-Fahrzeuge auf der Straße einge-

Bild- und Datenquelle: Daimler AG

setzt werden, reduziert sich der Schadstoffausstoß wirklich.

Die Herren bei der Firma Daimler sind der Meinung, sich dafür noch rund zehn Jahre bis zum Jahr 2020 Zeit lassen zu können. Wenn das man gut geht...

B-Klasse F-Cell

Technische Daten Mercedes-Benz B-Klasse F-CELL

Antrieb	Elektromotor mit Brennstoffzelle
Nennleistung (kW/PS)	100/136
Nenndrehmoment (Nm)	290
Höchstgeschwindigkeit (km/h)	170 (elektronisch begrenzt)
NEFZ-Verbrauch (l Dieseläquivalent/100 km)	3,3
CO2 ges. (g/km min.–max.)	0,0
Reichweite (km) NEFZ	385
Kapazität / Leistung Lithium-Ionen Batterie (kWh/kW)	1,4 /35
Kaltstartfähigkeit:	bis -25 °C

Immerhin sollen ab 2010 insgesamt rund zweihundert Fahrzeuge bei institutionellen und erstmalig auch privaten Kunden in den Einsatz gehen – so die Aussage von Daimler. Hier ist die B-Klasse also ein erster Lichtblick. Anstatt viel Geld in Forschung und Entwicklung alter Verbrennungsmotoren-Technik in immer neuem Gewand (DIESOTTO lässt grüßen...) zu stecken, wäre Daimler sicher besser beraten, die wirklich neue Technologie der Brennstoffzellenfahrzeuge so schnell wie möglich für die Großserienfertigung zu günstigen Preisen reif zu machen und auf den Markt zu bringen. Auch wenn man daran anfangs nicht viel verdienen würde, könnte man sich als marktführendes Unternehmen etablieren und dies nicht anderen überlassen.

(Fortsetzung auf Seite 51)

(Fortsetzung von Seite 50)

Über die Variationen der B-Klasse haben wir bereits im Biowasserstoff-Magazin Nr. 12 (Mercedes Concept BlueZero) berichtet.

Weitere Berichte über Brennstoffzellenautos finden Sie im Biowasserstoff-Magazin Nr. 8 vom (16. Juni 2008) – unter anderem über den **Toyota Fuel Cell Hybrid**, der als alltagstauglicher Geländewagen rund 780 km im Normalbetrieb nach dem japanischen „10/15"-Standard mit einer Tankfüllung Wasserstoff schafft. In den USA werden in diesem Jahr (2010) mehr als 100 Fahrzeuge dieses Typs an private Unternehmen, Universitäten und Regierungsbehörden in den Bundesstaaten New York und Kalifornien für einen dreijährigen Praxistest ausgeliefert. Hierdurch soll vor allem der Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur vorangetrieben werden. Zudem möchte Toyota die Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Brennstoffzellentechnologie demonstrieren. Nach bisherigen Unternehmensplänen wird Toyota wohl spätestens im Jahr 2015 das erste Brennstoffzellen-Serienfahrzeug anbieten.

Selbst wenn Toyota zurzeit schmerzhafte Rückrufaktionen wegen verschiedener Qualitätsprobleme zu bewältigen hat, sollte keiner glauben, dass deshalb die Brennstoffzellen auf die lange Bank geschoben werden. Gerade hier bietet sich die Möglichkeit, wieder die alte (Qualitäts-)Klasse zu beweisen.

Andere Hersteller sind ebenfalls aktiv. So plant **Honda** den Produktionsstart von Brennstoffzellenautos für 2010. Aber auch viele weitere Hersteller haben Testfahrzeuge im Einsatz und werden sich ein Stück vom Kuchen der Zukunftstechnologie sichern wollen.

Auch bei deutschen Herstellern tut sich etwas, wenigstens in **China**. Während VW sich in Deutschland mit Brennstoffzellenfahrzeugen zurück hält (siehe auch unseren Artikel „VW/Audi/Porsche und die Brennstoffzelle" im Biowasserstoff-Magazin Nr. 16 vom 15. Oktober 2009) so feierte man die **Weltpremiere des Tiguan HyMotion mit Brennstoffzelle** auf der Challenge Bibendum in Shanghai im November 2007. Die **zweite Weltpremiere** war die **Zero-Emission-Version** des für China konzipierten **Passat Lingyu**. Die Energie für ihre Elektromotoren erzeugt in beiden Fällen eine Brennstoffzelle.

Tiguan HyMotion mit Brennstoffzelle

Das Brennstoffzellensystem mit einer Gesamtleistung von 80 kW wurde im Motorraum integriert. Hier arbeitet auch der Elektroantrieb, der eine Maximalleistung von 100 kW / 136 PS entwickelt. Von Null auf hundert geht es in rund 14 Sekunden, die Höchstgeschwindigkeit beträgt 150 km/h. Als zusätzlicher Energiespeicher dient eine Lithium-Ionen-Batterie, die über die zurückgewonnene Bremsenergie (Rekuperation) oder die Brennstoffzelle geladen wird. Eingebaut ist das Batteriesystem im Kofferraum unterhalb des für den serienmäßigen Tiguan erhältlichen doppelten Ladebodens. Im Bereich unterhalb der Rückbank und des Kofferraums wurde der Wasserstofftank mit 3,2 kg H2 Speicherkapazität integriert. Das Innenraumangebot des Tiguan wird so nicht eingeschränkt.

Passat Lingyu mit Brennstoffzelle

In der Zero-Emission-Version des Passat Lingyu treibt die Brennstoffzelle einen 88 kW / 120 PS starken Elektromotor an. Der Prototyp wurde in China gemeinsam von Volkswagen und der Tongji-Universität entwickelt, die 1907 von Deutschen als „Medizinschule" gegründet wurde und zu den renommiertesten Hochschulen Chinas zählt. Die Brennstoffzelle des Passat Lingyu befindet sich im Wagenboden. Das Brennstoffzellensystem entwickelt eine Spitzenleistung von 55 kW für den Antrieb und lädt auch die unterhalb der Rücksitzbank angeordnete Lithium-Ionen-Batterie. Der gasförmige Wasserstoff wird in einem kohlefaserverstärkten Drucktank mitgeführt. Als Höchstgeschwindigkeit werden 140 km/h und als Beschleunigung von 0-100 km/h 15 Sekunden genannt. Bei schneller Beschleunigung wirkt die Lithium-Ionen-Batterie unterstützend. Wird der Passat Lingyu gebremst, fließt Energie zurück in die Batterie (Rekuperation).

Wir dürfen gespannt sein und warten einfach ab, was sich weiter tut. Warum sollte ich auch jetzt ein neues Auto mit alter Benzin- oder Dieselmotortechnik kaufen, welches in einigen Jahren dramatisch an Wert verliert, wenn serienreife und bezahlbare Brennstoffzellenautos auf den Markt drängen?

Ausblick - Manfred Richey

Biogas ./. Biowasserstoff

Effizienzunterschiede zeigen die Möglichkeiten auf, die ein Einstieg in die (Bio-)Wasserstoffwirtschaft mit sich bringen könnte. Karl-Heinz Tetzlaff beschreibt diese Unterschiede auf seiner Website www.bio-wasserstoff.de, bzw. direkt: www.bio-wasserstoff.de/h2/H2-Herst_/h2-herst_.html und auch in seinem Buch „Wasserstoff für alle“. Der folgende Text stammt aus dieser Quelle.

Wie aus 8 MW Biogas 240 MW Biowasserstoff werden könnten

Biomasse-Anlage Güssing, Bild: Karl-Heinz Tetzlaff, www.bio-wasserstoff.de

Das nebenstehende Bild zeigt die 8 MW-Vergasungsanlage für Biomasse mit Wirbelschichtreaktor in Güssing bei Wien.

Unter einem Druck von 30 bar hätte die Anlage, bei gleicher Reaktorgröße, eine thermische Leistung von 240 MW.

Bei der Herstellung von Wasserstoff aus Biomasse kommt ein großer Teil der Biomasse erntefrisch oder als Silage mit hohem Wassergehalt zum Einsatz. Die nasse Biomasse wird kalt ausgepresst und dabei auf einen Wassergehalt von ca. 50 % gebracht.

Der Presssaft wird dann in einer Biogasanlage fermentiert. Mit diesem Edelfutter läuft die Fermentierung der Presssäfte etwa 10-Mal schneller ab als bei Gülle. Durch die Verkleinerung der Biogasanlage um ca. 90 % und die hohe Energieausbeute des nahezu feststofffreien Presssaftes arbeitet eine solche Biogasanlage sehr wirtschaftlich. Bei dieser Arbeitsteilung wird die Biogasanlage also von unverdaulichem Ballast befreit.

Die unverdauliche Zellulose ist aber ein ausgezeichneter Rohstoff für die thermische Vergasung. Das Biogas wird im Steam-Reformer zu Wasserstoff umgewandelt. Durch die Integration der Biogasanlage in die thermische Vergasungsanlage entsteht also ein Synergieeffekt.

Deshalb ist eine Biogasanlage in der Regel integraler Bestandteil einer Wasserstoff-Fabrik. Ob mehrere Biogasanlagen im Einzugsgebiet der regionalen Wasserstoff-Fabrik wirtschaftlicher sind, wäre noch zu prüfen.

Soweit die Ausführungen von Karl-Heinz Tetzlaff.

Aus 8 MW könnten 240 MW werden - das klingt unglaublich. Unvorstellbar, oder? Es würde sich lohnen, darüber nachzudenken und mehr in diese Zukunftstechnologie zu investieren!

Ein vielleicht ganz guter Vergleich ist die Entwicklung im Bereich der Kfz-Motoren. Daher ein kleiner Schwenk zurück - in die Entstehungsgeschichte des Automobils.

1923 entsteht der erste Diesel-Lkw, ein Benz, Typ 5K3. Es ist ein Fünftonner, ausgestattet mit einem Vierzylinder-Vorkammer-Dieselmotor. Dieser hat 8,8 Liter Hubraum und leistet 45 bis 50 PS (ca. 33 - 37 kW) bei 1.000 Umdrehungen pro Minute. Über den Verbrauch liegen leider keine Zahlen vor.

1936 feierte der Dieselmotor dann seine Premiere im PKW. Im Mercedes-Benz Typ 260 D lieferte ein

(Fortsetzung auf Seite 53)

(Fortsetzung von Seite 52)

Vierzylinder-Dieselmotor mit 2,6 Liter Hubraum 45 PS (etwa 33 kW) bei 3.200 Umdrehungen pro Minute. Die höhere Drehzahl wurde durch Bosch-Einspritztechnik möglich. Der Verbrauch lag bei rund 9 Liter pro 100 km.

Und heute? Ein moderner Dieselmotor mit 2,2 Liter Hubraum bringt 177 PS (etwa 130 kW) Leistung bei Drehzahlen bis zu 5.000 Umdrehungen pro Minute, der Norm-Verbrauch (Durchschnitt) beträgt 7 bis 8 Liter / 100 km.

Es handelt sich hier um einen Serienmotor, der für eine Laufleistung von 200.000 km oder mehr gut sein dürfte - also nicht um ein ‚hochgezüchtetes' Modell.

Wenn man diese technischen Entwicklungen und Fortschritte sieht und vergleicht, dann kommen einem die Vergleichzahlen Biogas- / Biowasserstoffanlage 8 MW zu 240 MW nicht mehr 'spanisch' vor, oder?

Biomasse - es kommt darauf an, was man daraus macht...

Ach ja, der Bedarf an Wasserstoff dürfte auch schon sehr bald stark zunehmen - wenn die ersten Serienfahrzeuge mit Brennstoffzellen und Wasserstoff auf den Markt kommen und preiswerte Brennstoffzellenanlagen für die Strom- und Wärmeerzeugung in Gebäuden verfügbar sind.

Wer dann rechtzeitig die ersten funktionsfähigen Biowasserstoffanlagen auf den Markt bringt, der hat die besten Aussichten auf eine gute und gewinnträchtige Zukunft.

Es bleibt zu hoffen, dass dies bald passiert – zu unserer aller Vorteil und auch für eine bessere Umweltbilanz mit erheblich geringeren CO2-Ausstoß-Werten. Und so ganz nebenbei bleibt das Geld im Lande und braucht nicht für immer teurer werdende Primärenergien wie Erdöl, Erdgas und Uran ausgegeben werden.

Abschließend noch ein Zitat von Karl-Heinz Tetzlaff aus seinem Buch „Biowasserstoff für alle":

Die Bausteine für eine Wasserstoffwelt sind also alle verfügbar. Die Tragik besteht darin, dass die Welt nicht erkennt, dass man den erzeugten Wasserstoff am sinnvollsten in einer Wasserstoffwirtschaft nutzen sollte. Statt dessen werden die kompliziertesten Stoffe daraus hergestellt, nur damit sie vermeintlich besser in die bestehende Infrastruktur passen. Das liegt natürlich auch an unser Subventionspraxis. Aber hauptsächlich daran, dass man der Energiewirtschaft die Gestaltung der Gesellschaft überlässt. Die Energiewirtschaft ist natürlich nicht daran interessiert, ihre bisherige Geschäftgrundlage innerhalb weniger Jahre zu verlieren

Fangt endlich an und baut Biowasserstoff-Anlagen – bitte!

Alle Rechte an diesem Artikel liegen bei den benannten Quellen und Manfred Richey, Nürtingen.
Nutzung bzw. Veröffentlichung nur nach vorheriger schriftlicher Zustimmung.
Anfragen bitte an: kontakt@bio-wasserstoff.info

Impressum
Herausgeber/Verantwortlich
Manfred Richey
Im Wasserfall 2
D-72622 Nürtingen
Telefon: 07022 - 46210
http://www.biowasserstoff-magazin.de
E-Mail: kontakt@bio-wasserstoff.info
Namentlich gekennzeichnete Beiträge stellen die Meinung des Autors dar.

Das Biowasserstoff-Magazin erscheint im Abstand von 3 Monaten im PDF-Format und ausschließlich online. In den Monaten dazwischen gibt es Aktualisierungen früherer Ausgaben. Zusätzlich gibt es Themenhefte, die immer wieder ergänzt und/oder aktualisiert werden.

Wir sind ungebunden, unabhängig und frei von kommerziellen Einflüssen und wollen die Idee des Bio-Wasserstoffs als ***neue umweltfreundliche Energie für alle*** verbreiten.

Beiträge sind willkommen - senden Sie diese bitte online an: kontakt@bio-wasserstoff.info.

Mitstreiter / Mit-Autoren gesucht!
Anfragen bitte an: mitmachen@bio-wasserstoff.info.

Leben wir im „Zeitalter der Dummheit“?

Steinzeit - Bronzezeit - Eisenzeit - *Dummzeit*? Wird die Geschichte eines Tages im Rückblick auf unsere heutige Zeit so geschrieben (werden müssen)?

The Age of Stupid (Das Zeitalter der Dummheit) ist ein Dokumentarfilm, der am 20. März 2009 - also vor einem Jahr - in Großbritannien anlief. Es handelt sich dabei um einen hervorragenden Film über den Klimawandel der dem Zeitgeist entsprechend als Nachfolger von Al Gores “Eine unbequeme Wahrheit“ angekündigt wurde. Der Film – und die anschließende Kampagne – wurde von einer ganzen Schar von Top-Promis und Umweltorganisationen unterstützt, darunter auch Greenpeace, Oxfam, Friends of the Earth und Stop Climate Chaos.

Um ihre Zeitgenossen aus der Klimalethargie zu reißen, entschied sich die britische Dokumentarfilmerin Fanny Armstrong für einen Rückblick aus dem Jahr 2055: In ihrem Film sitzt ein Überlebender der Klimakatastrophe in einem Bunker und klickt sich durch ein globales Nachrichtenarchiv. Er versucht so anhand von Nachrichten und Dokumentaraufnahmen aus unserer Zeit zu rekonstruieren, was damals - also heute - eigentlich schief gelaufen ist. Bei seinem Blick zurück in die Zeit vor dem Unglück muss er sich die bittere Frage stellen: **„Warum haben wir uns nicht gerettet, als wir noch die Gelegenheit dazu hatten? Sollten wir etwa unsicher gewesen sein, ob wir unsere Rettung auch wert sind?”**

Diese Frage sollten wir uns alle stellen – jetzt und heute!

Was tun wir, um die Umweltprobleme – allem voran die Klimaerwärmung – in den Griff zu bekommen? Können wir es zulassen, dass Politiker und Konzernbosse weiter auf alte Technologien wie Atomkraft, Kohle, Erdöl und Erdgas setzen und die großen Chancen eines raschen Umstiegs von der Stromwirtschaft auf die Wasserstoffwirtschaft einfach ignorieren, nicht sehen wollen oder – durch übermächtige Lobbyeinflüsse – auf die lange Bank‘ schieben?

Ist kurzfristiger Profit einiger marktbeherrschender Unternehmen wichtiger als unsere Zukunft?

Dezentral erzeugter Biowasserstoff würde hervorragende Lösungen für alle Probleme bieten – angefangen beim CO2-Ausstoß über die Schaffung tausender neuer Arbeitsplätze vor Ort bis hin zu einer raschen Reduzierung des Primärenergieverbrauchs Erdöl, Erdgas, Uran, Kohle. Als weitere positive Folge versiegt der Geldabfluss in die Förderländer – das Geld bleibt in den jeweiligen Regionen der dezentralen Energieerzeugung. Alles das wäre innerhalb weniger Jahre machbar!

In Deutschland gibt es inzwischen weit über 4.000 Biogas-Anlagen. Biowasserstoff-Anlagen entstehen gerade erst – Musteranlagen müssen gebaut werden und sich beweisen. Dann kann es richtig los gehen.

Wer von der Brückentechnologie alter Atomkraftwerke spricht, sollte dies ganz schnell wieder vergessen. Biogasanlagen kann man eher als Brückentechnologie ansehen, bis es Biowasserstoffanlagen und Brennstoffzellen in Serie und zu günstigen Preisen gibt. Hier sollte massiv gefördert werden und nicht solche Hirngespinste wie die Kernfusion - in die wieder viel Geld fließen soll.

Biomasse ist die bessere Lösung, aber es kommt darauf an, was man daraus macht: **Biowasserstoff – dezentral erzeugt, das ist die bessere Zukunft!**

Nürtingen, im März 2010 - Manfred Richey

Wir müssen Druck machen - auf die Politiker. Damit neue Energien auf den Weg gebracht werden und nicht die Laufzeiten alter AKWs verlängert und schmutzige Kohlekraftwerke gebaut werden!