

Chr. Rösch
D. Wintzer

April 1997



TAB

Monitoring
“Nachwachsende Rohstoffe”
Vergasung und Pyrolyse von Biomasse

Zweiter Sachstandsbericht

Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) berät das Parlament und seine Ausschüsse in Fragen des gesellschaftlich-technischen Wandels. Das TAB ist eine organisatorische Einheit des Instituts für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS) des Forschungszentrums Karlsruhe (FZK) und arbeitet seit 1990 auf der Grundlage eines Vertrages zwischen dem FZK und dem Deutschen Bundestag.

Inhalt

Zusammenfassung	3
Vorwort	7
I. Einleitung	9
II. Vergasung und Pyrolyse von Biomasse	11
1. Vergasungstechniken	12
1.1 Festbettvergaser	13
1.2 Wirbelschichtvergaser	20
1.3 Flugstromvergaser	22
1.4 Pyrolyse von Biomasse	23
1.5 Eignung der Verfahren für verschiedene Biobrennstoffe	26
2. Gasreinigung	28
2.1 Partikel und Alkalien	29
2.2 Teerverbindungen	33
2.3 Schwefel- und Halogenverbindungen	35
2.4 Stickstoffverbindungen	36
3. Gasnutzung	37
3.1 Dampfmotoren und -turbinen	38
3.2 Stirlingmotoren	38
3.3 Gasmotoren	41
3.4 Gasturbinen	42
3.5 Wasserstoff- und Methanolproduktion	46
3.6 Brennstoffzellen	50
4. Gesamtsysteme	60
4.1 BHKW mit Gasmotoren	62
4.2 GuD-Anlagen mit integrierter Biomassevergasung	62
4.3 CO-Vergasung von Biomasse und Kohle	64
4.4 Biomassevergasung und Brennstoffzellen	65

III. Stand der Biomassevergasung	69
1. Stand der Technik bei Kleinvergasern.....	69
2. Stand der Technik bei Wirbelschichtvergasern.....	74
3. Stand der Gasnutzung in Brennstoffzellen.....	78
4. Wirtschaftlichkeitsaspekte	80
5. Umweltaspekte.....	87
IV. Situation der Stromgewinnung aus Biomasse.....	91
1. Situation im Inland.....	91
2. Beispiele für die Situation im Ausland	92
3. Konsequenzen	97
V. Resümee und Ausblick	99
1. Stand und Entwicklungsperspektiven der Technik	99
2. Schlußfolgerungen	103
Literatur.....	107
Anhang	115
1. Tabellenverzeichnis	115
2. Abbildungsverzeichnis	116
Glossar.....	117

Zusammenfassung

Die Vergasung von Biomasse stellt im Rahmen der zahlreichen Möglichkeiten zur energetischen Nutzung von Biomasse eine Energietechnik dar, die im Vergleich zu den konventionellen Verbrennungstechniken die folgenden, wesentlichen **Vorteile** aufweist:

- In Verbindung mit Gasmotoren oder Gasturbinen können durch die Biomassevergasung bei Kraft-Wärme-Kopplung deutlich **höhere elektrische Wirkungsgrade** von etwa 22-37 % erzielt werden, als dies bei der Biomasseverbrennung mit nachgeschalteter Dampferzeugung und Dampfturbine (15-18 %) möglich ist. Durch die Gasnutzung in Brennstoffzellen können auch in kleinen Einheiten und im Teillastbetrieb hohe elektrische Gesamtwirkungsgrade von 25-50 % erreicht werden.
- Aufgrund der besseren energetischen Nutzung pro eingesetzter Biomasseeinheit sind die **CO₂-Einsparungspotentiale** größer als bei der Verbrennung. Die Bildung von NO_x-Verbindungen kann weitgehend unterbunden und die Schadstoffreinigung für verschiedene Substanzen einfacher gestaltet werden. Der Vorteil bei den NO_x kann allerdings bei der späteren Gasverwendung in Gasmotoren oder Gasturbinen teilweise wieder verloren gehen. Bei der Gasnutzung in Brennstoffzellen ist mit **erheblich geringeren Emissionen** an NO_x, CO und Kohlenwasserstoffen zu rechnen als bei den thermomechanischen Verfahren der Gasnutzung.

Bei der Pyrolyse von Biomasse werden drei verschiedene Energieprodukte in unterschiedlichen Mengen erzeugt: der Pyrolysekoks, die Pyrolyseöle und das Pyrolysegas. Mit der Flash-Pyrolyse können hohe Ölausbeuten erzielt werden. Wegen des erforderlichen großen Aufwands zur Aufbereitung der Pyrolyseöle erscheint deren energetische Nutzung gegenwärtig weniger aussichtsreich. Die Pyrolyse als erste Stufe eines zweistufigen Vergasers für Stroh und andere technisch schwieriger zu vergasende Agrobrennstoffe verdient jedoch Aufmerksamkeit.

Bei den meisten Verfahren zur Biomassevergasung wird Luft als Vergasungsmittel eingesetzt und ein niederkaloriges Schwachgas (3-5 MJ/m³) erzeugt. Diese Schwachgase können nach einer Gasreinigung und ggf. Gasabkühlung motorisch genutzt oder in Gasturbinen eingesetzt werden. Für Gasturbinen mit nachgeschalteter Dampfturbine (GuD-Anlagen) sind mittelkalorige Gase (12-15 MJ/m³) günstiger als Schwachgase. Im Falle der Dampfeinsprit-

zung in den Brenner der Gasturbine (Cheng-Prozeß) werden zumindest mittelkalorige Gase gebraucht. Auch im Falle einer Methanol- oder Wasserstoffgewinnung aus fester Biomasse oder einer Gasnutzung in Niedertemperatur-Brennstoffzellen müssen entweder Vergaser verwendet werden, die mit hochangereichertem Sauerstoff und Wasserdampf arbeiten, oder es müssen allotherme Vergaser mit Wasserdampf als Vergasungsmittel herangezogen werden, um das hierfür benötigte wasserstoffreiche, mittelkalorige Rohgas zu erzeugen.

Die Vergasung von Holz und holzartigen Rest- und Abfallstoffen in Festbett- oder Wirbelschichtvergäsern und die Gasnutzung zur Wärmeerzeugung ist Stand der Technik. Die überwiegend in den skandinavischen Ländern eingesetzten Holzvergaser dienen nahezu ausschließlich der Wärmeerzeugung. Die technisch deutlich schwierigere Vergasung von Stroh und anderen festen Agrobrennstoffen, die meist höhere Konzentrationen an Stickstoff, Schwefel, Chlor und Alkalimetallen enthalten als Holz, befindet sich dagegen noch in einer frühen Forschungs- und Entwicklungsphase. Eine Intensivierung der Entwicklung von Vergasungstechniken für halmartige Biomassearten ist ein lohnenswertes Ziel, da das Aufkommenspotential dieser Brennstoffgruppe vergleichsweise groß ist.

Eine gründliche Gasreinigung und eine optimale Anpassung des Gases aus der Biomassevergasung an die jeweiligen Anforderungen der Anlagen zur Gasnutzung sind die Voraussetzungen zur Gasnutzung in Gasmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen. Durch Erhöhung der Gastemperatur oder durch Katalysatoren können die Teerverbindungen inzwischen relativ wirksam gespalten werden. Eine Lösung des vor allem bei Biobrennstoffen bestehenden Teerproblems mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand gibt es jedoch auch für Holzvergaser noch nicht. Von den auf dem Markt angebotenen Vergasertypen sind bislang keine in Verbindung mit motorischer Gasnutzung in Blockheizkraftwerken (BHKW) im Dauerbetrieb erfolgreich getestet worden.

Im Rahmen von EU-Demonstrations-Projekten werden GuD-Anlagen der Größenklasse ab 5 MW_{el} mit integrierter Biomasse-Wirbelschichtvergasung errichtet. Bei den geplanten Biomassevergäsern handelt es sich sowohl um atmosphärische als auch um unter erhöhtem Druck (bis 20 bar) betriebene Vergaser mit nachfolgender Kalt- oder Heißgasreinigung. Mit der Druckvergasung können höhere elektrische Gesamtwirkungsgrade erreicht werden. Dem stehen jedoch erhöhte technisch-ökonomische Aufwendungen zum Eintrag der Biomasse in den Vergaser und mögliche Schwierigkeiten bei der Gasreinigung gegenüber.

Für Anlagen mit einer Leistung von 3-20 MW_{el} erscheint die Stromerzeugung über Gasturbinen und Cheng-Kreislauf oder in GuD-Anlagen mit vorange-

schalteter Biomasse-Wirbelschichtvergasung unter atmosphärischem Druck aus technisch-ökonomischer Sicht die derzeit aussichtsreichste Technik. Für BHKW bis etwa 2 MW_e ist die Gasnutzung in Gasmotoren gegenwärtig interessanter als die Gasturbine. Wegen der Probleme bei der Brennstoffbeschaffung und Logistik kommen Anlagen über etwa 30 MW_e für die Biomassevergasung in Deutschland kaum in Frage.

In Deutschland und in einigen anderen Ländern wird gegenwärtig die Mitverbrennung von Biomasse in vorhandenen großen Kohlekraftwerken (> 100 MW_e) untersucht. Die Integration von Vergasungsanlagen für Biomasse in Kohlekraftwerke hätte gegenüber ausschließlich mit Biomasse betriebenen Vergasungsanlagen den Vorteil, daß die Flexibilität gegenüber saisonalen Schwankungen bei der Verfügbarkeit der Biobrennstoffe größer ist, und daß der erforderliche Investitionsaufwand für die Biomassevergasung geringer ist.

Im Falle einer Gasnutzung in Brennstoffzellen erscheinen die Polymermembran-Brennstoffzellen (Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC) und die Hochtemperatur-Brennstoffzellen (Karbonatschmelze-Brennstoffzelle und Oxidkeramische Brennstoffzelle; Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC, und Solid Oxide Fuel Cell, SOFC) wegen ihrer höheren elektrischen Gesamtwirkungsgrade auf längere Sicht attraktiver als die Phosphorsaure Brennstoffzelle (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC). Bei einer Stromerzeugung in Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit integrierter Biomassevergasung zur Brennstoffbereitstellung ergeben sich außerdem die Vorteile, daß auf eine apparativ getrennte CO-Shiftreaktion vor dem Gaseintritt in die Brennstoffzelle verzichtet und die Abwärme auf einem hohen Temperaturniveau ausgekoppelt werden kann. Für die PEMFC und die MCFC, die an der Schwelle zur Demonstrationsphase stehen, wird innerhalb der nächsten Jahre von einigen Firmen der Schritt in eine Kleinserienproduktion angestrebt.

Obwohl bei jeder der genannten Brennstoffzellentypen in den vergangenen Jahren **erhebliche Fortschritte bei der Technologieentwicklung** gemacht wurden, bleiben bei allen drei Typen noch **mehrere wichtige technische Probleme** zu überwinden. Es wird sich noch erweisen müssen, welcher Typ am besten und am schnellsten mit diesen Problemen fertig wird. Der Beginn einer Serienproduktion dürfte in allen Fällen die gegenwärtig gegenüber anderen Gasverwendungsarten bestehenden Kostennachteile deutlich verringern. Um die technische Reife von Brennstoffzellensystemen mit integrierter Biomassevergasung zu erreichen, sind jedoch noch umfangreiche FuE-Arbeiten erforderlich, die sich nicht auf die Brennstoffzellentechnologien beschränken.

Unter den gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen besteht für Anlagenhersteller und potentielle Betreiberfirmen wenig Motivation, die Forschung und Entwicklung größtenteils mit eigenen Mitteln voranzutreiben. In dieser Situation ist nicht nur die Förderung von anwendungsbezogenen Demonstrationsprojekten, sondern auch von Forschung und Entwicklung im Bereich der Vergasung, Gasreinigung und Gasverwendung Voraussetzung für eine Belebung der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten. Es wird angeregt, **weitere Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben prioritär in den folgenden Bereichen** zu fördern:

- Demonstration eines störungsarmen Anlagenbetriebs mit einem integrierten Verfahren zur Biomassevergasung (zunächst Holz), einem Gasreinigungssystem und einer Gasnutzung in Gasmotoren und Gasturbinen im Dauerbetrieb in technischen Versuchsanlagen und danach in Demonstrationsanlagen
- Entwicklung und technische Demonstration von Vergasern für Stroh und andere halmartige Biomassen und zugehörige Gasreinigungsverfahren
- Integration von Anlagen zur Vergasung oder Pyrolyse von Biomasse in bestehende größere Kohlekraftwerke
- Experimentelle Prüfung der Verknüpfung von Verfahren zur Vergasung von Biomasse, zur Gasreinigung und zur Gasnutzung in Brennstoffzellen

Aussagen zur **Wirtschaftlichkeit** von Anlagen mit integrierter Biomassevergasung sind gegenwärtig nur mit Vorbehalten möglich, da sie noch nicht durch Praxisanlagen im Dauerbetrieb gestützt werden können. Die Vergasung von Biomasse hat gegenwärtig eine noch ungünstigere wirtschaftliche Ausgangsposition als die energetische Biomasseverwertung über die Verbrennung, da die technisch interessanten Vergasungssysteme in der Entwicklungs- und Demonstrationsphase stecken. Es zeichnet sich jedoch ab, daß technische Fortschritte bei der Entwicklung zuverlässiger Systeme zur Biomassevergasung und effizienten Gasnutzung auch zu wirtschaftlichen Vorteilen gegenüber der Verbrennung führen können. Sie können die Wärme- und Stromgewinnung aus Biomasse jedoch nur dann über die Wirtschaftlichkeitsschwelle heben, wenn sich **die Rahmenbedingungen spürbar ändern**, beispielsweise durch eine stärkere finanzielle Honorierung der mit der energetischen Nutzung von Biomasse verbundenen Umweltvorteile. Andernfalls wird sich der Markt für Biomassevergaser in Deutschland und in Europa auf absehbare Zeit auf die Behandlung organischer Abfälle (z.B. Prozeßrückstände aus der Zellstoff-, Papier- und Zuckerindustrie) beschränken.

Vorwort

Im Rahmen des Arbeitsprogramms des TAB kommt dem Arbeitsbereich Monitoring besondere Bedeutung zu. Seine Zielsetzung besteht in

- der Beobachtung wichtiger wissenschaftlich-technischer Trends und damit zusammenhängender gesellschaftlicher Entwicklungen und
- der Verfolgung und Auswertung wichtiger TA-Projekte innerhalb und außerhalb der Bundesrepublik Deutschland.

Angestrebt wird u.a. die frühzeitige Unterrichtung des Ausschusses für Bildung, Wissenschaft, Forschung, Technologie und Technikfolgenabschätzung über potentiell bedeutsame TA-Themen und ihre parlamentarische Relevanz. Im Zeitraum 1996/97 werden im Arbeitsfeld Monitoring vertiefende Untersuchungen zu einzelnen Technikfeldern und Analysen zu gesellschaftlichen Problemfeldern mit technologiepolitischen Implikationen durchgeführt. Dazu gehören Themen, wie z.B. Technikakzeptanz und Kontroversen über Technik, Gentherapie, Stand und Perspektiven von Technologien zur Nutzung regenerativer Energieträger und Brennstoffzellen-Technologie.

Das Monitoring-Vorhaben "Nachwachsende Rohstoffe" wurde auf Beschluß der Berichterstatterinnen und Berichterstatter für Technikfolgen-Abschätzung des Ausschusses für Bildung, Wissenschaft, Forschung, Technologie und Technikfolgenabschätzung im November 1995 begonnen. Der erste Sachstandsbericht beschäftigt sich mit der Verbrennung von Biomasse zur Wärme- und Stromerzeugung (TAB 1996).

Im zweiten Sachstandsbericht werden die Vergasung und Pyrolyse zur besseren energetischen Nutzung von Holz und halmartiger Biomasse und verschiedene Möglichkeiten zur Verwertung des dabei erzeugten Gases betrachtet. Es werden unterschiedliche Vergasungstechniken, Maßnahmen zur Gasreinigung und Arten der Gasnutzung zur Stromgewinnung dargestellt. Aus der Vielzahl an möglichen Kombinationen werden einige, aus gegenwärtiger Sichtweise besonders vielversprechende Konzepte zur Energieerzeugung über die Biomassevergasung näher ausgeführt. Ausgehend vom Stand und von den Perspektiven der technischen Entwicklungen sowie den Einsatzbedingungen und potentiellen Marktchancen werden Schlußfolgerungen für die zukünftige Ausrichtung im Bereich Forschung, Entwicklung und Demonstration Anstrengungen gezogen.

TAB

I. Einleitung

Holz, Stroh und andere feste Agrobrennstoffe sind potentielle regenerative Energieträger, die wegen ihrer relativ geringen Energiedichte nur in einem räumlich und mengenmäßig begrenzten Umfang innerhalb einer kosteneffizienten Transportdistanz verfügbar sind. Für eine zukunftsorientierte energetische Nutzung von Biomasse ist anzustreben, daß die organisch gebundene Sonnenenergie mit Techniken, die über einen hohen Wirkungsgrad verfügen, in Strom und Wärme umgewandelt werden, wobei das Verhältnis zwischen Strom und Wärme möglichst groß sein sollte. Im Sachstandsbericht "Wärme- und Stromgewinnung aus Biomasse" (TAB 1996) sind verschiedene Techniken und Anlagentypen zur energetischen Nutzung von Holz und halmartiger Biomasse über den Weg der Verbrennung behandelt worden. Es zeigte sich, daß der größte Teil der Energieumwandlung in kleinen Verbrennungsanlagen mit geringen Wirkungsgraden und mit teilweise nicht vernachlässigbaren Emissionen stattfindet. In diesem Sachstandsbericht soll über den Stand der Technik bei Wegen zu einer besseren energetischen Nutzung von Biomasse über die Biomassevergasung und Gasnutzung zur Stromgewinnung berichtet werden.

Die ersten funktionierenden Vergaser für Biomasse wurden bereits während des ersten Weltkrieges entwickelt. Während der 30er und 40er Jahre wurden in Deutschland wegen des akuten Brennstoffmangels die Entwicklungsarbeiten auf dem Gebiet der Biomassevergasung forciert. Das Ergebnis war ein holzbefeuertes Gleichstromvergaser, mit dem ein relativ sauberes Gas erzeugt werden konnte, das zum Antrieb von Verbrennungskraftmaschinen geeignet war. Von dem sogenannten Imbert-Holzvergaser wurden nahezu 500.000 Stück im Fahrzeugbau eingesetzt. Der Betrieb des Holzvergasers war zufriedenstellend, sofern das Holz eine gute Qualität aufwies und sein Feuchtegehalt unter 20 % lag. Infolge der herrschenden Randbedingungen wurde der Imbert-Holzvergaser überwiegend durch empirische Vorgehensweise optimiert. Die Umweltverträglichkeit des Vergasers spielte damals verständlicherweise eine nebensächliche Rolle.

Die aus dieser Zeit vorhandenen Erkenntnisse über das Konstruktionsprinzip von Holzvergasern bildeten die Grundlagen der FuE-Aktivitäten zur Biomassevergasung, die in den 70er und 80er Jahren auf der Suche nach Alternativen zum Erdöl begonnen wurden. Die Arbeiten konzentrierten sich auf die Reaktivierung des verlorengegangenen Wissensstandes von 1945. Große technische

Fortschritte konnten nicht erreicht werden. Unter den Vergasungstechnologien, die im Laufe der Jahre entwickelt wurden, waren nicht wenige Fehlschläge, die dazu geführt haben, daß die Vergasungstechnologie an Glaubwürdigkeit als eine einsatzfähige Technik zur energetischen Nutzung von Biomasse verloren hat. Neben den technischen Schwierigkeiten haben auch die anhaltend niedrigen Preise für fossile Energieträger dazu beigetragen, daß zahlreiche der begonnenen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im Laufe der Jahre wieder eingestellt wurden.

Erst in jüngster Zeit wurde das Interesse an der Entwicklung und Erprobung von Techniken zur Biomassevergasung und zur Gasverstromung neu belebt. Ein Grund hierfür ist das allgemein gewachsene Interesse für die energetische Nutzung von Biomasse angesichts der damit verbundenen CO₂-Vorteile. In Deutschland hat auch das Stromeinspeisungsgesetz und die darin festgelegte höhere Einspeisevergütung für Strom aus regenerativen Energieträgern ins öffentliche Netz dazu beigetragen.

Der vorliegende Sachstandsbericht zur energetischen Nutzung von Holz und halmartiger Biomasse durch Vergasung und Pyrolyse versucht Antworten auf die folgenden Fragen zu geben:

- Welche Vor- und Nachteile besitzen die verfügbaren Technologien zur Biomassevergasung im Vergleich zu konventionellen Energieumwandlungstechniken wie der Holz- oder Strohverbrennung?
- Welche technischen Probleme bei der Vergasung von Biomasse und der Nutzung des erzeugten Gases konnten in den vergangenen Jahren gelöst werden und welche noch nicht?
- Welche anwendungsorientierten Erfahrungen mit Biomasse-Vergasungsanlagen und mit Techniken zur Nutzung des bei der Vergasung erzeugten Gases liegen im In- und Ausland vor?
- Welche Fortschritte auf dem Gebiet der Vergasung und der Gasnutzung erscheinen in den nächsten fünf bis zehn Jahren sowie langfristig erreichbar?
- In welchen Bereichen sollte zukünftig verstärkt gefördert werden, um die Biomassevergasung voranzubringen?

II. Vergasung und Pyrolyse von Biomasse

Als Vergasung bezeichnet man die thermochemische Zersetzung eines kohlenstoffhaltigen Brennstoffs durch die Zugabe einer unterstöchiometrischen Menge an Oxidationsmitteln und deren Überführung in ein brennbares Gas. Für die Umsetzung sind hohe Temperaturen erforderlich, die entweder durch teilweise Oxidation des Brennstoffs (autothermer Prozeß) oder durch Wärmezufuhr von außen (allothermer Prozeß) erreicht werden können.

Der Vergasungsprozeß vollzieht sich in sequentiellen Schritten, die unabhängig vom Vergasertyp sind. Zuerst wird das mit dem Brennstoff eingetragene Wasser bei einem Temperaturniveau von 100-200°C verdampft (Trocknung). Danach erfolgt die Entgasung und thermische Zersetzung der Inhaltsstoffe in überwiegend gasförmige Bestandteile bei Temperaturen zwischen hauptsächlich 150°C und 500°C (Pyrolyse). Als Nebenprodukte entstehen verschiedene gasförmige Teerverbindungen, Pyrolyseöle und Pyrolysekoks. Bei der eigentlichen Vergasung werden die gasförmigen, flüssigen und festen Pyrolyseprodukte mit Luft, Sauerstoff oder Wasserdampf zur Reaktion gebracht und der Koks und ein Teil der höheren Kohlenwasserstoffe in kleinere gasförmige Moleküle gespalten.

Die Zusammensetzung des Rohgases hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie z.B. von der Art des Brennstoffes (Stückgröße, Feuchtigkeit und chemische Zusammensetzung) und des Vergasungsmittels, von der Vergasungstemperatur und von den Druckverhältnissen im Reaktor. Das Gas besteht aus brennbaren Gasen (Wasserstoff, Kohlenmonoxid, Methan) und aus nicht brennbaren Komponenten (Wasserdampf, Kohlendioxid, Luftstickstoff). Bei der Vergasung mit Luft wird dem Reaktor relativ viel Luftstickstoff zugeführt, wodurch der Heizwert des Gases sinkt. Das stickstoff- und kohlenmonoxidreiche Gas aus der Biomassevergasung mit Luft hat einen kalorischen Wert von 4-7 MJ/m³. Es wird wegen seines niedrigen Heizwertes auch als Schwachgas oder LHG (Low-Heat Gas) bezeichnet. Bei Verwendung von Sauerstoff als Vergasungsmittel kann sogenanntes mittelkaloriges Gas, das auch als Synthesegas bezeichnet wird, mit einem Heizwert (H_u) von 10-18 MJ/m³ gewonnen werden. Trotz des höheren Heizwertes des Gases beim Einsatz von Sauerstoff als Vergasungsmittel wird gegenwärtig in den meisten Vergasungsreaktoren die Oxidation mit Luft durchgeführt. In diesem Fall ist keine spezielle Einheit zur Sauerstoffbereitstellung erforderlich, welche bei kleineren Anlagen zu ökonomischen Nachteilen führt.

Aufgrund physikalischer Einschränkungen und der Unvollständigkeit bei der Erreichung chemischer Gleichgewichte können auch bei höheren Vergasungstemperaturen und längeren Gasverweilzeiten im Reaktor nicht alle Pyrolyseprodukte in CO , CO_2 , CH_4 und H_2 konvertiert werden. Als Folge der unvollständigen Vergasungsreaktionen enthält das Rohgas verschiedene Teerverbindungen (höhersiedende Kohlenwasserstoffe).

Der thermische Wirkungsgrad der Vergaser, der die Effizienz der Brennstoffumwandlung in gasförmige Produkte beschreibt, wird definiert als das Verhältnis des Energiegehalts im abgekühlten Schwachgas zum Energiegehalt des Brennstoffs. Der Vergasungswirkungsgrad liegt zwischen 70 % und 90 %. Er ist um so schlechter, je unvollständiger die Vergasung ist und je größer die Wärmeverluste durch das Aufheizen der Vergasungsprodukte, durch die Wärmeleitung und Wärmeabgabe an die Umgebung und durch die Abkühlung des Gases im Falle einer Kaltgasreinigung sind. Von der eingesetzten Brennstoffenergie gehen rd. 5 % als flüssige oder feste Vergasungsprodukte und ca. 2 % als Strahlungsverluste des Reaktors an die Umgebung verloren. Über Wärmetauscher kann ein Teil der im Rohgas enthaltenen fühlbaren Wärme in nutzbare Wärme überführt und zur Erhöhung der Gesamtwärmeleistung herangezogen werden.

1. Vergasungstechniken

Einen idealen Vergaser für die Stromerzeugung aus den verschiedensten Arten von Biomasse gibt es nicht. Die bekannten Vergasertypen haben sowohl Vorteile als auch Nachteile im Hinblick auf die besondere Art der zu vergasenden Biomasse, die gewünschte Gasqualität sowie die Investitions- und Betriebskosten. Die einzelnen Vergasungssysteme unterscheiden sich durch

- den Reaktortyp, der u.a. definiert wird durch die Art des Kontakts zwischen dem Oxidationsmittel und der Biomasse (Festbett-, Wirbelschicht-, Flugstrom- oder Drehrohrreaktor),
- die Art der Wärmebereitstellung (allotherme oder autotherme Vergasung),
- die Richtung der Massenströme der Biomasse und des Vergasungsmediums zueinander (Gegenstrom- oder Gleichstromvergasung) und durch
- das eingesetzte Vergasungsmedium (Luft, Sauerstoff, Wasserdampf).

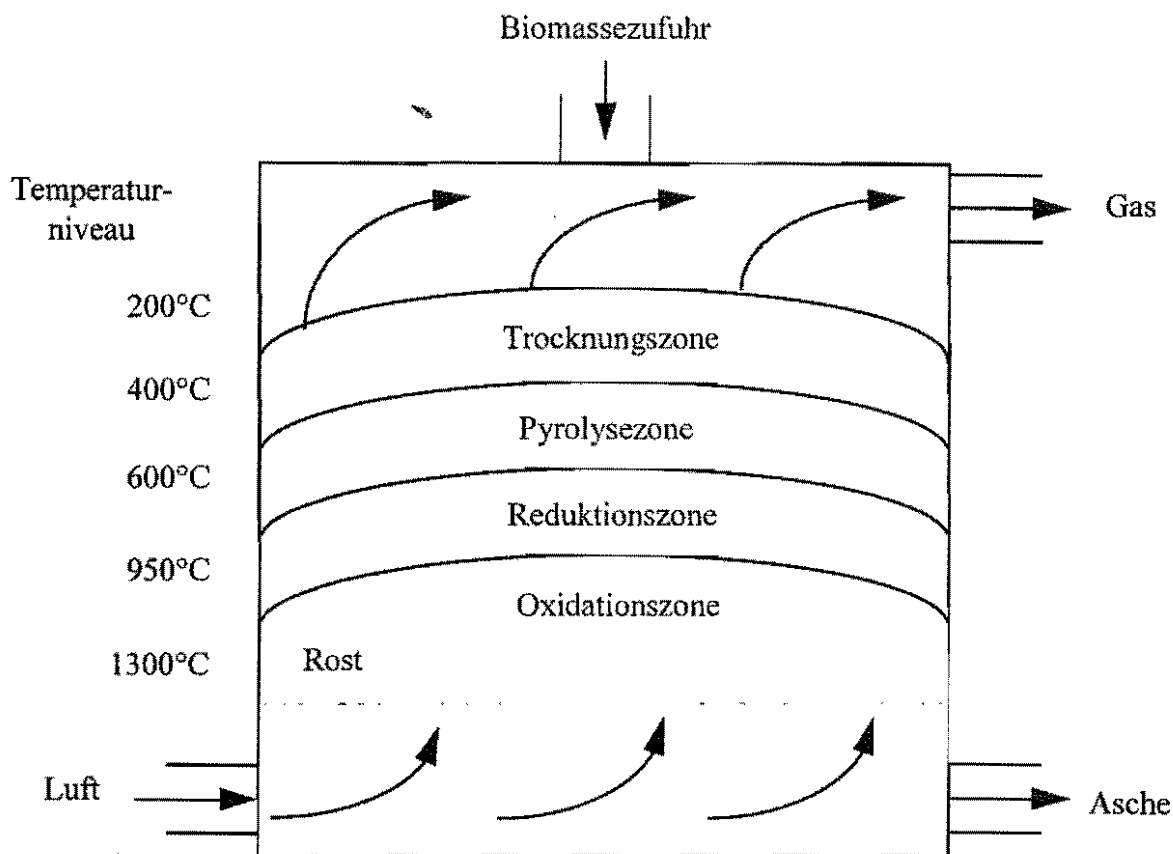
1.1 Festbettvergaser

Im Festbettvergaser, dessen Glutbett aus relativ großen Stücken (2-20 cm) besteht, wird der zu vergasende Brennstoff in einer Schüttschicht, die sich vom Eintragsort über verschiedene Zonen der Schüttung bis zum Ascheaustrag hinweg bewegt, dem Vergasungsmittel ausgesetzt. Das Vergasungsmittel wird an einem vom Vergasertyp abhängigen räumlichen Bereich mit dem Brennstoff zur Reaktion gebracht und mit dem entstehenden Gas durch und über das Festbett geleitet. Die einstufigen Festbettvergaser, bei denen die einzelnen Vergasungsreaktionen (Pyrolyse, Oxidation und Reduktion) überwiegend im gleichen Reaktor stattfinden, werden in Gegenstrom- und Gleichstromvergaser unterschieden.

Beim **Gegenstromvergaser** handelt es sich in der Regel um einen senkrechten Reaktor, bei dem der Brennstoff von oben und das Vergasungsmedium von unten zugeführt wird (Abb. 1). Es gibt jedoch auch Varianten, bei denen dies umgekehrt erfolgt. Durch die entgegengesetzte Bewegungsrichtung von Brennstoff- und Gasstrom bilden sich im Reaktor abgegrenzte Reaktionszonen aus. Das Rohgas steigt im Reaktor auf und wird im oberen Teil abgeführt, daher auch die Bezeichnung aufsteigende Vergasung (updraft gasification). Einfach konstruierte Gegenstromvergaser haben den Vorteil, daß sie keine besonderen Anforderungen an die Bedienung oder die Brennstoffaufbereitung stellen und zur Vergasung eines breiten Spektrums an Biomassearten mit unterschiedlichen Teilchengrößen und Feuchtigkeiten eingesetzt werden können.

Durch die aufsteigende Gasführung strömt das durch Oxidation in einer unteren Zone erhitzte Gas in einer darüber befindlichen Zone am Brennstoff entlang und überträgt einen Teil seiner Wärmeenergie auf diesen. Da das Gas den Vergaser mit relativ niedrigen Temperaturen verläßt, hat der Prozeß einen hohen Vergasungswirkungsgrad. Der Nachteil dieser Prozeßführung ist, daß flüchtige Bestandteile, die in der Pyrolysezone entstehen, vom aufsteigenden Gasstrom mitgerissen werden. Deshalb enthält das Rohgas aus Gegenstromvergäsern beachtliche Mengen an Teerverbindungen. Sofern das Rohgas direkt nachfolgend einem bei hinreichend hohen Temperaturen arbeitenden Brenner zugeführt wird, ist ein hoher Teergehalt im Rohgas weniger ein Problem. In anderen Fällen können größere Mengen an Teerverbindungen im Rohgas zu Ablagerungen und Verstopfungen in nachfolgenden Rohren oder Anlagenteilen führen.

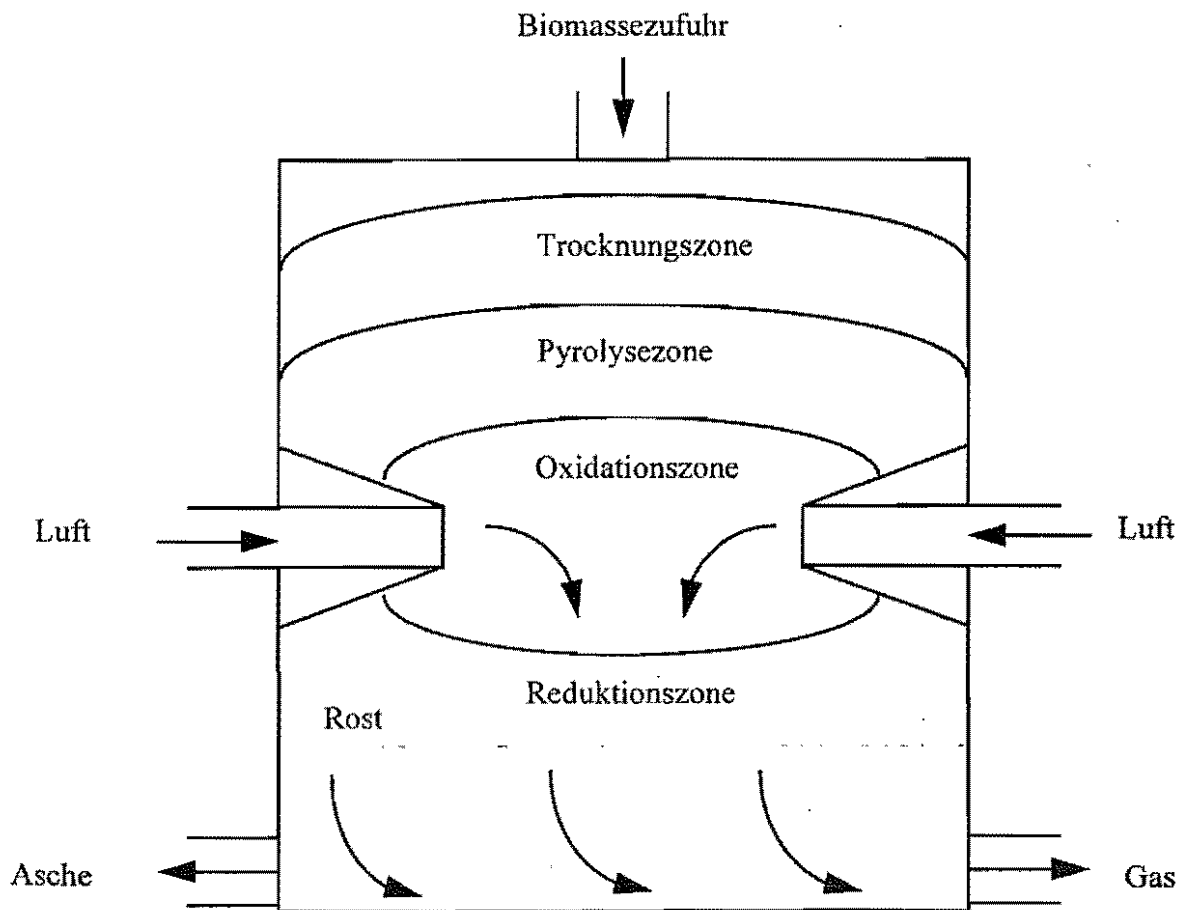
Abb. 1: Prinzip eines Gegenstromvergasers



Beim **Gleichstromvergasers** bewegen sich der Brennstoffstrom und das Vergasungsmittel in gleicher Richtung (Abb. 2). Der zunächst unter weitgehendem Luftabschluss in den oberen Zonen getrocknete und pyrolysierte, stückige Bio-brennstoff gelangt in die sehr heiße Oxidationszone, aus der Koks und Asche nach unten in die Reduktionszone eintreten. Die hauptsächlich in der Pyrolysezone entstehenden Gase werden in der Oxidationszone ebenfalls stark erhitzt auf deutlich über 1.000°C. Dabei erfolgt eine weitgehende Umwandlung teerreicher in teearme gasförmige Gasbestandteile, die in der anschließenden Reduktionszone mit dem Koks unter weiterer Gasbildung reagieren. Das Rohgas entströmt im unteren Reaktorbereich, weshalb diese Art der Vergasung auch als absteigende Vergasung (downdraft gasification) bezeichnet wird. Aufgrund der gleichen Strömungsrichtung ist die Wärmeübertragung zwischen Biomasse und Vergasungsmittel schlechter als bei der Gegenstromvergasung, weshalb das Rohgas vergleichsweise höhere Temperaturen aufweist.

Wegen der hohen Temperaturen in der Oxidationszone ist die Gefahr der Schlackenbildung beim Gleichstromvergaser größer als beim Gegenstromvergaser. Das Risiko der Schlackenbildung ist besonders groß bei der Vergasung von Biomassearten mit hohen Alkaligehalten und den damit verbundenen niedrigen Ascheerweichungstemperaturen. Die Gleichmäßigkeit der Temperaturverteilung innerhalb der einzelnen Reaktorzonen und die Bildung einer gut gasdurchlässigen Koksschicht sind von besonderer Bedeutung für die Gasqualität. Gleichstromvergaser stellen deshalb höhere Anforderungen an die Stückigkeit und den Feuchtegehalt des Brennstoffs.

Abb. 2: Prinzip eines Gleichstromvergasers



Der wichtigste Vorteil der Gleichstromvergasers ist, daß ihre Rohgase wesentlich weniger Teerprodukte und andere hochsiedende Verbindungen enthalten als die Gase aus Gegenstromvergasern (Tab. 1). Sie haben damit Vorteile für die

Erzeugung eines Rohgases, das ohne allzu kostenintensive oder umweltbelastende Reinigungsschritte für solche Gasnutzungen herangezogen werden kann, die nicht über eine direkte Verbrennung des teerhaltigen Rohgases erfolgen.

Einen absteigenden Gleichstromvergaser, bei dem zwei Drittel der Luft durch eine obere Öffnung (Open-top) des Vergasers strömen, hat das Indian Institute of Science in Bangalore entwickelt. Das Rohgas des Open-top-Vergasers soll einen relativ geringen Gehalt an Partikeln ($50-90 \text{ mg/m}_N^3$) und Teerverbindungen ($10-20 \text{ mg/m}_N^3$) aufweisen. Der Vergaserwirkungsgrad liegt bei ca. 80 % (Steinbrecher 1996). Die Firma DASAG (CH) testet gegenwärtig den Open-top-Vergaser unter europäischen Bedingungen.

Tab. 1: Vergleich wichtiger Kenngrößen von Gegenstrom- und Gleichstromvergäsern

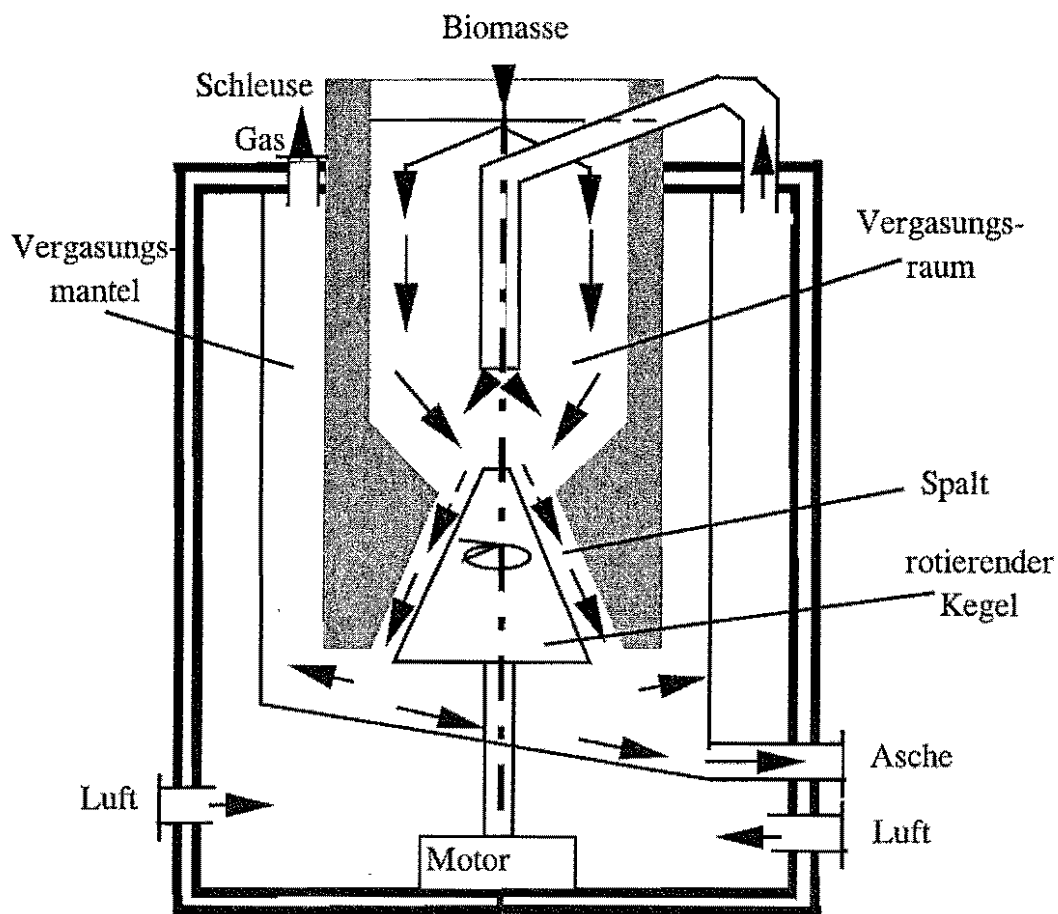
	<i>Gegenstromvergaser</i>	<i>Gleichstromvergaser</i>
Brennstoffstückigkeit	0,5-20 cm	2-20 cm
Anteil Feinmaterialien	< 30 %	< 15 %
Feuchtigkeit	< 40 %	5-25 %
Aschegehalt	< 5-10 %	< 5-10 %
Vergaserleistung	100 kW-10 MW	bei > 5 MW schwierig
Partikelgehalt im Gas	gering	gering
Teergehalt im Gas	bis > 100 g/m ³	gering bis sehr gering
Betriebsverhalten	stabil auch bei Teillast und anderen Brennstoffen	bei Teillast höherer Teergehalt

Quelle: Croezen 1992

Festbett-Gleichstromvergaser sind in vielen Varianten entwickelt worden. Ein Beispiel für eine jüngere Entwicklung ist der von der Firma HTV Energietechnik AG in Gunzgen (CH) angebotene und weiterentwickelte Juch-Vergaser. Dieser besteht in der Grundkonstruktion aus einem schachtförmigen Gleichstromvergaser mit Festbett. Seine Besonderheit ist ein in den Vergaserschacht eingebauter, höhenverstellbarer und drehbarer Gegenkegel, mit dem sowohl das Glutbett stabil gehalten als auch Brückenbildungen durch Rührbewegungen weitgehend vermieden werden können (Abb. 3). Durch die spezielle Zuführung der Vergasungsluft über ein Luftrohr aus hochtemperaturbeständiger Keramik entstehen in der Oxidationszone Temperaturen bis zu 2.000°C . Bei diesem hohen

Temperaturniveau werden langkettige Kohlenwasserstoffverbindungen in niedermolekulare Gase aufgespalten und die mineralischen Bestandteile des Brennstoffs teilweise zu einer inerten, glasartigen Schlacke eingeschmolzen. Die Wärme des ca. 800°C heißen Rohgases, die nach der Kühlung in der Reduktionszone zur Verfügung steht, wird zur Vorerwärmung der Vergasungsluft benutzt. Das Holzgas hat einen Heizwert von 4,6-5,7 MJ/m_N³. Der Vergasungswirkungsgrad der Anlage liegt je nach Brennstoff bei 70-80 %.

Abb. 3: Prinzip des Juch-Vergasers



Neben den Typen von Festbettvergasern, die entweder eindeutig als Gegenstromvergaser oder als Gleichstromvergaser gekennzeichnet werden können, wurden in den vergangenen 10 Jahren vorwiegend von kleineren Unternehmen zahlreiche Varianten entwickelt, von denen im Rahmen dieses Berichtes nur ei-

nige beispielhaft angesprochen werden können. Diese Varianten lassen sich grob untergliedern

- in einstufige Verfahren, bei denen Kombinationen von Gleichstrom- und Gegenstromvergasungsverfahren in einem Reaktorbehälter stattfinden (a),
- und in mehrstufige Verfahren, bei denen zwei oder drei räumlich getrennte Reaktorbehälter eingesetzt werden, um die verschiedenen Stufen der Pyrolyse und Vergasung von Biomasse ihren jeweiligen, besonderen Anforderungen entsprechend gut regulieren zu können (b).

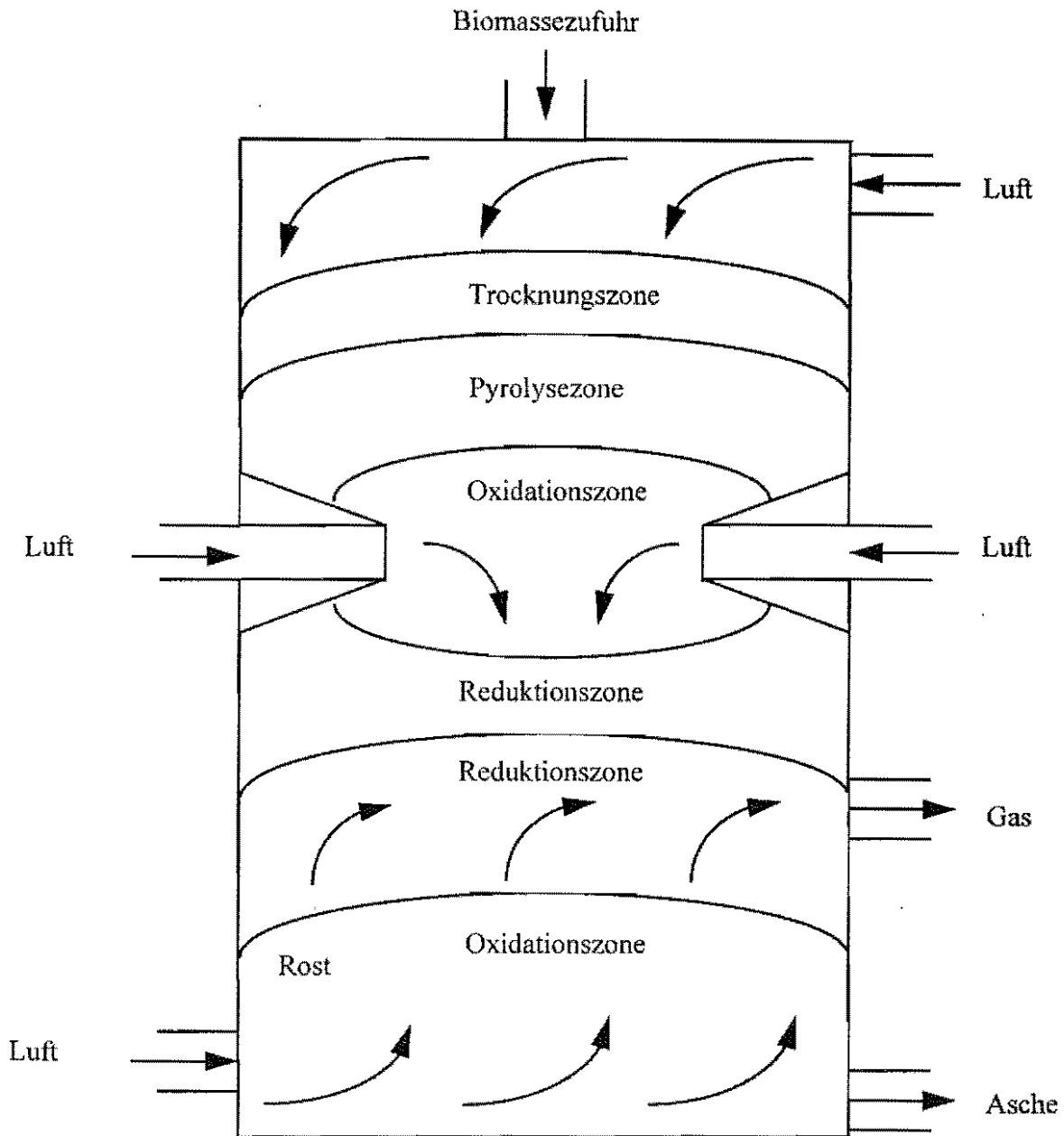
Ein Beispiel für ein einstufiges Vergasungsverfahren gemäß (a) ist der Zweizonenvergaser der Heinz-Dieter Jäckel Handels- und Vertriebsgesellschaft mbH (früher Bio-Heizstoffwerk Berlin GmbH). Es handelt sich hierbei um einen Doppelstromvergaser mit auf- und absteigender Zweizonenvergasung (Abb. 4). Der Reaktor soll ein relativ reines Rohgas mit geringen Teer- und Partikelgehalten erzeugen.

Ein anderes Beispiel für einen einstufigen Vergaser gemäß (a) ist der auf dem absteigenden Gleichstromverfahren basierende Wamsler-Thermoprozessor der Firma Wamsler Umwelttechnik GmbH, die inzwischen von der Firma Umweltengineering Hugo Petersen in Wiesbaden übernommen wurde. Bei dem Verfahren werden die Holzhackschnitzel zunächst in einem Gleichstromvergaser mit Luft und rückgesaugtem Rauchgas vorgetrocknet, entgast und teilweise vergast. Eine Nachvergasung erfolgt mit zusätzlicher Luft in einer Wirbelschichtzone, die unter einem Kipprost im unteren Teil des Vergasers angeordnet ist. In einem nachgeschalteten Zyklon wird der grobkörnige Staubanteil (Korngröße $> 0,05$ mm), welcher vom Gasstrom mitgerissen wird, abgeschieden und in die Wirbelschicht zurückgeführt. Der Vergaserwirkungsgrad beträgt 70 % und der elektrische Gesamtwirkungsgrad 20-25 %. Der Teergehalt im Rohgas (370 mg/m_N^3) ist nach Herstellerangaben zu hoch für einen dauerhaften Motorbetrieb.

Ein bekanntes Beispiel für ein mehrstufiges Festbett-Vergasungsverfahren gemäß (b) ist das Michel-Kim-Verfahren, das von der Firma Easymod Energiesysteme GmbH in Barth weiterentwickelt wurde. Beim Michel-Kim-Vergaser findet die Rohgaserzeugung innerhalb eines ersten Reaktors, eines Gleichstrom-Unterschubvergasers, bei Temperaturen unter 900°C in der Oxidationszone statt, wodurch Schlackenbildungen vermieden werden können. In einem nachgeschalteten zweiten Reaktor, einem Gasreformer mit Wasserdampf, wird der Gehalt an höheren Kohlenwasserstoffverbindungen im Rohgas von 500 mg/m_N^3 auf 10 mg/m_N^3 verringert (Michel-Kim 1995). Im dritten und letzten Reaktor,

einem zirkulierenden Flugstrom-Reduktionsreaktor, wird Reduktionskohle angereichert und in Aktivkohle überführt.

Abb. 4: Prinzip des Zweizonenvergasers



Das Rohgas hat nach Passage einer Gasreinigungsanlage einen relativ geringen Gehalt an Staub ($< 0,5 \text{ mg/m}_N^3$), Ammoniak ($< 5 \text{ mg/m}_N^3$) und Schwefelwasserstoff (ca. 2 mg/m_N^3). Durch die Dreistufigkeit des Verfahrens ist es möglich,

Ammoniak und Aktivkohle so abzuscheiden, daß sie verwertet werden können. Weitere Vorteile des Michel-Kim-Vergasers sind seine Toleranz gegenüber Schwankungen in der Brennstoffzusammensetzung, seine geringe Neigung zur Schlackenbildung und die relative Reinheit des darin erzeugten Rohgases. Wesentliche Nachteile des Verfahrens sind seine Komplexität und die damit verbundenen hohen Investitionen.

Die vorangegangenen Ausführungen zeigen, daß es im Bereich der Festbettvergaser einige interessante Neuentwicklungen gibt. Die Entwickler können zum Teil auf gute Versuchsergebnisse hinweisen, besitzen aber noch keine Erfahrungen im Dauerbetrieb mit anschließender Gasnutzung in Gasmotoren oder Gasturbinen. Einen marktreifen Holzvergaser mit erwiesener Eignung zur motorischen Gasnutzung in BHKW gibt es bisher noch nicht.

1.2 Wirbelschichtvergaser

Der Wirbelschichtvergaser (fluidized-bed gasifier) enthält ein Bett aus feinem Inertmaterial (zumeist Sand), das auf einer perforierten Platte ruht. Die Wirbelschicht entsteht, wenn das Vergasungsmittel oder das Trägergas hinreichend rasch durch diesen Anströmboden fließt, das Inertmaterial aufwirbelt und dabei den zugegebenen Brennstoff von unten umströmt. Die Brennstoffteilchen, die mit 2-50 mm deutlich kleiner sind als bei den Festbettreaktoren (2-20 cm), werden stark miteinander und mit dem Bettmaterial vermischt. Bei der stationären Wirbelschichtvergasung bildet die Wirbelschicht eine definierte Oberfläche aus, die an eine kochende Flüssigkeit erinnert. Mit zunehmender Gasgeschwindigkeit expandiert die Wirbelschicht, bis der Feststoff nahezu gleichmäßig über die Reaktorhöhe verteilt ist. Die vom Gas mitgerissenen Partikel werden in einem Rückführzyklon abgeschieden und in den Reaktor zurückgeführt, wodurch sich der Zustand einer zirkulierenden Wirbelschicht (zWS) einstellt.

Durch die intensive Wärmeübertragung vom Bettmaterial an die Brennstoffteilchen sowie durch die geringere Teilchengröße und die turbulente Strömungsführung verringert sich die Aufenthaltszeit im Reaktor auf wenige Sekunden bis Minuten. Dies ist ein deutlicher Vorteil gegenüber Festbettreaktoren, bei denen die Verweilzeit bei ½-1 Stunde liegt. Ein weiterer Vorzug der Wirbelschicht ist, daß die Reaktortemperatur innerhalb des Wirbelbetts ziemlich konstant ist, und daß dieses Temperaturniveau gut geregelt werden kann. Eine Betttemperatur um 850°C ist im Falle von Holz einerseits niedrig genug, um die Bildung von Schlacken zu verhindern, andererseits aber ausreichend,

um eine weitgehend vollständige Vergasung der Biomasse zu gewährleisten. Der Einsatz von Biomasse mit hohen Aschegehalten von bis zu 20 % und mit hohen Feuchtigkeiten (40-50 %) stellt für den Wirbelschichtvergaser kein unlösbares Problem dar. Allerdings sinkt die Qualität der erzeugten Rohgase, insbesondere bei der Vergasung mit Luft, mit zunehmender Feuchtigkeit des eingetragenen Biobrennstoffs. Der Teer- und Partikelgehalt im Rohgas von Wirbelschichtvergasern ist geringer als bei Gegenstromvergasern, aber höher als bei Gleichstromvergasern.

Die Wirbelschichtvergasung kann unter atmosphärischem Druck oder auch unter erhöhtem Druck erfolgen. Eine Wirbelschichtvergasung unter erhöhtem Druck hat zwei Vorteile: Erstens können die Reaktorausmaße bei gleicher Leistung verkleinert werden, und zweitens wird für manche Arten der Gasverwendung ein bereits verdichtetes Ausgangsgas aus energetischen Gründen bevorzugt. Eine Wirbelschichtvergasung unter erhöhtem Druck (20-30 bar) ist wegen des dafür erforderlichen technisch-ökonomischen Aufwandes eigentlich nur für größere Anlagen ($> 100 \text{ MW}_{th}$) interessant.

Bei der Wirbelschichtvergasung können Luft, Sauerstoff, Dampf oder Mischungen davon als Vergasungsmittel eingesetzt werden. Bei der Vergasung mit Luft oder Sauerstoff wird die benötigte Reaktionsenergie durch Teiloxidation des Brennstoffs bereitgestellt (autotherme Vergasung). Bei der allothermen Wirbelschichtvergasung wird die Reaktionsenergie über Wärmetauscher von außen zugeführt. Der Vorteil dabei ist, daß das Rohgas aus der allothermen Vergasung nicht durch den Stickstoffanteil aus der Luft verdünnt wird, wie dies bei einer autothermen Vergasung mit Luft der Fall ist. Es entsteht kein Schwachgas, sondern ein mittelkaloriges Gas, welches ein breiteres Spektrum an Verwendungsmöglichkeiten eröffnet als Schwachgas.

Allotherme, mit Dampf betriebene Wirbelschichtvergaser werden beispielsweise von der Firma DMT, Essen, sowie der Firma Batelle, USA, angeboten. Von der Firma ThermoChem (früher: MTCI), USA, wurde ein spezieller allothermer Wirbelschichtvergaser, der mit Dampf und relativ niedrigen Temperaturen (520-620°C) betrieben wird, zur Chemikalien- und Energierückgewinnung in der Zellstoff- und Papierindustrie entwickelt. Die Besonderheit dieses Reaktors ist, daß er seine Wärme von einem in das Wirbelbett eingelassenen Bündel oszillierender Wärme-Resonanzröhren erhält, die mit Verbrennungsgasen aus einem Pulsbrenner beheizt werden. Die Pulsation führt zu einem gaseitigen Wärmetransferkoeffizienten, der drei- bis fünfmal höher ist als bei einem konventionellen Wärmetauscher (Grace/Timmer 1995). Dadurch können

die Größe des Wärmetauschers und möglicherweise auch die Kosten der Anlage deutlich verringert werden.

Die Wirbelschichtvergasung führt bei geringen Vergaserleistungen unter etwa 5 MW zu Kostennachteilen gegenüber der Vergasung in Festbettreaktoren. Sie scheint aber bei etwas größeren Leistungen vorteilhafter zu sein. Die Präferenzgrenzen hängen von der Art des eingesetzten Biobrennstoffs ab.

1.3 Flugstromvergaser

Bei der für die Vergasung von Kohle entwickelten Flugstromvergasung wird der fein gemahlene Brennstoff vom Vergasungsmittel (Luft oder Sauerstoff) bei Temperaturen über 1.200°C durch einen vergleichsweise langen Reaktor geblasen. Durch das hohe Temperaturniveau und durch die geringe Partikelgröße kann eine nahezu vollständige Vergasung bei einem Durchflug der Partikel durch den Reaktor innerhalb weniger Sekunden erreicht werden. Dadurch können hohe Vergasungsleistungen je m³ Reaktorvolumen erzielt werden, was insbesondere bei großen Vergaserleistungen ein Vorteil ist.

Der Ascheabzug erfolgt wegen der hohen Vergasungstemperaturen flüssig. Dieser Umstand ist ein weiterer Vorteil des Verfahrens für bestimmte Biobrennstoffe mit niedrigen Ascheerweichungs- und Schmelztemperaturen, welche bei den meisten Vergasertypen zu Problemen führen. Dieser Vorteil ist allerdings mit dem Nachteil des relativ hohen technischen Aufwandes zur Beherrschung der hohen Temperaturen verknüpft. Ein weiterer Nachteil ist der Aufwand zum Vermahlen der faserigen Biobrennstoffe.

Für eine Vergasung von Biomasse in Flugstromvergäsern kommen zwei unterschiedliche technische Verfahrenswege in Frage: Der Flugstromvergaser kann entweder direkt zur Vergasung von Biomasse oder zur Vergasung von vermahlenem Pyrolysekoks nach vorangegangener Pyrolyse von Biomasse eingesetzt werden. Ein Beispiel für den zuletzt genannten Fall ist das von der Firma Umwelt- und Energietechnik Freiberg GmbH (UET) in Freiberg/Sachsen entwickelte Carbo-V-Verfahren, bei dem der Koks der zuvor pyrolysierten Biomasse fein gemahlen und danach mit den teilverbrannten Pyrolysegasen in einem Flugstromvergaser mit Luft vergast wird. Pyrolysekoks läßt sich sehr leicht vermahlen und hat einen fast doppelt so hohen Heizwert wie z.B. Holz oder Stroh.

Bei der direkten Vergasung von Biomasse in Flugstromvergäsern müßte man wegen des geringen Heizwertes und des Wassergehaltes die feingemahlene

Biomasse mit Sauerstoff vergasen, wodurch zusätzliche Kosten entstehen. Auch ist die Einbringung der faserförmigen Biomassepartikel angesichts ihrer geringen Dichte technisch schwierig und mit einem hohen Verbrauch an Transportgas verbunden (Kurkela 1996). Aus den genannten Gründen erscheint die direkte Vergasung von fein vermahlener Biomasse im Flugstromvergaser gegenwärtig als weniger interessant.

Die im Prinzip mögliche, gemeinsame Vergasung von Biomasse und Kohle in bestehenden Kohlekraftwerken mit integrierter Flugstromvergasung ist vorerst eine eher theoretische Möglichkeit, da es gegenwärtig nur ein derartiges Kohlekraftwerk in Europa (in den Niederlanden) gibt. Jedoch gibt es erfolgreiche Versuche dazu: In einer Pilotanlage der Firma Noell in Freiberg ist die gemeinsame Vergasung von Weizenstroh und kolumbianischer bitumöser Kohle in Flugstromvergasern in verschiedenen Mischungsverhältnissen demonstriert worden (Madsen/Christensen 1995). Bei diesen Versuchen wurde das Stroh (90 % < 0,25 mm) ähnlich fein vermahlen wie die Kohle, wodurch eine fast vollständige Kohlenstoffkonversion erreicht werden konnte. Weder bei der Zuführung des Biobrennstoffs noch bei anderen Verfahrensschritten traten technische Schwierigkeiten auf. Auch die Zusammensetzung der Schlackerückstände oder der Abwässer zeigten keine großen Unterschiede im Vergleich zur alleinigen Kohlevergasung. Wegen der Kosten für die Brennstoffaufbereitung und die pneumatische Zuführung des feinen Strohs wurden auch Flugstromvergasungsversuche mit größeren, realistischeren Teilchengrößen ($d_{50} = 1-2$ mm) durchgeführt. Hierbei zeigte sich, daß die Aufenthaltsdauer im Flugstromvergaser zu kurz war, um eine vollständige Vergasung des Strohs und eine zufriedenstellende Kohlenstoffkonversion zu erreichen.

1.4 Pyrolyse von Biomasse

Unter der Bezeichnung "Pyrolyse" versteht man die thermische Spaltung eines Stoffes durch Erhitzen in einer sauerstoffarmen Atmosphäre (Luftabschluß). Es handelt sich dabei um eine Vielzahl gekoppelter, meist noch unbekannter endo- und exothermer Einzelreaktionen. Der Temperaturbereich, in dem sich die Pyrolyse hauptsächlich abspielt, liegt zwischen 300°C und 600°C. Damit die Pyrolysereaktionen beginnen können, muß Wärme zugeführt werden. Bei der allothermen Pyrolyse wird die Wärme von einer externen Wärmequelle erzeugt und dem Reaktor von außen durch Wärmeeintragsflächen zugeführt. Man kann auch einen Teil des Pyrolysegases durch Zufuhr eines Oxidationsmittels verbrennen

(autothermer Prozeß) und so die erforderliche Wärme bereitstellen. Die autotherme Pyrolyse ist genaugenommen keine Pyrolyse mehr, sondern bereits eine autotherme Vergasung.

Bei der Pyrolyse als eigenständigem Verfahren werden die Pyrolyseprodukte im Gegensatz zur Vergasung nicht weiter thermochemisch umgesetzt, sondern dem Reaktionsraum entzogen und abgekühlt. Die Reaktionsprodukte bei der Pyrolyse sind:

- ein fester, koksähnlicher Pyrolyserückstand,
- organische Dämpfe, die bei Abkühlung als Pyrolyseöle auskondensieren,
- und brennbare Pyrolysegase (Heizwert: 10-15 MJ/m³) mit einem hohen Anteil gesättigter und ungesättigter Kohlenwasserstoffverbindungen.

Die Mengenanteile der Pyrolyseprodukte hängen von der Reaktionszeit ab. Bei einer langsamen, über mehrere Stunden andauernden Erwärmung der Biomasse auf 400°C werden relativ große Mengen an Pyrolysekoks produziert. Etwa gleiche Anteile an Koks, Kondensaten und brennbaren Gasen entstehen, wenn bei 600°C die Pyrolysereaktion 10-30 Minuten andauert. Je höher die Pyrolysetemperaturen und die Gasverweilzeiten in der Pyrolysezone sind, um so mehr organische Verbindungen werden zu niedermolekularen Brenngasen gespalten.

Bei der sogenannten Flash-Pyrolyse laufen die Pyrolysereaktionen im Sekundenbereich ab. Wegen der sehr schnellen Erwärmung des Brennstoffs können die im Biobrennstoff enthaltenen Wassermoleküle nicht mehr vollständig verdampfen und reagieren mit dem organischen Material. Dabei werden Polymere in kleinere, flüchtige Bestandteile getrennt und Aromate, ungesättigte organische und sauerstoffhaltige Verbindungen gebildet. Beim anschließenden Abkühlen der flüchtigen Pyrolyseprodukte werden organische Öle und unter 100°C auch Wasserdampf auskondensiert. Der Anteil an flüssigen Produkten kann bei der Flash-Pyrolyse bis zu 83 % (bezogen auf den Heizwert der Trockenmasse des Brennstoffs) ausmachen. Ein schnelles Entfernen der Pyrolyseprodukte aus der heißen Pyrolysezone und deren rasche Abkühlung steigert den Ertrag an höhermolekularen, kondensierbaren Pyrolyseölen. Der Anteil des Biomasse-Heizwertes im Koks liegt bei der Flash-Pyrolyse unter 30 %, bei der konventionellen Pyrolyse um 40 % und bei der langsamen Pyrolyse bei über 50 %. Das Ölgemisch hat einen Heizwert von 22-23 MJ/kg TS (Bridgwater 1996).

Die Gründe für eine Pyrolyse, die apparativ getrennt von der Vergasung durchgeführt wird, können sein

- das Ziel, einen möglichst hohen Anteil an Pyrolyseölen zu erzielen, um daraus einen gut transportablen Energieträger oder Spezialchemikalien zu gewinnen,
- das Bestreben, die Probleme mit der Ascheerweichung und der Teerbildung durch die räumliche Trennung des Pyrolyse- und (anschließenden) Vergasungsschrittes zu verringern,
- oder der Wunsch, einen möglichst großen Anteil der Biomasse in Holz- bzw. Aktivkohle umzuwandeln.

Die Vorteile der Erzeugung eines Pyrolyseölgemisches anstelle von Rohgas werden in der einfacheren Handhabung und Lagerung und in den günstigeren Transportmöglichkeiten gesehen. Bei einem Einsatz in großen Anlagen mit hohen Wirkungsgraden können die scheinbar preisgünstigen land- und forstwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffe aufgrund der hohen Erfassungs-, Transport- und Lagerkosten schnell zu vergleichsweise teuren Brennstoffen werden. Durch die Verflüssigung der Biomasse mittels der schnellen Pyrolyse nahe dem Ort des Biomasseanfalls können die Transportkosten verringert werden. Kleine Pyrolyseeinheiten zur Versorgung einer zentralen Stromerzeugungseinheit erscheinen jedoch derzeit als nicht kosteneffektiv, da die Einsparungen bei den Transportkosten aufgrund der höheren spezifischen Kapitalkosten beim Bau mehrerer kleinerer Einheiten vernachlässigbar sind (Toft/Bridgwater 1997).

Ein Problem bei der Entkopplung des Pyrolyse- und Vergasungsschrittes zur Erzeugung eines leicht lager- und transportfähigen Pyrolyseöls ist dessen Instabilität und Neigung zur Polymerisation, sobald es Luft oder höheren Temperaturen ausgesetzt wird. Das Pyrolyseöl ist schwer entzündbar, besitzt eine hohe Viskosität, einen niedrigen pH-Wert und neigt zur Korrosivität. Ohne vorhergehende Aufbereitung kann das aus niedrigsiedenden Kondensaten zusammengesetzte, wasserhaltige Ölgemisch nicht als Kraftstoff eingesetzt werden. Durch eine katalytische Wasserstoffbehandlung, wie sie bei Raffinerieprozessen in der Mineralölindustrie üblich ist, kann die Qualität des Pyrolyseöls deutlich verbessert werden. Die hierbei normalerweise eingesetzten Katalysatoren werden oft deaktiviert, und die Suche nach befriedigend arbeitenden Katalysatoren (z.B. Zeolith) ist noch im Gange.

Auch nach entsprechenden Aufbereitungsschritten müssen die Verbrennungsmotoren an die Eigenschaften des Pyrolyseöls angepaßt werden, um einen zuverlässigen Betrieb von Motoren zu erreichen. Mit Ausnahme der NO_x -Emissionen, die aufgrund der niedrigen Verbrennungstemperaturen (hoher Wassergehalt) gering sind, liegen die Schadstoffemissionen über denen beim

Benzinbetrieb. Zusammenfassend läßt sich sagen, daß die Erzeugung eines Kohlenwasserstoff-Kraftstoffs über die Flash-Pyrolyse technisch machbar ist, aber bis zu einer Kommerzialisierung des Verfahrens noch viele Probleme zu lösen sind.

1.5 Eignung der Verfahren für verschiedene Biobrennstoffe

Die in den vorhergehenden Kapiteln dargestellten Techniken zur Vergasung oder Pyrolyse von Biomasse eignen sich zur energetischen Nutzung von naturbelassenem Industrie- oder Waldrestholz. Sie sind jedoch nicht gleichermaßen geeignet zu Vergasung von Stroh und anderen halm- oder kornartigen Biobrennstoffen, wie verschiedenen Arten von Energiegräsern, Schilffarten (*Miscanthus*, *Switchgrass*, usw.) oder von Ganzpflanzengetreide. Diese nicht holzhaltigen Biomassearten werden in diesem Bericht kurz als feste Agrobrennstoffe bezeichnet. Der Grund hierfür ist das unterschiedliche Vergasungsverhalten von festen Agrobrennstoffen, die meist höhere Konzentrationen an Stickstoff, Schwefel, Chlor und Alkalimetallen enthalten als Holz. Soweit Festbettreaktoren zur Vergasung halmartiger Agrobrennstoffe in Betracht gezogen werden können, ist ihre Verdichtung zu Pellets oder Briketts erforderlich, deren Kosten nicht unerheblich sind. Leider sind auch im Falle der Vorverdichtung, die mit der "Zerbröselung" der Pellets oder Briketts verknüpften Probleme noch nicht beseitigt.

Ein zentrales Problem bei der Vergasung von Stroh und anderen festen Agrobrennstoffen ist, daß manche dieser Biomassearten wegen ihres hohen Kaliumgehalts und relativ niedrigen Ascheerweichungspunktes bereits bei Temperaturen zu Schlackenbildungen führen, die für eine hinreichend vollständige Vergasung erforderlich sind. Die Neigung zur Schlackenbildung ist um so größer, je höher die Vergasungstemperatur und der Aschegehalt sind. Eine hohe Vergasungstemperatur ist erstrebenswert, weil sie neben der Partikelgröße und Aufenthaltsdauer des Brennstoffs im Reaktor und dem Vergasungsmittel die Ausbeute und Qualität des Rohgases bestimmt. Zu den ungelösten Problemen bei der Vergasung vieler Arten von verschiedenen festen Agrobrennstoffen gehören die im Vergleich zu Holz höheren Chlor- und Alkalienanteile im Rohgas, die zu Korrosionen und Verschlackungen in den nachgelagerten Anlagenkomponenten führen können.

Gegenstromvergaser sind hinsichtlich des Risikos von Kanalbildungen und Verstopfungen besser geeignet zur Vergasung von festen Agrobrennstoffen als

Gleichstromvergaser, bei denen in der Oxidationszone sehr hohe Temperaturen auftreten können. Die Entwicklung von speziellen Techniken zur Vergasung von festen Agrobrennstoffen steckt noch in den Anfängen, obwohl die ersten Experimente zur Strohvergasung schon Ende der 70er und Anfang der 80er Jahre stattfanden.

Ein Beispiel für einen eigens zur Strohvergasung entwickelten Vergasertyp ist der Zweistufen-Vergaser der Technischen Universität von Dänemark (DTH). Dabei handelt es sich um eine kombinierte Pyrolyse- und Vergasungseinheit (50 kW_{th}), die inzwischen zu einem kompakten Wirbelschichtvergaser mit Pyrolyse- und Vergasungseinheit weiterentwickelt wurde (Houmøller et al. 1996). In der Pyrolyseeinheit (500-600°C) wird eine gasförmige Fraktion, die 65-70 % der Biomasseenergie enthält und zum Antrieb eines Gasmotors genutzt werden soll, und eine feste Fraktion (Koks und Asche) erzeugt. Nach Abtrennung des Pyrolysekokes mit Hilfe eines Zyklons wird ein Teil des Gases zur Verwirbelung in den Pyrolysereaktor zurückgeführt. Der größere Teil des Gases kommt in die Vergasungskammer, wo es durch Luftzufuhr auf > 800°C erhitzt wird und es zu einer Spaltung der Teerbestandteile kommt. Die Vorteile des Zweistufen-Vergasers sind ein reduzierter Teerbestandteil im Rohgas und eine verringerte Neigung zur Schlackenbildung.

Ebenfalls speziell für die Vergasung von biogenen Abfällen und Reststoffen mit hohen Ascheanteilen und niedrigen Ascheerweichungstemperaturen entwickelt wurde der verschlackende Gegenstromvergaser von der Firma Kvaerner in Norwegen. Bei diesem Vergaser wird das Rohgas durch die Zuführung von sekundärem Sauerstoff gereinigt, der die Temperaturen in der Nachverbrennungskammer auf ca. 1.100°C ansteigen läßt. Der Gesamtwirkungsgrad des Vergasers ist wegen des energieintensiven Gasreinigungssystems niedriger als bei anderen Verfahren.

Das von der Umwelt- und Energietechnik Freiberg GmbH (UET) in Freiberg/Sachsen entwickelte "Carbo-V-Verfahren" scheint ebenfalls ein zur Strohvergasung technisch geeignetes Verfahren zu sein. Das Verfahren basiert auf dem Gleichstromprinzip, nutzt aber gleichzeitig die Vorteile der Wirbelschichtvergasung. Durch die räumliche Trennung der Pyrolyse von der Oxidation wird Pyrolysekoks erzeugt, der nach Vermahlung zusammen mit dem Pyrolysegas in einem nachgeschalteten Flugstromvergaser bei Temperaturen zwischen 1.200°C und 1500°C umgesetzt werden kann. So entstehen keine Teerverbindungen und die Asche kann flüssig abgezogen werden. Das nahezu teerfreie Rohgas wird anschließend abgekühlt und einer Entstaubung mit Hilfe von Zyklonen sowie einer Gaswäsche zur Entfernung verbliebener Spurenverunreinigungen unterzo-

gen (BGT 1996). Das technisch interessante Konzept, das für Anlagen mit Kapazitäten zwischen 0,3 MW_{el} und 5 MW_{el} Netto-Leistung gedacht ist, befindet sich noch in der Planungs- und Entwicklungsphase. Die Nachteile des Verfahrens sind sein komplexer Betriebsablauf und seine hohen Anforderungen an die Technik hinsichtlich des flüssigen Abzugs der Asche oder der Vergasung des vermahlenden Pyrolysekoks im Flugstromvergaser.

Auch die allotherme Wirbelschichtvergasung mit Wasserdampfeinspritzung (Steam reforming) ist, weil sie bei etwas niedrigeren Reaktionstemperaturen betrieben werden kann, ein geeignetes Verfahren zur Vergasung von festen Agrobrennstoffen. Bei der Biomassevergasung im Steamreformer wird ein wasserstoffreiches Rohgas mit einem deutlich höheren Heizwert als bei der Vergasung mit Luft erzeugt.

Bei der Entwicklung von speziellen Techniken zur Vergasung von Stroh und anderen festen Agrobrennstoffen gibt es offensichtlich einige vielversprechende Ansätze. Um den heutigen technischen Stand der Holzvergasung zu erreichen, ist jedoch ein nicht unerheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand erforderlich.

2. Gasreinigung

Die Gase aus der Vergasung oder Pyrolyse von Biomasse unterscheiden sich von den Rauchgasen bei Verbrennungsprozessen außer in ihrem Heizwert in verschiedener Hinsicht. Der wesentlichste weitere Unterschied besteht darin, daß die Rohgase beträchtliche Mengen an Teer enthalten, welche in einem Verbrennungsabgas höchstens in Spuren vorhanden sind. An unerwünschten Komponenten enthält das Rohgas außerdem noch:

- Staub und Feinpartikel,
- Alkalien,
- Chlorwasserstoff und andere Halogenverbindungen,
- Schwefelverbindungen und
- Stickstoffverbindungen.

Die Anforderungen zur Partikelentfernung werden maßgeblich vom Vergasertyp und von der Art der Gasnutzung (Gasmotor, Gasturbine, Brennstoffzelle) bestimmt und sind weitgehend unabhängig von der Brennstoffart. Im Gegensatz dazu sind Art und Aufwand zur Gasreinigung von anderen störenden Komponenten mehr oder weniger stark abhängig von der Art der als Brennstoff einge-

setzten Biomasse und der vorgesehenen Gasverwendung. Die Alkalien-, Schwefel- und Halogengehalte verschiedener Biomassetypen können signifikante Differenzen zeigen, und die Anforderungen an die Kontrolle der Gaszusammensetzung bzw. Gasreinigung müssen von Fall zu Fall unterschiedlich definiert werden. Manche Biomassearten enthalten soviel Stickstoff, daß die Menge an hieraus bei der Vergasung gebildeten problematischeren Stickstoffverbindungen ein unerwünscht hohes Ausmaß annimmt. Die Verringerung dieser Stickstoffverbindungen, aber auch der Schwefel- und Halogenverbindungen sowie anderer Spurenstoffe (z.B. Cadmium und Blei) ist aus Gründen des Umweltschutzes wichtig. Der erforderliche Grad an Gasreinheit und der hierfür benötigte technische Aufwand zur Gasreinigung wird bestimmt von

- der chemischen Zusammensetzung und Feuchtigkeit des Biobrennstoffs sowie seiner Stückigkeit,
- dem Vergasertyp, der Anlagengröße und den Betriebsbedingungen sowie
- der angestrebten Gasnutzung.

2.1 Partikel und Alkalien

Der Staubgehalt (und auch der Teergehalt) im Rohgas werden ganz entscheidend von dem Vergasertyp und den Vergasungsbedingungen beeinflusst. Die Staubbelastung des Rohgases ist bei zirkulierenden Wirbelschichtvergäsern mit durchschnittlich 20 g/mN³ Gas deutlich höher als bei Festbettvergäsern (Tab. 2). Die höheren Partikelgehalte im Rohgas aus der zirkulierenden Wirbelschichtvergasung gegenüber einer stationären Wirbelschichtvergasung sind eine Folge der kleineren Brennstoffstückigkeiten und höheren Strömungsgeschwindigkeiten.

Die Heißgas-Reinigung von Partikeln wird meist über einen Zyklon oder mehrere Zyklone durchgeführt. Die Heißgasentstaubung mit Zyklonen ist direkt nach der Vergasung besonders effektiv, da mit hohen Temperaturen hohe Gasgeschwindigkeiten und damit hohe Zentrifugalkräfte von Partikeln verknüpft sind. Sofern die Partikelabscheidung oberhalb von etwa 450-550°C erfolgt, wird sie noch nicht wesentlich durch solche Gasbestandteile erschwert, die unterhalb dieses Temperaturbereichs kondensieren. Zur heißen Staubabscheidung könnten auch elektrostatisch arbeitende Elektrofilter eingesetzt werden, sofern die dabei noch bestehenden elektrotechnischen Probleme aufgrund der hohen Temperaturen gelöst werden können. Da derartige Schwierigkeiten mit steigendem Gasdruck geringer werden, könnte eine Staubreinigung mit Elektrofiltern bei Rohgasen mit erhöhtem Druck möglicherweise zu guten Ergebnissen füh-

ren. Unter diesen Bedingungen könnten hohe elektrische Feldstärken realisiert und damit die Dimensionen der Elektrofilter verringert werden (Seville et al. 1996). Der Einsatz von Elektrofiltern ist jedoch tendenziell mit hohen Kosten und Energieverbräuchen verbunden und nur für größere Anlagen interessant.

Die Partikelentfernung kann auch durch eine Kaltgasreinigung mit Gewebefiltern, die eine kommerzielle Technik zur Staubreinigung bei Gastemperaturen $< 300^{\circ}\text{C}$ darstellen, erfolgen, sofern zuvor eine weitgehende Entfernung der Teerverbindungen stattgefunden hat. Der Einsatz von Gewebefiltern hat andernfalls den Nachteil, daß beim Abkühlen des Rohgases eine Verklebung der Gewebefilter erfolgt und außerdem bei Temperaturen unter 100°C wäßriges Kondensat anfällt.

Tab. 2: Partikel- und Teergehalte im Primärgas aus verschiedenen Vergasertypen

Vergasertyp	Partikel (g/mN^3)		Teere (g/mN^3)	
	Spanne	Mittelwert	Spanne	Mittelwert
Gegenstromvergaser	0,1-3	1	10-100	50
Gleichstromvergaser	0,01-8	1	0,01-6	0,5
stationäre WS-Vergaser	1-100	4	1-23	12
zirkulierende WS-Vergaser	8-100	20	1-30	8

Quelle: Graham und Bain 1992

Feinstäube (mit einem Durchmesser $< 10 \mu\text{m}$) lassen sich nur sehr schlecht mit Zyklonen, Elektrofiltern oder Gewebefiltern abscheiden. Zur Eliminierung von feinen Partikeln können Metall- oder Keramikfilter eingesetzt werden. Poröse, gesinterte Metallfilter sind aufgrund ihrer Anfälligkeit ggb. Korrosion nur zur Reinigung von Gasen mit geringen Schwefelgehalten ($< 300 \text{ ppm}$) geeignet. Langzeit-Korrosionsversuche im Labor mit kommerziell verfügbaren Edelstahlfiltern zeigten bei simulierter Gasatmosphäre (ohne Staub und HCl) gute Ergebnisse bei Temperaturen zwischen 400°C und 500°C (Nieminen et al. 1996a). Unklar ist, wie sich die Metallfilter bei der Entstaubung von Gasen aus der Vergasung von chlorreichen Biomassearten verhalten. Höhere Gehalte an HCl und anderen, korrosiv wirkenden Gasverunreinigungen könnten jedoch zu ernsthaften Problemen beim Dauerbetrieb mit Metallfiltern führen.

Keramische Filterelemente werden aufgrund ihrer Beständigkeit gegenüber chemischem und thermischem Streß gegenwärtig als die am besten geeignete Technik zur Heißgasentstaubung angesehen. Es handelt sich hierbei um Keramikfilter, die meist aus granuliertem SiC, seltener aus faserförmigen Aluminiumoxiden (Al_2O_3) oder Aluminiumsilikaten ($3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$) bestehen. Die keramischen Elemente sind zu zylindrischen Kerzen angeordnet und können bei 350-700°C betrieben werden. Der Gasstrom ist während des Filtervorganges nach innen gerichtet, so daß der Staub an der äußeren Oberfläche abgelagert wird. Wenn der Strömungswiderstand ein bestimmtes Niveau erreicht hat, werden die Kerzen durch Umkehrung der Gasflußrichtung und Ausüben eines kurzzeitigen Gegendrucks (reverse Pulsation) an der sauberen Seite des Filters gereinigt. Auf diese Weise wird der aus verschiedenen Staubschichten aufgebaute Filterkuchen vom Keramikfilter abgetrennt. Der Filterkuchen kann aufgefangen und zur Umsetzung des darin enthaltenen Restkohlenstoffgehalts in den Vergaser zurückgeführt werden.

Die SiC-Keramikfilter bestanden zu Beginn der FuE-Arbeiten Ende der 80er Jahre aus einer homogenen Porenstruktur. Der im Vergleich zu Kohlegas deutlich höhere Gehalt an Teerverbindungen im Rohgas aus der Biomassevergasung kann einen hohen, irreversiblen Druckverlust verursachen, der Gegendruckstöße (reverse Pulsreinigung) nicht wiederhergestellt werden kann (Cahill et al. 1996). Dies zeigten Versuche zur Reinigung von flugaschehaltigem Rohgas aus der Biomassevergasung (50 g/m_N^3 mit $5 \mu\text{m}$). Grund hierfür ist, daß feines, kohlenstoffhaltiges Material in die Porenstruktur des Filters ($15 \mu\text{m}$) eindringt, dort akkumuliert und zu einem verringerten Gasdurchfluß führt (Schulz et al. 1996). Dieses Problem kann durch den Einsatz zweilagig konstruierter Keramikfilter weitgehend umgangen werden. Zweilagige Keramikfilter bestehen aus einer gröberen Struktur, die einen ausreichenden Gasfluß erlaubt, und einer dünnen, die Grobstrukturen bedeckenden Oberflächenschicht, die verhindert, daß feine Partikel in die Keramikstrukturen eindringen.

Durch das Vorschalten eines Zyklons wird der Anteil grober Staubpartikel stark verringert und hierdurch die Staubfracht des Keramikfilters maßgeblich reduziert. Der Einsatz eines hocheffizienten Zyklons zur Vorreinigung kann jedoch dazu führen, daß der Reststaubgehalt im Gas so fein ist, daß er tief in die Strukturen des Keramikfilters eindringt und von dort kaum mehr entfernbar ist. Deshalb werden in Verbindung mit Keramikfiltern nur einfache oder modifizierte Zyclone eingesetzt, die auch gröbere Partikel passieren lassen.

Keramikfilter aus granuliertem SiC stehen kurz vor der Kommerzialisierung für Betriebstemperaturen von 250-400°C (Seville et al. 1996). Im Labor- und

Pilotmaßstab konnten mit Keramikfiltern Partikelreinheiten im Gas von $< 1 \text{ mg/m}_N^3$ erzielt und damit die Anforderungen der Gasturbinenhersteller erfüllt werden (Nieminen et al. 1996b). Ein kritischeres Problem als die Verklebung der Porenstrukturen durch feine Kohlenstoffpartikel ist die Langzeitstabilität des Keramikfilters. Bei höheren Betriebstemperaturen können Alkalien im Rohgas bei tongebundenen SiC-Keramikfiltern mit den Bindematerialien reagieren und Deformationen der granulären Strukturen hervorrufen. Die Alkalien können eutektische Mischungen mit Komponenten des Keramikfilters eingehen, die zu Sintervorgängen und dadurch zu einer beeinträchtigten Leistungsfähigkeit des Filters führen.

Die Lebensdauer der Keramikfilter kann auch durch thermische Ermüdung aufgrund der wiederholten Filterreinigung durch Gegendruckstöße und durch sogenannte hot spots, die durch Entzündung von kohlenstoffreichem Material an der Filteroberfläche entstehen, begrenzt werden. Von der Firma Schuhmacher in Crailsheim entwickelte neue Filtermaterialien sollen das Potential besitzen, komplex zusammengesetzte, aggressiv wirkende Gasgemische, lokal hohe Temperaturen von bis zu 1.000°C und hohe Gasdrücke (bis 30 bar) auszuhalten (Schulz et al. 1996).

Die meisten Alkalimetalldämpfe kondensieren bei einer Absenkung der Rohgastemperatur auf unter $500\text{-}550^\circ\text{C}$ an den Partikeloberflächen von Feinstäuben aus. Durch das anschließende Abscheiden der Feinstäube mit Keramikfiltern kann der Alkaliengehalt im Gas auf unter 0,1 ppm gesenkt werden. Wegen der zuvor genannten unerwünschten Reaktionen der Alkalien mit den Keramikfiltern und der hohen, für eine ausreichende Lebensdauer notwendigen Anforderungen der Gasturbinen an den Alkaliengehalt (vor allem Natrium und Kalium) im Brenngas werden gegenwärtig Versuche zur Verringerung des Alkaliengehalts unternommen.

Das Bettmaterial in Wirbelschichtvergasern (meist Quarzsand) ist mehr oder weniger gut geeignet, um während der Biomassevergasung die dabei freigesetzten Alkalien zu binden. Es wird davon ausgegangen, daß bis zu 60-70 Gew.-% der Alkalien gebunden werden können (Bjerle et al. 1995). Die Einbindungsrate ist jedoch stark temperaturabhängig. Zuverlässige Stoffbilanzen wurden bislang nicht durchgeführt. Bei der Reaktion zwischen dem Siliciumanteil im Bettmaterial und den Alkalien aus der Biomasse werden Silikatverbindungen gebildet, die einen niedrigen Schmelzpunkt haben (Hallgren 1994). Der Ascheerweichungspunkt von Alkalisilikaten kann, je nach Zusammensetzung, unter $700\text{-}800^\circ\text{C}$ liegen (Baxter et al. 1996). Ein weiterer Nachteil der Betteinbindung ist, daß die Tendenz zur Adhäsion zwischen feinen Partikeln

und Teerverbindungen aufgrund der klebrigen Oberflächen von Alkalien, die an Partikelflächen auskondensieren, ansteigt (Padban et al. 1995). Die Folge ist, daß bereits geringe Gehalte an Alkalien zu teilweise steingroßen Agglomerationen und Entwirbelungen des Bettes führen, die das Bettverhalten in Wirbelschichtvergäsern drastisch verändern und schwerwiegende Betriebsprobleme im Vergaser sowie bei den nachfolgenden Gasreinigungssystemen hervorrufen können.

Eine Alternative zur Alkalieneinbindung mit Quarzsand ist der Einsatz multifunktionaler Sorbenten zur Alkalienabscheidung bei höheren Temperaturen, mit deren Suche allerdings erst vor kurzem begonnen worden ist. Erste Versuche mit speziellen Alkalienfängern auf der Basis von aktivierten, kalziumimprägnierten Aluminiumsilikaten haben bei Temperaturen von 800-1.000°C und unter erhöhtem Druck (5-10 bar) für Natrium und Kalium sehr gute Adsorptionsleistungen zwischen 84 % und 100 % ergeben (Jaanu/Orjala 1996). Die Ergebnisse haben außerdem gezeigt, daß die multifunktionalen Sorbenten gleichzeitig gasförmige Schwermetalle (z.B. Blei) binden können, und daß positive Interaktionen hinsichtlich einer Verringerung der NO_x-Emissionen zu erwarten sind.

2.2 Teerverbindungen

Die beste Methode, um ein teerfreies Gas zu erhalten, ist die Vermeidung der Bildung von Teerverbindungen im Vergasungsreaktor. Viele Hersteller von Festbettvergäsern behaupten, mit ihren Vergäsern ein Rohgas liefern zu können, das nur sehr geringe Teerkonzentrationen enthält. Die Praxis zeigt jedoch, daß sowohl die Vermeidung von Teerbildungsprozessen im Reaktor als auch die spätere Teerzerstörung keine einfache Angelegenheit ist. Während der Pyrolyse entstehen Teerverbindungen, deren Gesamtmenge bis zu einem Temperaturniveau von ca. 600°C ansteigt und danach mit weiter steigenden Temperaturen wieder abnimmt. Die größten Teermengen enthält das Rohgas aus der Gegenstromvergasung, bei der das heiße Primärgas aus der Oxidationszone die kühleren Zonen des Brennstoffbetts bei intensiver Teerbildung durchströmt. Hier finden die Pyrolysereaktionen und die Trocknung des Brennstoffes statt. Die dort herrschenden Temperaturen reichen nicht aus, um die Pyrolysegase zu spalten. Die Teergehalte im Rohgas aus Gegenstromvergäsern können deshalb um mehr als einen Faktor 100 höher sein als bei Gleichstromvergäsern (Kap. II.1.1, Tab. 1).

Während die Festbettreaktoren durch stark ortsabhängige Temperaturfelder im Reaktor gekennzeichnet sind, herrscht in Wirbelschichtreaktoren ein weitgehend homogenes Temperaturniveau vor. Der Teergehalt im Rohgas hängt stark von der eingestellten Betriebstemperatur des Wirbelschichtreaktors ab. Bei höheren Vergasungstemperaturen im Reaktor sinkt der Anteil der niedermolekularen Teerverbindungen. Gleichzeitig steigt der Anteil an schwer spaltbaren, hochmolekularen Teerverbindungen an. Durch eine apparative Trennung verschiedener Teilschritte der Vergasung bei unterschiedlichem Temperaturniveau ist es möglich, ein teearmes Gas zu erzeugen, ohne eine Teerspaltung bei sehr hohen Temperaturen ($> 1.300^{\circ}\text{C}$) durchführen zu müssen. Ein Beispiel für eine solche Konstruktion ist der dreistufige Michel-Kim-Vergaser der Firma Easymod. Bei ihm wird das teerreiche Gas aus dem Gleichstrom-Vergasungsreaktor in einem apparativ getrennten, thermischen Teercracker (ca. 950°C) auf einen Restgehalt an Teeren von $< 10 \text{ mg/m}_N^3$ (um 2-3 Größenordnungen niedriger als bei zirkulierenden Wirbelschichtvergäsern) verringert (Michel-Kim 1995). In dem dritten Reaktor, einem zirkulierenden Flugstrom-Reduktionsreaktor, wird Reduktionskohle angereichert und in Aktivkohle überführt. Der Nachteil des Michel-Kim-Vergasers und anderer Vergasertypen, die ein teearmes Rohgas liefern, ist, daß sie technisch recht aufwendig und zumeist auch teuer sind.

Die Entfernung der Teerverbindungen aus dem Rohgas mit Naßwäschern, bei denen das Gas gleichzeitig von anderen Verunreinigungen befreit und abgekühlt wird, ist die derzeit zuverlässigste Technik zur Kaltgasreinigung. Aromatische Kohlenwasserstoffverbindungen, wie z.B. das Naphthalin, müssen dabei mit organischen Lösungsmitteln extrahiert werden. Gleichzeitig findet eine Kondensation des im Rohgas zunächst in Dampfform befindlichen Wassers statt. Die nasse Gaswäsche führt zu einer Verringerung des Wirkungsgrades und zum Anfall von Kondensaten, deren umweltverträgliche Entsorgung aufwendig ist. Durch eine Feststoffabscheidung vor der Naßwäsche wird die Kondensatbelastung verringert. Dabei kann die trockene Filterasche zur Umsetzung des Restkohlengehalts in den Vergaser zurückgeführt werden.

Aufgrund der Nachteile der Kaltgasreinigung mit Naßwäschern wurden in den letzten Jahren intensive FuE-Arbeiten zur Entwicklung eines Heißgasreinigungssystems verwendet. Dies geschah zum einen auf dem Wege der thermischen Teerspaltung bei hohen Temperaturen und zum anderen auf dem Wege der Teerspaltung mit geeigneten Katalysatoren. Bei der Suche nach wirksamen Katalysatoren zur Spaltung der Teerverbindungen in kleinere, gasförmige Moleküle sind bemerkenswerte Fortschritte erzielt worden. Durch den Einsatz von Mineralien, wie Dolomit, oder durch Katalysatoren auf Metallbasis können

Teerverbindungen wirksam zerlegt werden. Dolomite können einen großen Teil der Teerverbindungen (Phenole und Aromate) spalten und den Teergehalt im Gas auf $< 65 \text{ mg/m}_N^3$ senken (Pitcher/Lundberg 1996). Sie sind jedoch auch unter extremen Bedingungen (900°C und große Mengen an Dolomit) nicht in der Lage, besonders stabile aromatische Teerverbindungen, wie das Naphthalin, nennenswert abzubauen (Myren et al. 1996). Eine gute Wirkung auch auf schwer abbaubare Teerverbindungen haben Sulfitkatalysatoren auf Nickel- oder Molybdänbasis bis zu einem Gasdruck von 20 bar gezeigt (Nieminen et al. 1996b). In Laborversuchen an der Universität von Complutense, Spanien konnte der Teergehalt im Rohgas nach einem Dolomitbett von $5\text{-}30 \text{ g/m}_N^3$ auf $0,1\text{-}1,2 \text{ g/m}_N^3$ und nach einem nachgeschalteten Nickelbett auf $1\text{-}100 \text{ mg/m}_N^3$ reduziert werden (Corella et al. 1995). Eine Bestätigung dieser guten Reinigungsleistung im technischen Maßstab und im Dauerbetrieb steht allerdings noch aus.

2.3 Schwefel- und Halogenverbindungen

Der Schwefelgehalt von Biobrennstoffen ist im Vergleich zu Kohle gering, und deshalb sind im allgemeinen keine speziellen Entschwefelungsmaßnahmen bei der Biomassevergasung erforderlich. In Wirbelschichtvergasern kann der Schwefelgehalt im Rohgas durch die Zugabe von bestimmten Bettmaterialien (z.B. Kalkstein oder Dolomit) verringert werden. Diese Art der primären Entschwefelung ist thermodynamisch begrenzt, und im Falle sehr scharfer Restriktionen hinsichtlich des Schwefelgehalts im Gas könnten zusätzliche, sekundäre Entschwefelungsschritte erforderlich sein. Dies ist dann der Fall, wenn der Gehalt an H_2S im Gas so hoch ist, daß Katalysatoren (zur Gasreformierung oder CO-Konvertierung) vergiftet werden könnten.

Eine saure Gaswäsche bei niedrigen Temperaturen ist bei einer Anwendung in Kleinanlagen wenig geeignet. Zur Entfernung kleiner H_2S -Mengen (< 10 ppm) aus einem Gasstrom kann ein Zinkoxidbett mit Temperaturen von $350\text{-}450^\circ\text{C}$ herangezogen werden. Die Reinigung mit Zinkoxid ist sehr effizient (bis zu wenigen ppb), hat aber den Nachteil, daß Zinksulfit als Abfall anfällt. Besser geeignet sind die in der Entwicklung befindlichen, gemischten Metalloxid-Katalysatoren, die völlig unempfindlich gegenüber H_2S sind, bei hohen Temperaturen arbeiten und mit Wasserdampf regeneriert werden können (Berg et al. 1996).

Der Halogengehalt von Biomasse kann innerhalb weiter Spannen schwanken. Die meisten Biobrennstoffe sind arm an Halogenen. Einige Biomassearten (z.B. bestimmte Sorten von Stroh und Energiegräser) weisen relativ hohe Chlorgehalte auf. In der Regel ist der Halogengehalt nicht direkt abhängig von der Pflanzenart selbst, sondern vielmehr von den Aufwuchsbedingungen und insbesondere von der Art der Düngung. In Wirbelschichtvergasern ist eine Entfernung der Halogene durch den Einsatz von kalziumbasierenden Bettsorbentem aufgrund der thermodynamischen Bedingungen nicht sehr effektiv. Wenn das Abscheiden von Halogenen erforderlich sein sollte, müßten zusätzliche Heißgasreinigungsschritte vollzogen werden. Die meisten Konzepte zur nachgelagerten Halogenabscheidung basieren auf Karbonat- oder Hydroxidsorbentem. In der Entwicklung befindet sich gegenwärtig ein Prozeß, bei dem Kalziumhydroxid in den Gasstrom eingedüst und anschließend abfiltriert wird (Nieminen et al. 1996b).

2.4 Stickstoffverbindungen

Während des Vergasungsvorganges selbst werden als Folge der sauerstoffarmen Reaktionsatmosphäre praktisch keine Stickoxide gebildet. Deshalb kann die Vergasung bei einigen Arten der Gasverwendung zu Gesamtsystemen führen, die sich durch besonders niedrige NO_x -Emissionen auszeichnen. Bei der Vergasung entstehen jedoch aus dem organisch gebundenen Biomasse-Stickstoff reaktive Stickstoffverbindungen, von denen Ammoniak (NH_3) und Cyanwasserstoff (HCN) die bedeutendsten sind. Wenn das NH_3 -haltige Gas verbrannt wird, können hohe NO_x -Emissionen gebildet werden. Die reaktiven Stickstoffverbindungen aus dem Biobrennstoff stellen bei manchen Gasverwendungen die einzig nennenswerte Quelle der NO_x -Bildung bei der Gasnutzung dar. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Bildung thermischer NO_x aufgrund der geringen Verbrennungstemperaturen bei der Gasnutzung vernachlässigbar ist (Leppälähti et al. 1996).

Der Gehalt an reaktiven Stickstoffverbindungen im Gas bzw. die Höhe der NO_x -Emissionen können verringert werden durch

- Minimierung der Bildung von NH_3 -Verbindungen bei der Vergasung von Biomasse,
- Kühlung und Wäsche des Rohgases,
- katalytische oder selektiv katalytische Heißgasreinigung,
- durch verwendungsseitige Maßnahmen (z.B. einen niedrigen NO_x -Brenner)

- oder durch Abgasreinigungsmaßnahmen (z.B. eine selektive katalytische Reduktion).

Durch den Einsatz von Nickelkatalysatoren kommt es nicht nur zu einer auch unter erhöhtem Druck wirksamen Zerstörung von NH_3 , sondern gleichzeitig auch zur Spaltung von hochmolekularen Teerverbindungen (vgl. Kap. II.2.2). Bei diesem Reinigungsschritt sind allerdings Temperaturen $> 900^\circ\text{C}$ erforderlich, um eine hohe Konversionsrate für Teere und NH_3 zu erzielen und gleichzeitig eine Deaktivierung des Nickelkatalysators durch H_2S und Kohlenstoffdepositionen zu verhindern.

Eine in der Kraftwerkstechnik bewährte Variante der katalytischen Heißgasreinigung ist die sogenannte selektive katalytische Oxidation (SOC) von NH_3 . Bei diesem Verfahren werden dem Gas geeignete Reaktionspartner (N , O_2) zugeführt, die an einer katalytischen Oberfläche (z.B. Aluminiumoxid) mit NH_3 reagieren und es in N_2 umwandeln. Hierbei kann eine höhere Konversionsrate bei gleichzeitig relativ niedrigen Temperaturen ($350\text{-}600^\circ\text{C}$) erzielt werden.

3. Gasnutzung

Die Nutzung des Gases aus der Biomassevergasung kann auf verschiedenen Wegen erfolgen. Das Gas kann direkt verbrannt und die dabei erzeugten Rauchgase können

- zur Erzeugung von Heiz- oder Prozeßwärme,
- zur Produktion von Dampf für eine Dampfturbine,
- zum Antrieb eines Stirlingmotors oder
- zum Antrieb einer indirekten befeuerten Gasturbine verwendet werden.

Das Gas kann aber auch

- direkt in einem Gasmotor genutzt,
- zum Antrieb von Gasturbinen (ggf. mit Dampfturbine) verwendet,
- zur Methanol- oder Wasserstoffherzeugung herangezogen oder
- als Brenngas in Brennstoffzellen eingesetzt werden.

Die beiden zuletzt genannten Verwertungswege setzen voraus, daß die Biomassevergasung mit Sauerstoff oder Dampf oder äußerer Wärmezufuhr erfolgt, und das Gas zur Erhöhung des Wasserstoffanteils einer CO-Konversion unterzogen wird.

3.1 Dampfmotoren und -turbinen

Der einfachste Weg zur energetischen Nutzung der Rohgase aus der Biomassevergasung ist die Gasverbrennung und die Nutzung der dabei entstehenden Wärme zur Dampferzeugung. Die Rauchgase aus der Gasverbrennung können zur weiteren Überhitzung des Dampfes in einem Nacherhitzer herangezogen werden. Der Dampf wird zur Stromerzeugung einem Dampfmotor oder einer Dampfturbine zugeführt. Die Dampfturbine wird meist im Gegendruckprozeß gefahren und der in der Turbine nur teilweise entspannte Dampf anschließend als Prozeßdampf genutzt.

Der Dampfmotor kann in sehr kleinen Leistungseinheiten gebaut und bei Bedarf modular zusammengeschaltet werden. Die Vorteile des Dampfmotors liegen in seinem günstigen Teillastverhalten, seiner Betriebssicherheit und seiner Wartungsarmut. Die elektrischen Wirkungsgrade von Dampfmotoren sind mit 12-15 % deutlich niedriger als die von Verbrennungsmotoren. Sie verändern sich über verschiedene Lastbereiche nur wenig. Dampfmotoren werden in einem Leistungsbereich von 20-1.200 kW_{el} angeboten. Sie werden bevorzugt in holzbe- und holzverarbeitenden Betrieben zur Deckung des Eigenstrombedarfs aus Holzabfällen eingesetzt. Der Einsatz einer Dampfturbine kann ab einer Leistung von 0,2-0,5 MW_{el} wirtschaftlich sein, wenn das Holz praktisch zum Nulltarif verfügbar ist. Das Verhältnis von Wärme zu Strom ist festgelegt, d.h. es muß eine kontinuierliche Wärmeabnahme erfolgen. Entnahme-Kondensations-turbinen, die eine unabhängige Produktion von Nutzwärme und Strom erlauben, werden erst ab einer Leistung von 50 MW_{el} interessant.

In der Praxis werden Dampfmotoren oder Dampfturbinen direkt nach der Verbrennung von Holz und der Dampferzeugung im Abhitzeessel eingesetzt. Eine vorhergehende Vergasung der Biomasse und Verbrennung der Gase ist unüblich, da sie einen zusätzlichen Aufwand darstellt, mit höheren Investitionen verbunden ist und zu Wirkungsgradnachteilen führt.

3.2 Stirlingmotoren

Der Stirlingmotor ist ein von außen beheizter Motor, in den weder der Brennstoff (d.h. das Gas aus der Biomassevergasung) noch die Rauchgase aus der Verbrennung des Gases gelangen. Es handelt sich dabei um eine Kolbenmaschine, die mit einem in den Zylindern verbleibenden Arbeitsgas (Helium, Wasserstoff, Stickstoff oder Luft) betrieben wird. Das Arbeitsgas wird in einem

kalten Zylindervolumen thermochemisch verdichtet und in einem heißen Zylindervolumen entspannt. Die Energie zur Erwärmung des Arbeitsgases wird über gasdichte, wärmeübertragende Flächen von einer externen Wärmequelle bezogen. Die Energie kann durch elektromagnetische Strahlung oder durch Konvektion und Wärmestrahlung an die Wärmeeintragsflächen geleitet werden. Bei einer Energieerzeugung aus Holz und anderen festen Agrobrennstoffen erfolgt der Wärmetransfer über Konvektion und Wärmestrahlung mittels der heißen Rauchgase eines Gasbrenners oder einer direkten Feststofffeuerung. Da bei der Gaserzeugung aus fester Biomasse das Gas zunächst einem Gasbrenner zugeführt wird, kann auch teerhaltiges Rohgas aus der Biomassevergasung eingesetzt werden. Die im Rohgas enthaltenen Teerbestandteile werden im Gasbrenner gespalten und verbrannt. Weitere Vorteile des Stirlingmotors sind, daß im Motor keine Explosions- und Verbrennungsvorgänge stattfinden, und daß der Motor eine potentiell hohe Lebensdauer besitzt und relativ geräuscharm ist.

An der Entwicklung des Stirlingmotors wird seit Jahrzehnten gearbeitet. Das zunehmende Interesse an der energetischen Nutzung von Biomasse in kleinen Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung hat zu einer Reihe neuer Aktivitäten hinsichtlich der Entwicklung von Stirlingmotoren für Gase aus der Biomassevergasung geführt. Dabei kam es sowohl zu einer Anpassung bestehender Stirlingmotoren als auch zu Neuentwicklungen speziell für die Anwendung von Gasen aus Biomassevergasern. Der Weg über die Anpassung bestehender, für die Erdgas- oder Dieselnutzung entwickelter, Stirlingmotoren setzt eine vorhergehende Entstaubung des Rohgases oder der Rauchgase des Gasbrenners voraus, damit die engen Passagen der Wärmeeintragsflächen nicht innerhalb kurzer Zeit verstopfen und zu einem Absinken der Wärmeübertragungsleistung führen.

Die FuE-Arbeiten konzentrieren sich gegenwärtig sowohl auf die Entwicklung von kleinen Stirlingmotoren mit einem Leistungsbereich von 3-10 kW_{el} als auch von größeren Stirlingmotoren der Größenklasse 30-150 kW_{el} (Carlsen 1996). Mit modernen Stirlingmotoren können elektrische Wirkungsgrade von 20-30 % erreicht werden (Tab. 3). Der erzielbare Wirkungsgrad hängt von der nutzbaren Temperaturdifferenz ab. Um eine relativ große Differenz zu bekommen, sind vergleichsweise teure Spezialwerkstoffe, die hohe Temperaturen aushalten können und eine lange Lebensdauer haben, erforderlich. Bei biogen betriebenen Feuerungen werden Temperaturen von bis zu 800°C am Erhitzerkopf des Motors als Grenze angesehen.

Tab. 3: Stand der Entwicklung von Stirlingmotoren

<i>Hersteller</i>	<i>AG</i>	<i>kW_{el}</i>	<i>WG (%)</i>	<i>Prototyp</i>	<i>Bh</i>	<i>Erfahrungen mit Biomasse</i>
Heidelberg-Motor, D	He	30	30	1	1.000	Keine Tests
Solo, D	He	11	27,5	> 150	10.000	Verstopfungen
CFIC, A	He	5	22-24	1	< 100	Keine Tests
Stirl. Dynam., India	Luft	2,5	10	100	> 1.000	Gute Ergebnisse
Joanneum, A	N ₂	3	k.A.	1	k.A.	Gute Ergebnisse
Sunpower, USA	He	5	> 20	1	< 100	Nicht gebaut
SES Eng., UK	Luft	10-20	?	-	-	Keine Tests
Danstoker/DTU, DK	He	36	22	1	120	Gute Ergebnisse

AG = Arbeitsgas, WG = Wirkungsgrad, Bh = Betriebsstunden

Quelle: Carlsen 1996

Die Erfahrungen mit dem Einsatz von Stirlingmotoren beschränken sich auf Prototypen mit Leistungen unter 40 kW_{el}, die nur selten mit Gas aus Biomassevergasern getestet wurden. Die in Indien eingesetzten Kleinmotoren sind einfach gebaut und verwenden Luft als Arbeitsmedium. Sie arbeiten mit geringen Druckdifferenzen und haben einen niedrigen elektrischen Wirkungsgrad (Tab. 3). Aggregate mit einer elektrischen Leistung von 100-250 kW_{el} lassen sich mit den technisch einfachen Stirlingmotoren nicht realisieren. Die aufwendigeren Stirlingmotoren benutzen Helium als Arbeitsgas und streben hohe Temperatur- und Druckdifferenzen an.

Aufwendigere Konstruktionen, hochwertige und hitzebeständige Dichtungs- und Werkstoffmaterialien sowie besondere Arbeitsmedien führen zu besseren Wirkungsgraden, aber auch zu höheren Herstellungskosten. Die Preise für einen Stirlingmotor (30 kW_{el}) ohne Feuerung liegen bei einer Kleinserien-Produktion zwischen 4.000 DM/kW_{el} und 5.000 DM/kW_{el} (Walter 1994). Bei einer Serienfertigung der Stirlingmotoren in größeren Stückzahlen ist bei standardisierten modularen Techniken mit erheblichen Kostensenkungen zu rechnen. Dennoch dürften die Stirlingmotoren auf absehbare Zeit gegenüber den gegenwärtig je kW_{el} deutlich billigeren Gasmotoren nicht konkurrenzfähig sein.

3.3 Gasmotoren

Bei der Wärme- und Stromerzeugung über erdgasbetriebene Gasmotoren kann man auf ausgereifte Motoren und zahlreiche Betriebserfahrungen zurückgreifen. Obwohl das Gas aus der Biomassevergasung beim Heizwert und bei der Gaszusammensetzung erhebliche Unterschiede zu den hochwertigen Treibstoffen fossilen Ursprungs aufweist, sind bestimmte Typen dieser Motoren für den Betrieb mit Gas aus der Biomassevergasung geeignet, sofern die bereits genannten Qualitätsmerkmale des Gases durch entsprechende Schritte der Gasreinigung erfüllt sind. Eine effektive Eliminierung der Teerbestandteile ist hierbei von besonderer Bedeutung, da die Teerverbindungen andernfalls kondensieren und zusammen mit Partikeln zu Verklebungen bzw. Erosionen der Ventilsitze und Zuleitungen führen würden. Nach Croezen (1992) können bei motorischer Gasnutzung maximal 150 mg/m_N^3 Teer und 50 mg/m_N^3 Partikel im Gas toleriert werden.

Zur Nutzung des Gases aus der Biomassevergasung können Zündstrahldieselmotoren, auf Fremdzündung (Zündkerzen) umgebaute Dieselmotoren oder Ottomotoren eingesetzt werden. Zündstrahlmotoren gelten als bewährte Technik zur Nutzung von Bio-, Klär- und Deponiegasen. Die Zündgeschwindigkeit und Klopfestigkeit des Generatorgases sind gut, da bei Schwachgasen mit hohem Inertgasanteil auch bei Druckaufladungen keine ausgeprägte Klopfgrenze vorliegt. Um einen effizienten Gaseinsatz als Motorentreibstoff und gute Wirkungsgrade erzielen zu können, ist ein möglichst hoher Befüllungsgrad des Brennraumes erstrebenswert. Durch eine Gasabkühlung auf $30\text{-}50^\circ\text{C}$ kann das Gasvolumen für eine Zylinderfüllung verringert und die Ladedichte erhöht werden. Bei motorischer Gasnutzung ist die Naßwäsche zur Entfernung von Teerverbindungen und Staubpartikeln bei einer schockartigen Absenkung der Gas Temperatur die derzeit präferierte Reinigungsmethode.

Der Heizwert des Schwachgases, das durch Vergasung von Biomasse mit Luft erzeugt wird, ist mit etwa $3\text{-}5 \text{ MJ/m}^3$ erheblich geringer als der von Methan (36 MJ/m^3). Dafür muß beim Betrieb des Gasmotors mit Erdgas zur Erzielung einer vollständigen Verbrennung erheblich mehr Luft je m^3 Gas zugeführt werden als beim Einsatz von Schwachgas. Im Ergebnis unterscheiden sich die den Brennraum füllenden Gas-Luft-Gemische in ihrem Heizwert nicht dramatisch voneinander. Der Heizwert im Brennraum liegt bei Erdgas bei $3,6 \text{ MJ/m}^3$ gegenüber $2,2 \text{ MJ/m}^3$ bei Schwachgas aus der Biomassevergasung. Wegen der langsamen Flammausbreitungs- und Verpuffungsgeschwindigkeiten

bei der Gasverbrennung kann der elektrische Wirkungsgrad der Gasmotoren den mit Gas aus fossilen Brennstoffen oder Kraftstoffen üblichen Durchschnittswert von 33 % nicht erreichen, sondern ist mit etwa 30-31 % zu veranschlagen (Walter 1994).

Beim Einsatz von Gasmotoren in Blockheizkraftwerken (BHKW) werden häufig mehrere, in Reihe geschaltete Gasmotor-Module zusammengefügt. Durch eine Gasverdichtung oder den Einsatz großvolumiger Gasmotoren können ähnliche Leistungen erreicht werden wie bei Erdgas-BHKW. Die Stromkennzahl, die das Verhältnis von elektrischer und thermischer Leistung angibt, liegt bei guten Holzgas-BHKW mit 0,3 und 0,4 deutlich höher als bei Dampfkraftprozessen (0,15-0,2). Mögliche Schwankungen des Wärmebedarfs können durch Zu- oder Abschalten einzelner Module ausglich werden. Die BHKW, deren elektrische Leistungsspanne zwischen 50 kW_{el} und 2.000 kW_{el} liegt, sind meist wärmegeführt und eignen sich zur Nahwärmeversorgung. Gasmotoren werden wegen ihres besseren elektrischen Wirkungsgrades im Leistungsbereich < 2 MW_{el} den Gasturbinen vorgezogen. Der elektrische Wirkungsgrad von BHKW < 1 MW_{el} mit atmosphärischer Vergasung von Biomasse und motorischer Gasnutzung bewegt sich zwischen 21 % und 25 % bei Anlagen mit 100 kW bis 2 MW elektrischer Leistung.

Wegen der Teerproblematik sind bis heute keine motorischen Anwendungen von Schwachgas aus Gegenstromvergäsern bekannt. Es gibt jedoch verschiedene Anstrengungen, um dieses Ziel für Gase aus Holzvergäsern zu erreichen. Die dänische Firma Vølund will z.B. das Gas aus einem seit 1993 mit Holz betriebenen 5 MW-Gegenstromvergäser nach dessen katalytischer Reinigung zum Antrieb eines Motors einsetzen. In Deutschland planen die Dieselmotorenwerke Leipzig (DML) GmbH ein Holzgas-BHKW, das einen Gesamtwirkungsgrad von ca. 87 % haben soll und ca. 6.500 DM/kW_{el} kosten würde (Steinbrecher 1996).

3.4 Gasturbinen

Die Verwendung des Gases aus Biomassevergäsern in Gasturbinen ist technisch möglich, aber noch nicht erprobt und noch nicht Stand der Technik. Voraussetzung für eine erfolgreiche Gasnutzung in Gasturbinen ist sowohl eine geeignete Konditionierung des Gases als auch eine gewisse Anpassung der Brenner der für den stationären Betrieb mit Erdgas oder für Flugzeuge entwickelten Gasturbinen. Wenn diese Anpassungen gut gelingen, werden hierdurch Möglichkeiten zur Nutzung effektiver Kombiprozesse mit G für Gas aus Biomassevergäsern

erschlossen, welche sich mit Erdgas als Brennstoff in Heizkraftwerken und Blockheizkraftwerken bewährt haben. Hinsichtlich der Größenklasse kommt dabei hauptsächlich der Bereich zwischen 2 MW_{el} und 20 MW_{el} in Frage. Unter 2 MW_{el} haben Gasturbinen einen geringen Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung, über 20 MW_{el} werden die Versorgungsprobleme mit festen Biobrennstoffen in der Regel zu groß.

Die erforderliche Anpassung der Brenner der Gasturbinen ist durch den gegenüber Erdgas deutlich geringeren Heizwert der aus der Vergasung von Biomasse stammenden Gase bedingt. Bei gleicher Leistung der Turbine müssen dem Brenner deutlich größere Brenngasmengen zugeführt werden, die entsprechende Änderungen bei der Brennerauslegung erforderlich machen. Bei der notwendigen Konditionierung des Gases aus der Biomassevergasung geht es um eine sorgfältige Reinigung des Rohgases und eine Druckanpassung an die Druckverhältnisse der Gasturbine, sofern es sich um für Erdgas entwickelte Gasturbinen handelt, welche auf einen Gasvordruck von etwa 10-20 bar ausgelegt sind.

Die wichtigsten Schritte der erforderlichen Gasreinigung sind die Entfernung von Partikeln und Alkalien zum Schutz der Gasturbine. Staubpartikel mit einem Durchmesser von > 10-20 µm müssen möglichst vollständig abgetrennt werden. Bei kleineren Korngrößen liegt der tolerierbare Anteil bei 2 ppm (Tab. 4). Da alkalische Rohgasbestandteile bei Temperaturen > 850°C stark korrosiv auf die Turbinenschaufeln wirken, sind nur geringe Gehalte an Alkalien (überwiegend Natrium und Kalium) zulässig. Die Angaben über die tolerierbaren Alkaliengehalte liegen zwischen 0,05 ppm (Jaanu/Orjala 1996) und 1 ppm (Tuma Turbomach GmbH 1997). Derartige Reinheitsgrade sind nicht leicht zu erreichen, wenn kaliumreiche Arten von Biobrennstoffen als Vergaserrohstoff eingesetzt werden. Ob ein solcher Reinheitsgrad durch die Gasreinigung mit Zuschlagstoffen (z.B. Quarzsand) oder speziellen Alkalienfängern erreicht werden kann, muß noch abgewartet werden.

Unklar ist auch, ob insbesondere bei der Nutzung des Gases aus der Vergasung von festen Agrobrennstoffen zusätzliche Maßnahmen zur Gasreinigung ergriffen werden müssen, um den Gehalt an Schwefel- und Halogenverbindungen auf ein für Gasturbinen erträgliches Maß (Tab. 4) zu verringern.

Sofern das gereinigte Gas stark verdichtet werden muß, kann dies mit handelsüblichen Kompressoren erfolgen, wenn das Gas zuvor auf unter 100°C abgekühlt wurde. Dabei können gasförmige Teerverbindungen kondensieren und im nachgelagerten Kompressor zu Verklebungs- und Korrosionserscheinungen führen. Eine beschleunigte Abnutzung und ein höherer Aufwand zur Wartung

und Instandhaltung sind die Folge. Deshalb bestehen bei der Gasnutzung in Gasturbinen Anforderungen an die Teearmut vor der Verdichtung, obwohl die Teerverbindungen im Brenner der Gasturbine verbrannt und in unbedenkliche Komponenten zerlegt würden.

Tab. 4: Tolerierbare Verunreinigungen im Brenngas für Verbrennungskammern von Gasturbinen (Siemens Model VX4.3A)

<i>Verunreinigungen</i>	<i>Formeln</i>	<i>Belastungsgrenze</i>
Asche ¹⁾		2 ppmw
Halogene	HCl u. HF	1 ppmw
Schwefelverbindungen	H ₂ S, COS, CS ₂	20 ppmV
Alkalien	Na u. K	0,03 ppmw
Schwermetalle	V u. Pb	0,05 ppmw
Kalzium	Ca	1 ppmw

¹⁾ Korngröße: 2-20 µm: 7,5 % u. 0-2 µm: 92,5 %

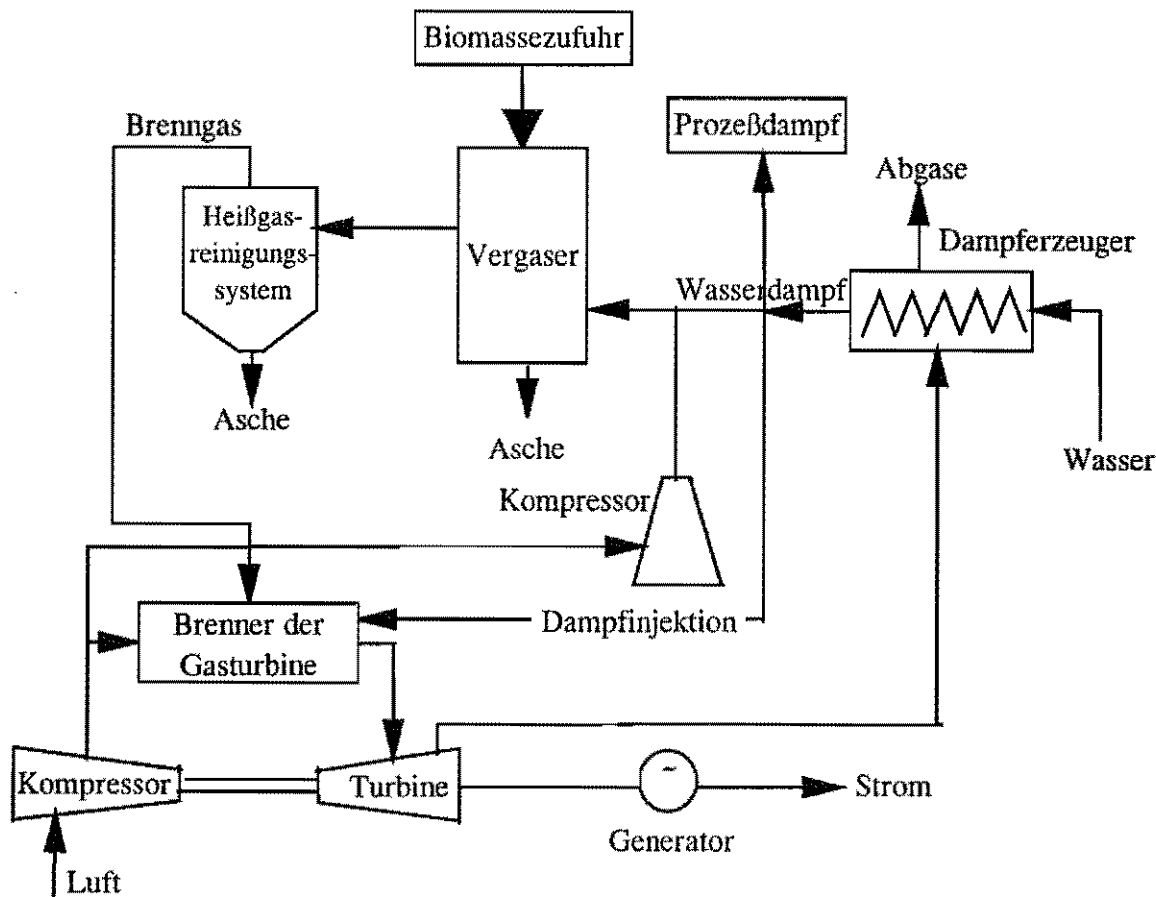
Quelle: Kloster et al. 1996

Wenn die Vergasung der Biomasse unter Druck erfolgt und die Gastemperatur auf dem Weg vom Vergasungsreaktor bis zur Gasturbine oberhalb des Taupunktes der kondensierbaren Kohlenwasserstoffe bleibt, stellen die Teerverbindungen im Rohgas kein Problem dar. Die Vergasung unter erhöhtem Druck und die direkte Verbrennung des verdichteten und gereinigten Heißgases in der Brennkammer der Gasturbine weist einen höheren Gesamtwirkungsgrad auf als die Vergasung unter atmosphärischem Druck mit nachfolgender Gasabkühlung und -verdichtung. Dies gilt vor allem für die autotherme Vergasung mit Luft. Leider ist die Vergasung bei einem Druck von rd. 20 bar technisch nicht einfach und kommt wohl nur für das obere Ende der für eine Biomassenutzung interessanten Anlagengrößen in Frage.

Ein energietechnisch interessantes Gasturbinensystem mit einem relativ hohen elektrischen Wirkungsgrad ist der sogenannte **Cheng-Prozeß**, ein thermischer Kreisprozeß, welcher den Gasturbinenprozeß und den Dampfturbinenprozeß in einer Turbine vereint. Diese Art der Gasnutzung ist auch als "Gasturbine mit Dampfinjektion" oder "Steam Injection Gas Turbine Aeroderivative (STIG)" bekannt. Beim Cheng-Prozeß werden die Abgase der Gasturbine in einem nachgeschalteten Dampferzeuger genutzt. Der auf diese Weise im Ab-

hitzeessel erzeugte, überhitzte Heißdampf wird in die Gasturbine eingedüst (Abb. 5).

Abb. 5: Cheng-Prozeß mit integrierter Biomassevergasung



Durch den veränderten Massendurchsatz können die Turbinenleistung um 30-50 % verbessert und die NO_x -Emissionen verringert werden (Williams/ Larson 1993). Der elektrische Gesamtwirkungsgrad kann bei großen Anlagen bei 37 % liegen, wenn Erdgas als Brennstoff eingesetzt wird (SGP-VA Energie- und Umwelttechnik 1996). Bei einer Leistungsgröße von 5 MW_{el} ist mit einem elektrischen Gesamtwirkungsgrad von etwa 30 % zu rechnen. Er ist damit etwas geringer als bei GuD-Anlagen. Der Cheng-Prozeß ist jedoch mit geringeren Kosten verbunden als eine GuD-Anlage dieser Größenordnung, da zusätzliche Investitionen für eine Dampfturbine mit Nebenaggregaten entfallen. Der Cheng-Prozeß ermöglicht es, auf relativ einfache Weise den Betrieb der Gesamtanlage

energetisch effektiv an zeitliche Schwankungen der Dampfnachfrage am Standort anzupassen. Dieser Vorteil besteht allerdings auch bei GuD-Anlagen.

Eine aufwendige Reinigung des Rohgases kann umgangen werden, wenn **eine indirekt befeuerte Gasturbine** (auch Heißluftturbine genannt) zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Bei der Heißluftturbine wird das erzeugte Rohgas in einem Gasbrenner verbrannt, dessen heiße Rauchgase durch einen Wärmetauscher geleitet werden. In diesem Wärmetauscher wird vorkomprimierte saubere Luft aufgeheizt und zur Expansion in die Gasturbine geleitet. Die indirekt befeuerte Gasturbine hat bei der Vergasung von festen Agrobrennstoffen Vorteile gegenüber der direkt befeuerten Gasturbine, weil sie geringere Ansprüche an die Alkalien- und Chlorarmut stellt.

3.5 Wasserstoff- und Methanolproduktion

Die Wasserstoff- und Methanolvergewinnung aus Biomasse ist eine anspruchsvolle Möglichkeit der Gasnutzung, da der Wasserstoff zunächst immer in Verbindung mit anderen Elementen vorkommt, von denen er abgetrennt werden muß. Die Wasserstoffkonzentration in aus Biobrennstoffen erzeugtem Rohgas hängt stark von der Art des Vergasungsmittels (Dampf, Sauerstoff oder Luft) und von der Vergasungstemperatur ab und kann zwischen 5 % und 60 % des Gasvolumens ausmachen. Bei der Vergasung mit Luft ergeben sich aufgrund der Gasverdünnung durch die hohen Stickstoffgehalte in der Luft Wasserstoffkonzentrationen im unteren Bereich dieser Spanne, die für eine Methanolherstellung und erst recht für die Gewinnung von einigermaßen reinem Wasserstoff zu gering sind. Deshalb kommen für eine Methanol- oder Wasserstoffgewinnung aus fester Biomasse nur solche Vergasertypen in Frage, die nicht mit Luft als Vergasungsmittel arbeiten. Geeignet sind grundsätzlich zwei unterschiedliche technische Vergasungsarten: Die Vergasung kann entweder als autotherme Vergasung mit hochangereichertem Sauerstoff und Wasserdampf oder als allotherme Vergasung mit Wasserdampf als Vergasungsmittel durchgeführt werden. Bei der allothermen Vergasung wird die zur Vergasung erforderliche Energie über gasdichte Wärmetauscher von außen in den Vergasungsreaktor eingeführt.

In beiden Fällen ist es trotz einer relativ günstigen Ausgangskonzentration von 20-60 % Wasserstoff im Rohgas erforderlich, die Wasserstoffkonzentration im Gas auf Kosten des Begleitgases Kohlenmonoxid (CO) über einen katalytisch gestützten Gaskonversionsschritt zu erhöhen. Die CO-Konversion ist eine bewährte kommerzielle Technologie, die im großen Maßstab zur Herstellung

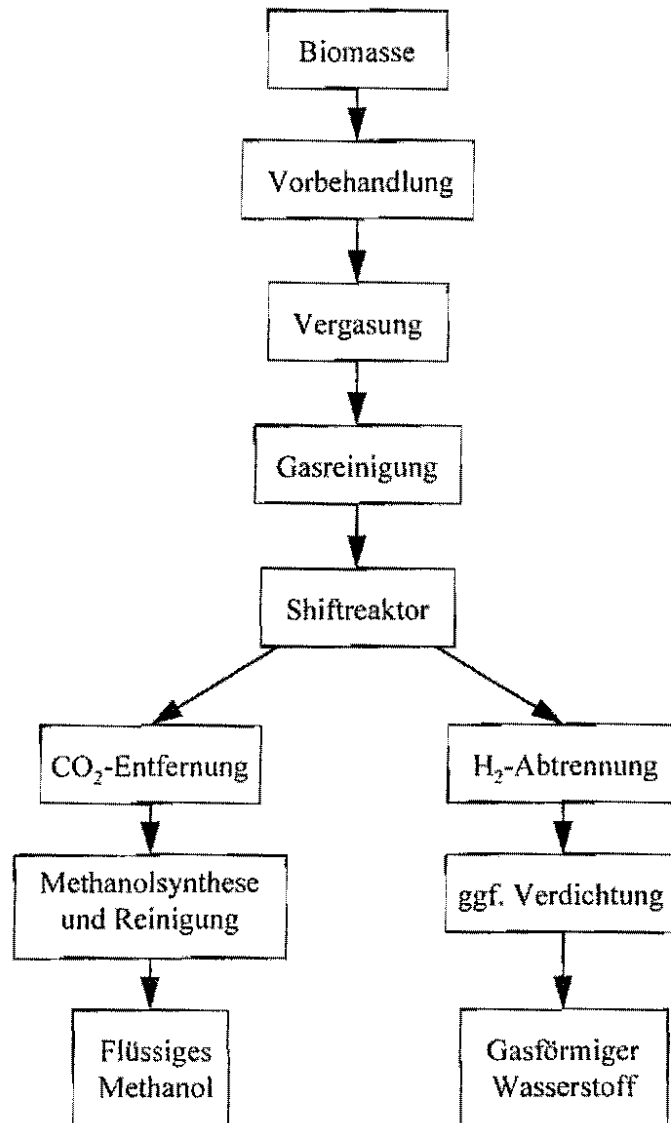
von Gas zur Synthese von Methanol und Wasserstoff auf der Basis von Erdgas und anderen fossilen Energieträgern industriell eingesetzt wird. Es handelt sich hierbei um die sogenannte Shiftreaktion für CO, bei der CO mit Wasserdampf zu CO₂ und Wasserstoff (H₂) umgesetzt wird. Die Katalysatoren im CO-Shiftter und die meist auch auf Nickel basierenden Katalysatoren im Dampfreaktor sind sehr empfindlich gegenüber H₂S. Die H₂S-Konzentrationen im Rohgas aus der Biomassevergasung sind jedoch meist so gering, daß es zu keiner Vergiftung, sondern lediglich zu einer Verringerung der Katalysatoraktivität kommt. Dieser Verlust kann durch höhere Katalysatormengen oder Betriebstemperaturen kompensiert werden (Berg et al. 1996).

Bei der Herstellung von Methanol oder Wasserstoff aus Biomasse sind die Prozeßschritte zur Gewinnung eines wasserstoffreichen Gases bis zur Shiftreaktion identisch (Abb. 6). Im Gegensatz zur Wasserstoffgewinnung ist das Ziel bei der Methanolherstellung jedoch nicht, den gesamten CO-Anteil in Wasserstoff umzuwandeln. Bei der Synthese von Methanol (CH₃OH) wird vielmehr ein Teil des Gases am CO-Shiftter vorbeigeleitet, um das richtige Verhältnis von Wasserstoff zu Kohlenmonoxid zu erzielen. Das Verhältnis zwischen H₂ und CO sollte idealerweise bei ungefähr 2 zu 1 liegen. Das konvertierte Gas wird in Wärmetauschern abgekühlt, da die Konvertierungsreaktion (CO zu H₂) exotherm ist. Nach Entfernung von überschüssigem CO₂, z.B. durch Reaktion mit Kalziumkarbonat, von Wasserdampf und möglicherweise auch von Schwefelverbindungen wird das Gas komprimiert und in einen Methanolsynthesereaktor gebracht, wo das CO mittels eines Katalysators mit H₂ zu Methanol geformt wird. Die Methanolsynthese wird so ausgelegt, daß die Bildung von Nebenprodukten, wie von Dimethylether und von höheren Alkoholen, gering ist. Dennoch enthaltene Verunreinigungen im Rohmethanol können durch Destillation entfernt werden.

Die Methanolvergewinnung aus fester Biomasse hat den Vorteil, daß hierbei ein sauberer und energiereicher Brennstoff entsteht, der sich leicht transportieren und als Fahrzeugtreibstoff einsetzen läßt. Sein spezifischer Energieinhalt ist nur um 20 % niedriger als der von Benzin. Deshalb sind mit Methanol als Kraftstoff Reichweiten möglich, die denen von Fahrzeugen mit konventionellen Verbrennungsmotoren entsprechen. Auf lange Sicht könnte Methanol aus Biomasse zum Antrieb eines Elektrofahrzeuges mit einer Methanol-Brennstoffzelle, in der eine interne Methanolumsetzung möglich ist, genutzt werden. Wäre diese Entwicklung erfolgreich, könnte über die Umwandlung von Methanol der für die Brennstoffzelle benötigte Wasserstoff direkt an Bord des Fahrzeuges gewonnen werden. Dies sind jedoch noch Zukunftsvisionen. Gegenwärtig gibt es nur einen

kommerziell betriebenen Biomassevergaser, der zur Synthesegasproduktion eingesetzt wird. Dabei handelt es sich um den Hochtemperatur-Winkler-Vergaser (HTW) der Rheinbraun AG in Oule, Finnland.

Abb. 6: Prozeßschritte zur Wasserstoff- und Methanolgewinnung aus Biomasse



Bei der Herstellung von hochangereichertem Wasserstoff muß das Verhältnis zwischen H₂ und CO sowie zwischen H₂ und anderen Gasbestandteilen möglichst hoch sein. Die Gewinnung von hochreinem Wasserstoff aus dem konver-

tierten, wasserstoffreichen Gasmisch kann auf verschiedenen Wegen stattfinden. Möglich ist der Einsatz

- einer Druckwechseladsorptionsanlage (Pressure Swing Adsorption),
- eines Dampf-Eisen-Prozesses oder
- einer Palladiummembran.

Bei der Wasserstoffgewinnung mit Hilfe der Pressure Swing Adsorption (PSA) passiert das vorgereinigte und konvertierte Gas aus der Biomassevergasung eine Reihe von Betten, die aus Molekularsieben oder Aktivkohle bestehen. Dort werden nahezu alle Komponenten (Ammoniak, Ammonium- oder Kaliumchlorid, Kohlenwasserstoffe und Alkalibestandteile) mit Ausnahme von Wasserstoff adsorbiert. Die Regeneration des PSA-Filters erfolgt über eine adiabatische Entspannung bei entsprechenden Temperaturen. Das dabei anfallende Gas, das CO, CO₂ und CH₄ enthält, kann als Energieträger für den Wärmetauscher eingesetzt werden. Mit dem PSA-Verfahren lassen sich Wasserstoffreinheiten von bis zu 99 Vol.-% erzielen (Grafwallner 1996).

Der Dampf-Eisen-Prozeß, bei dem Wasserdampf mit heißem elementarem Eisenschwamm zu Eisenoxid (Fe₃O₄) und einem wasserstoffreichen Gas reagiert, ist ein altbekannter Weg zur Wasserstoffgewinnung. Voraussetzung hierfür ist ein möglichst teer- und wasserarmes Gas. Der Wasserstoff wird nicht aus dem Gas, sondern über die Reaktion von Wasserdampf mit Eisenschwamm zu Wasserstoff und Fe₃O₄ gewonnen. Die Eisenoxidbarriere verhindert, daß es zu Verunreinigungen des Wasserstoffs durch Stickstoff kommt. Der nasse Wasserstoff aus dem Dampf-Eisenbett ist frei von CO, CO₂, Schwefel und anderen Verunreinigungen, da bei deren Reduktion elementarer Eisenschwamm entsteht, aus dem bei späterer Oxidation mit Wasserdampf fast nur Wasserstoff ausgetrieben wird. Dieser Wasserstoff kann ohne weitere Reinigungsschritte direkt als Brenngas in Brennstoffzellen eingesetzt werden. Der Eisenschwamm kann nicht nur als Reinigungseinheit, sondern gleichzeitig auch als Wasserstoffspeicher genutzt werden.

Eine interessante Alternative zur Abtrennung des Wasserstoffs ist der Einsatz eines Wasserstofffilters aus Palladium, das nur Wasserstoff durchdiffundieren läßt. Das Temperaturfenster von Palladium (350-500°C) ist zur Reinigung von Gasen aus der Biomassevergasung gut geeignet. Bislang liegen jedoch noch keine Erfahrungen aus Dauerversuchen mit der Gewinnung von hochreinem Wasserstoff aus Gasen von Biomasservergasern vor.

Das größte Einsatzgebiet für Wasserstoff ist derzeit die Erzeugung von Ammonium und Methanol sowie der Einsatz in Erdölraffinerien zum Hydrocrack-

ing. Der hierbei verwendete Wasserstoff, von dem weltweit jährlich rd. 600 Milliarden m³ gehandelt werden, stammt fast ausschließlich aus fossilen Rohstoffen, meist schwerem Rohöl oder Erdgas. In bisher sehr geringen Mengen wird Wasserstoff bereits seit längerem als Treibstoff für Raumfahrtfähren und als Brenngas in Brennstoffzellen, die Wärme, Strom und Trinkwasser für die Astronauten bereitstellen, eingesetzt. Durch die erfolgreiche Entwicklung wasserstoffbetriebener Brennstoffzellen könnte der Wasserstoffbedarf im stationären Bereich und zu einem noch späteren Zeitpunkt möglicherweise auch im Bereich des Kraftfahrzeugverkehrs stark ansteigen.

3.6 Brennstoffzellen

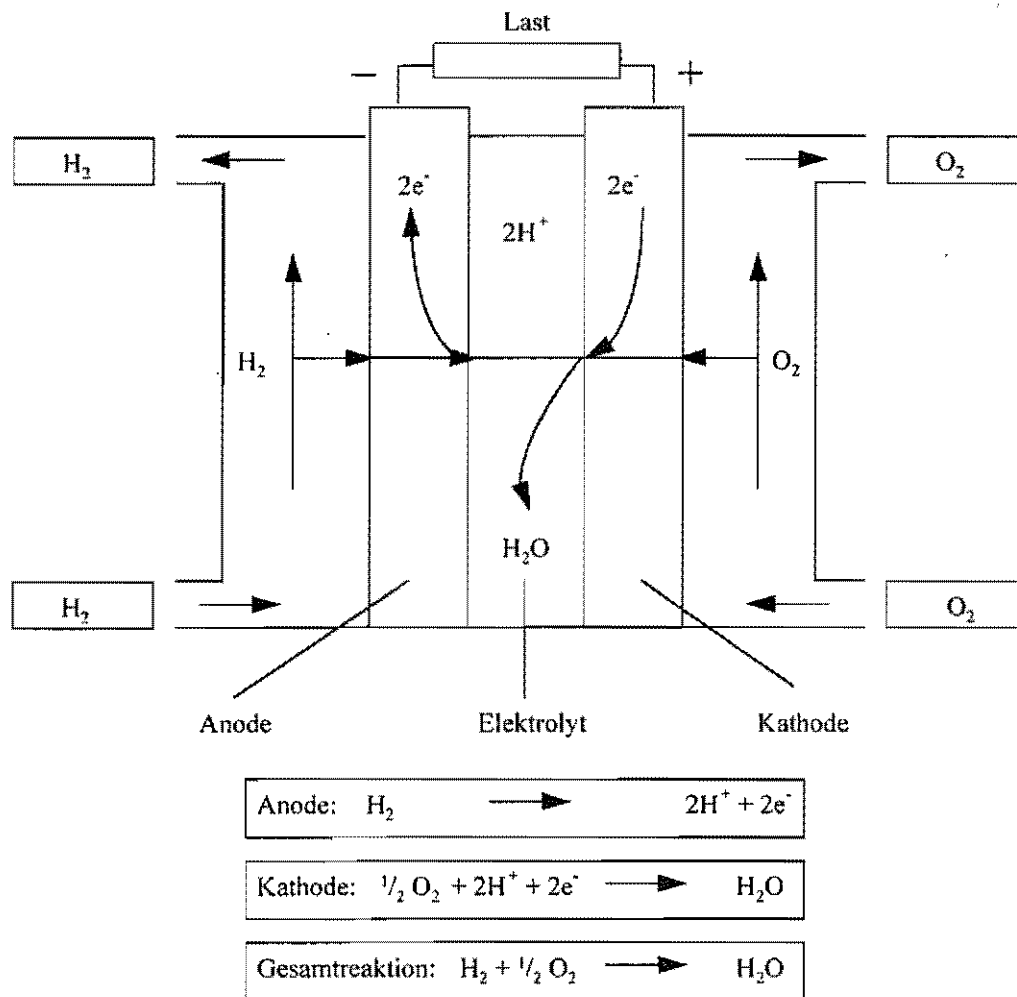
Die heutige Stromgewinnung aus Biomasse beruht im wesentlichen auf dem Einsatz konventioneller Wärme-Kraft-Maschinen, bei denen die in der Biomasse gebundene chemische Energie zunächst durch Verbrennung in thermische Energie in Form von heißen Rauchgasen oder Wasserdampf umgewandelt wird. Diese thermische Energie wird anschließend z.T. in mechanische Bewegungsenergie überführt und mit Hilfe eines Generators in Strom umgewandelt. Die Brennstoffzelle ist eine elektrochemische Einheit, bei der die chemische Energie eines Brennstoffes und eines Oxidationsmittels direkt in elektrische Energie umwandelt wird. Das Elektroden-Elektrolyt-System wird hierbei nicht verändert oder verbraucht. Dies läßt sich am Beispiel einer Brennstoffzelle, die zum Wasserstoff-/Sauerstoff-Typ gehört, erklären. Die Wasserstoffmoleküle werden mit Hilfe eines Katalysators an der Anode elektrolytisch gespalten und an der Kathode mit Sauerstoff zu Wasser gebunden (Abb. 7). Durch die Zellspannung zwischen den positiv und negativ geladenen Elektroden wird Strom erzeugt und über Bipolarplatten abgeleitet.

Im Gegensatz zur Batterie, bei der dieser Umwandlungsprozeß einmalig ist bzw. nur durch die Zufuhr von elektrischer Energie regeneriert werden kann, stellt die Brennstoffzelle ein offenes, kontinuierlich arbeitendes System mit von außen zu- und abfließenden Gasströmen und mit permanenter Energieabgabe dar. Als Brenngase können reiner Wasserstoff oder aus Methanol, Erdgas und anderen Gasen erzeugte, wasserstoffreiche Reformergase verwendet werden. Wenn anstatt Luftsauerstoff reiner Sauerstoff als Oxidationsmittel zum Einsatz kommt, kann man etwas höhere Wirkungsgrade erreichen.

Brennstoffzellen können höhere elektrische Wirkungsgrade erreichen als dies über andere Energiegewinnungsprozesse möglich ist, weil sie nicht den bei

Wärme-Kraft-Maschinen wirkenden Begrenzungen des Carnotschen Kreisprozesses unterworfen sind. Der Wirkungsgrad der Brennstoffzellen wird u.a. von der entnommenen Leistung und der Stromdichte (Stromstärke bezogen auf die Elektrodenfläche) bestimmt. Mit steigender Strombelastung nimmt die Zellspannung und damit der Wirkungsgrad von Brennstoffzellen ab. Bei sehr hohen Strombelastungen fällt die Zellspannung durch Diffusionshemmung und damit der Wirkungsgrad drastisch ab. Betreibt man eine Brennstoffzelle bei geringer Leistungsdichte oder im Teillastbereich, steigen Spannung und Wirkungsgrad an, was allerdings auf Kosten der Leistungsdichte geht.

Abb. 7: Prinzip einer Wasserstoff-/Sauerstoff-Brennstoffzelle



Da Brennstoffzellen hohe Wirkungsgrade bei kleinen Leistungseinheiten möglich machen, bieten sie gute Voraussetzungen für einen Einsatz in dezentralen

stationären Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung und möglicherweise auch im mobilen Bereich. Eine einzelne Brennstoffzelle ist prozeßbedingt auf eine recht geringe elektrische Leistung beschränkt, weshalb eine Stromversorgung in der Größenordnung von einigen 100 kW_{el} aus vielen Kleinmodulen (Stacks) besteht. Dank dieses modularen Aufbaus ist das Gesamtsystem beliebig erweiterungs- und anpassungsfähig.

Neben dem potentiell hohen elektrischen Wirkungsgrad sind als weitere Vorteile der Brennstoffzelle gegenüber konventionellen Wärme-Kraft-Maschinen zu nennen:

- das gute Teillastverhalten,
- die Modularität und flexible Betriebsweise,
- wenig wartungs- und geräuschintensive, bewegte Teile
- und die sehr niedrigen Schadstoffemissionen.

Die Brennstoffzellentypen werden anhand ihrer Betriebstemperaturen in Niedertemperatur-Brennstoffzellen und Hochtemperatur-Brennstoffzellen unterteilt und nach der Art ihres ionenleitenden Elektrolyten benannt. Am häufigsten werden die folgenden Bezeichnungen und Abkürzungen verwendet:

- Alkalische Brennstoffzelle bzw. Alkaline Fuel Cell (AFC),
- Phosphorsaure Brennstoffzelle bzw. Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC),
- Polymermembran-Elektrolyt-Brennstoffzelle bzw. Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC),
- Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle bzw. Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC),
- Oxidkeramische Brennstoffzelle bzw. Solid Oxide Fuel Cell (SOFC).

In Tabelle 5 finden sich für die genannten Brennstoffzellentypen Angaben zum einsetzbaren Brenngas und zur Zusammensetzung der Anoden und Kathoden sowie der dort ablaufenden Reaktionen. Der von einer Brennstoffzelle erzielbare Wirkungsgrad liegt gegenwärtig zwischen ca. 60 und 70 %. Bei den Niedertemperatur-Brennstoffzellen und bei der PAFC verringert sich der Wirkungsgrad um 15-20 % durch die erforderliche Bereitstellung des Wasserstoffs.

Brennstoffzellen, die mit extern oder intern reformiertem Erdgas oder Kohlegas betrieben werden können, kommen grundsätzlich auch für die Nutzung von extern oder intern reformierten und konvertierten Gasen aus der Biomassevergasung in Frage. Das Rohgas aus der Biomassevergasung muß dabei vor seiner Nutzung als Brenngas in Brennstoffzellen gereinigt werden, um in der Brennstoffzelle Reaktionshemmungen durch Schwefel- und Chlorverbindungen

sowie bei einigen Zellentypen auch durch Kohlenmonoxid zu verhindern. Die Anforderungen an die Gasreinheit sind bei den Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC, SOFC) geringer als bei den Niedertemperatur-Brennstoffzellen (AFC, PEMFC), da bei den Hochtemperatur-Brennstoffzellen (600-1.000°C) die Gasreformierung innerhalb der Zelle erfolgen kann. Die AFC, PEMFC und die PAFC reagieren sehr empfindlich gegenüber Kohlenmonoxid, da diese Elektrodenbeschichtungen aus Edelmetallen wie Platin oder Gold haben (Tab. 6). Kohlendioxid und Methan verhalten sich bei diesen Brennstoffzellen inert, setzen aber den Wirkungsgrad herunter. Schwefel- und Halogenverbindungen gelten bei allen Brennstoffzellentypen als hochwirksame Gifte.

Tab. 5: Chemisch-technische Merkmale von verschiedenen Brennstoffzellen

	<i>AFC</i>	<i>PEMFC</i>	<i>PAFC</i>	<i>MCFC</i>	<i>SOFC</i>
Geeignete Brenngase	H ₂	H ₂ , extern reformiertes Erd- oder Kohlegas	H ₂ , Erd- oder Kohlegas	H ₂ , Erd- oder Kohlegas (interne Reformierung)	
Oxidant	O ₂	O ₂ /Luft	O ₂ /Luft	O ₂ /Luft	O ₂ /Luft
Temperatur	60-90°C	50-90°C	160-220°C	620-660°C	800-1.000°C
Kathoden	Raney-Silber	Platin	Platin	NiO (+Li)	LaMnO ₃ (+Sr)
Kathodenreaktion	$\frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow 2(\text{OH})^-$	$\frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$	$\frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2\text{O}$	$\frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{CO}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{CO}_3^{2-}$	$\frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^- \rightarrow \text{O}^{2-}$
Anoden	Raney-Nickel	Platin	Platin	NiO (+Cr)	LaZrO ₂ -Cermet
Anodenreaktion	$\text{H}_2 + 2(\text{OH})^- \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2 \rightarrow 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2 \rightarrow 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2 + \text{CO}_3^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2 + \text{O}^{2-} \rightarrow \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$ u. $\text{CO} + \text{O}^{2-} \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{e}^-$
Elektrolyt	35-50 % KOH (2OH ⁻)	Polymermembran (2H ⁺)	H ₂ PO ₄ (2H ⁺)	Li ₂ CO ₃ /Na ₂ CO ₃	Yttriumstab. Zirkonoxid (ZrO ₂)/(Y ₂ O ₃)

Quelle: Huppmann 1992

Vor Eintritt des Rohgases aus der Biomassevergasung in eine Brennstoffzelle müßte dieses mit einem Zyklon und Keramikfilter weitgehend entstaubt werden. Danach muß das entstaubte Rohgas von emissions- und Brennstoffzellenrelevanten Schadstoffen gereinigt werden. Die Gasreinigung sollte eine Halo-

genabscheidung (z.B. auf Basis von Natriumcarbonat) und ggf. eine Grob- und Feinentschwefelung (z.B. mit Zinn- und Zinkoxid) umfassen (Moll et al. 1996). Ein zu hoher Stickstoffgehalt im Brennstoff kann bei der PAFC und der PEMFC ebenfalls Probleme verursachen, indem er sich mit Wasserstoff zu Ammoniak (NH_3) verbindet und so den chemischen Prozeß an der Kathode beeinträchtigt. Bei einigen PAFC-BHKW wurden deshalb die Anforderungen an den zulässigen Stickstoffgehalt im Brennstoff (reformiertes Erdgas) verschärft.

Tab. 6: Anforderungen der Brennstoffzellentypen an die Brenngaszusammensetzung

<i>Brennstoffzelle</i>	<i>Gifte</i>	<i>Inerte</i>	<i>Intern reformierbar</i>
AFC	$\text{CO}_2, \text{H}_2\text{S}$	-	-
PAFC	$\text{CO} < 10 \text{ ppm}$	$\text{N}_2, \text{CO}_2, \text{CH}_4$	-
PEMFC	$\text{CO} < 1 \text{ Vol.-%}$	$\text{N}_2, \text{CO}_2, \text{CH}_4$	-
MCFC	$\text{S} < 1 \text{ ppm}$ $\text{Cl} < 1 \text{ ppm}$	N_2, CO_2	$\text{CH}_4, \text{höhere KW}$
SOFC	$\text{S} < 1 \text{ ppm}$ $\text{Cl} < 1 \text{ ppm}$	N_2, CO_2	$\text{CH}_4, \text{höhere KW}$

Bei der **Alkalischen Brennstoffzelle (AFC)**, mit deren Entwicklung in Deutschland bereits 1962 begonnen wurde, stehen Module mit $6,5 \text{ kW}_{el}$ Leistung zur Verfügung. Ihre Leistungsfähigkeit in Aggregaten bis 100 kW_{el} ist demonstriert (Drenckhahn et al. 1991). Der AFC werden aufgrund der hohen Investitionskosten ($> 30.000 \text{ DM/kW}_{el}$) wenig Chancen eingeräumt, über Nischenanwendungen in der Raumfahrt oder als außenluft-unabhängiges Energiewandlungssystem (z.B. in U-Booten) hinauszukommen. Eine Weiterentwicklung der AFC wird wegen der erforderlichen hohen Reinheit von Wasserstoff als Brenngas und Sauerstoff als Oxidator als nicht lohnend angesehen.

Die **Phosphorsaure Brennstoffzelle (PAFC)**, von der nach einer Entwicklungszeit von mehr als 20 Jahren nun die dritte Generation besteht, ist heute die einzige kommerziell verfügbare Brennstoffzelle, die die erforderliche technische Reife für eine Stromerzeugung im Bereich von 200 kW_{el} und mehr besitzt. In Europa wurden FuE-Anstrengungen auf dem Gebiet der PAFC-Entwicklung lange Zeit in nur relativ bescheidenem Maße betrieben. In den letzten Jahren ist

es jedoch zu umfangreichen Lizenz- und Vermarktungsbemühungen gekommen. Ein Beispiel hierfür ist die Kooperation zwischen dem PAFC-Entwickler und -Hersteller IFC/ONSI (USA) und der italienischen Firma Ansaldo zur Vermarktung von 200 kW_{el}-PC-25 in Europa. Weltweit befinden sich rd. 250 PAFC-Demonstrationsanlagen mit einer Kapazität von insgesamt rd. 30-50 MW_{el} im Probebetrieb. In Deutschland sind vier 200 kW_{el}-PC 25 Anlagen in Betrieb. Beispiele für deutsche Betreiber sind Heag, Ruhrgas und Thyssengas. Als Brennstoff dient reformiertes Erdgas. Die PAFC-Systeme verfügen größtenteils über Kapazitäten unterhalb 1 MW_{el}. Eine Ausnahme ist das TEPCO-Kraftwerk (Tokio) mit einer installierten Leistung von 11 MW_{el}.

Die PAFC hat im Neuzustand einen elektrischen Wirkungsgrad (bezogen auf den unteren Heizwert von reformiertem Erdgas) von 40 % (Wismann 1996). Die installierten PAFC haben im Mittel einen elektrischen Wirkungsgrad von 38 % und einen Gesamtwirkungsgrad von 75-80 %. Es hat sich gezeigt, daß der elektrische Wirkungsgrad der PAFC mit zunehmender Betriebsdauer abnimmt. Das Ausmaß der Verringerung ist von den jeweiligen Betriebsbedingungen abhängig. Über die Höhe der Wirkungsgradverluste mit zunehmendem Alter der Platinkatalysatoren und der wirtschaftlichen Nutzungsdauer von PAFC können noch keine abschließenden Aussagen gemacht werden. Die längste ununterbrochene Betriebsdauer eines PAFC-Stacks liegt heute bei ca. 20.000 Stunden. Nach Angaben der Hersteller sollen die PAFC nach 40.000 Stunden nicht mehr als 10 % Wirkungsgradverluste aufweisen (Wackertapp/Nymoen 1995). Dies muß jedoch in der Praxis erst noch nachgewiesen werden.

Die **Polymermembran-Elektrolyt-Brennstoffzelle (PEMFC)**, die eine Ionenaustauschmembran als Elektrolyt besitzt, ist seit den 60er Jahren bekannt. Sie ist jedoch erst durch die Entwicklung neuartiger Membrantypen und Katalysatoren durch die Firma Ballard Power Systems (PS), Kanada Ende der 80er Jahren das Ziel intensiver FuE-Arbeiten geworden. Die neu entwickelte Membrangeneration hat den großen Vorteil, daß sie auch bei geringen Membranstärken mit hohen Stromdichten betrieben werden kann. Dadurch können Gewicht und Materialkosten pro kW Leistung spürbar verringert werden. Bei Wasserstoffbetrieb kann die PEMFC elektrische Nettowirkungsgrade von über 50 % erreichen (Moser 1996).

Aus heutiger Sicht scheint die PEMFC trotz der derzeit noch relativ hohen Herstellungskosten diejenige Brennstoffzelle zu sein, die zukünftig am ehesten auch im mobilen Bereich verwendet werden könnte. Dies ist der Grund dafür, daß die PEMFC-Forschung gegenwärtig deutlich schnellere Fortschritte macht als die Entwicklung bei den anderen Brennstoffzellentypen.

Die wesentliche Vorteile der PEMFC sind, daß sie

- keine korrosive Flüssigkeit besitzt und nur mäßige Materialkorrosionsprobleme hat,
- im Prinzip einfach zu produzieren ist,
- großen Druckdifferenzen widerstehen kann und daß sie
- eine lange Lebenszeit erhoffen läßt.

Zu ihren größten Problemen gehören die CO-Intoleranz, die Schwierigkeiten einer guten Sauerstoffversorgung für die Kathodenreaktion und die Beeinträchtigung des Wirkungsgrades durch die technischen Aufwendungen und die Schwierigkeiten beim Austrag des gebildeten Wassers. Die Wasserführung in der Zelle nimmt eine zentrale Stellung beim Zellenbetrieb ein. In der PEMFC darf das gebildete Wasser nicht schneller von der Membran weggeführt werden wie es erzeugt wird, da die Membran ansonsten dehydriert.

PEMFC werden im Interesse einer guten Sauerstoffversorgung und Leistungsdichte in der Regel entweder mit angereichertem Sauerstoff oder mit Druckluft versorgt und benötigen dann einen Turbokompressor. Im Luftbetrieb verschlechtern sich die elektrischen Kenndaten von PEMFC und damit die erzielbaren Leistungsdichten im Vergleich zum Sauerstoffbetrieb drastisch. Dies gilt vor allem bei geringen Gasdrücken. Eines der Hauptziele bei der Forschung und Entwicklung ist deshalb, nahe Atmosphärendruck Leistungswerte zu erreichen, die bislang nur im Sauerstoffbetrieb möglich sind. In den USA scheint es zumindest für kleine Leistungsanforderungen (einige Watt) bereits gelungen zu sein, PEMFC auch weitgehend drucklos betreiben zu können (Johnssen 1997). Die Entwickler von der Firma Siemens gehen davon aus, daß sie dieses Ziel in einigen Jahren erreichen werden (Moser 1996).

Die Entwicklungsarbeiten bei der PEMFC haben, ausgehend vom steigenden Interesse der Automobilindustrie, in jüngster Zeit stark zugenommen. In Deutschland beschäftigen sich die Siemens AG und die Mercedes Benz AG, die eine Lizenz des PEMFC-Konzepts von Ballard erworben hat, mit der PEMFC-Entwicklung. In Italien stellt die Firma DeNora manuell angefertigte PEMFC für interne und externe Tests her. Bei der PEMFC-Entwicklung ist zu berücksichtigen, daß sich die Anforderungen an die PEMFC für mobile bzw. stationäre Anwendungen zum Teil erheblich voneinander unterscheiden. PEMFC für mobile Anwendungen werden hauptsächlich zur Erzeugung elektrischer Antriebsenergie genutzt. Hier sind insbesondere eine entsprechende Dynamik, ein geringes Gewicht und ein kleines Volumen von ausschlaggebender Bedeutung. Eine Lebensdauer von 10 Jahren bedeutet im Pkw etwa 5.000 Betriebsstunden.

Demgegenüber können PEMFC für stationäre Anwendungen nicht nur zur Stromerzeugung, sondern vor allem auch in Kraft-Wärme-Kopplung zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt werden. Hier sind ein hoher Gesamtwirkungsgrad und bei einer ebenfalls 10jährigen Betriebsdauer eine Betriebsstundenzahl von mindestens 40.000 Betriebsstunden gefordert. Das bedeutet nahezu den Faktor 10 im Vergleich zu mobilen Anwendungen und stellt damit erhebliche Anforderungen an die Alterungsbeständigkeit der PEMFC.

Wegen des besseren Gesamtwirkungsgrades und der geringeren Anforderungen an die Reinheit der Brenngase wurde die Entwicklung der mit hohen Betriebstemperaturen laufenden MCFC in den 80er Jahren und der SOFC in den 90er Jahren intensiviert. Die **Karbonatschmelzen-Brennstoffzelle (MCFC)** benutzt als Elektrolyt eine binäre Alkalikarbonatschmelze (Na, K, Li) und arbeitet mit Zellentemperaturen von 620-660°C. Wegen der hohen Betriebstemperaturen, bei denen die Alkalikarbonate eine hoch leitfähige Salzschmelze mit Karbonationen bilden, können poröse Nickelstrukturen anstelle teurer Edelmetalle als Elektroden eingesetzt werden. Das hohe Temperaturniveau ist darüberhinaus günstig für die sogenannte interne Gasreformierung, d.h. die Aufspaltung von Kohlenwasserstoffverbindungen in Wasserstoff und Kohlendioxid innerhalb der Zelle. Beim Einsatz von Erdgas als Brennstoff kann deshalb die externe Reformierung von Erdgas und die CO-Shiftreaktion zur Wasserstoffanreicherung entfallen. Die MCFC hat außerdem den Vorteil, daß sie auf der einen Seite den Einsatz metallischer Werkstoffe gestattet und auf der anderen Seite das Temperaturniveau der Abwärme ausreichend ist, um eine nachgeschaltete Dampfturbine anzutreiben. Durch die zusätzliche Stromerzeugung mittels einer Turbine kann das Gesamtsystem einen relativ hohen elektrischen Wirkungsgrad von über 50 % erreichen.

Weltweit ist eine Vielzahl an Unternehmen in der MCFC-Forschung tätig. Unter der Führung der MTU Friedrichshafen GmbH arbeitet ein europäisches Konsortium an der Kommerzialisierung der MCFC. Die ARGE MCFC-Entwicklung besteht seit 1990 und umfaßt neben der MTU die Ruhrgas AG und die RWE AG sowie in Dänemark die Firma Haldor Topsoe A/S und den Energieversorger Elkraft A.m.b.A. Die Arbeiten dieses Konsortiums, die auf etwa 10 Jahre angelegt sind, fußen auf einer Lizenzvereinbarung mit der Firma Energy Research Corporation (ERC) in Danbury, Connecticut, USA. Die ERC zählt zu den weltweit führenden Unternehmen auf dem Gebiet der MCFC. Daneben beschäftigen sich noch die M-C Power (USA), Hitachi (Japan) und die ECN (NL) mit der MCFC-Entwicklung.

Die MCFC hat inzwischen einen relativ hohen Entwicklungsstand erreicht und kann verschiedene Labor- und Demonstrationsaktivitäten aufweisen. Sie hat sich im 10.000 h-Betrieb in einer 100 kW_{el}-Anlage bewährt. Die weltweit größte MCFC-Demonstrationsanlage, die 2 MW_{el}-MCFC-Anlage in Santa Clara, Kalifornien wurde im Frühjahr 1996 offiziell in Betrieb genommen. Die Anlage in Santa Clara macht deutlich, daß der Aufwand für die peripheren verfahrenstechnischen Systeme bei einer MCFC-Anlage relativ groß ist. Auch wenn Vereinfachungen möglich und bereits geplant sind, ist hier ein Nachteil der MCFC, zumindest für kleinere Einheiten, zu erkennen.

Weitere Nachteile der MCFC sind, daß die erreichbare Strom- und Leistungsdichte relativ niedrig ist, und daß die Lebensdauer der Zellen wegen des heißen und aggressiven Schmelz-Elektrolyten, der erhebliche Korrosionsprobleme bedingt, nicht leicht auf die angestrebte Lebensleistung von 40.000 h und mehr anzuheben ist. Außerdem ist eine Rückführung von CO₂ aus dem Anodengas in den Kathodenraum erforderlich, um die Abwanderung der Karbonationen aus dem Anodenbereich auszugleichen. Eines der entscheidenden Probleme der MCFC-Technologie ist die allmähliche Auflösung der Nickeloxid-Kathode in der Salzschnmelze (Kraus 1996). Gelöstes Nickeloxid wandert von der Kathode in die Elektrolyt-Matrix und wird dort bei Annäherung an die Anodenseite zu Nickel reduziert und in Form metallischer Partikel abgeschieden. Nach langen Betriebszeiten entstehen durch diese metallischen Ablagerungen Kurzschlüsse, welche die Zellen außer Funktion setzen. Wenn die mit der Anwendung von Salzschnmelzen verbundenen Korrosionsprobleme gelöst werden können, sind hohe elektrische Wirkungsgrade von 53-57 % (bezogen auf Erdgas als Brennstoff) bei guten Abwärmertemperaturen zu erwarten.

Die **Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC)** hat einen gasdichten, Sauerstoffionen leitenden Feststoffelektrolyten in Gestalt einer oxidkeramischen Folie, auf welche poröse Gasdiffusionselektroden aufgebracht sind. Die SOFC wird weltweit in drei unterschiedlichen Grundvarianten entwickelt. Dazu gehören das Röhrensystem (entwickelt von der Firma Westinghouse, USA und der Mitsubishi Heavy Industries, Japan), das vollkeramische "monolitische" Konzept und das Flachzellenkonzept. Das Flachzellenkonzept wird heute allgemein als der zukunftsträchtigste SOFC-Zellentyp angesehen und von vielen Entwicklungsteams in den USA, Japan und Europa verfolgt, weil es für eine Massenproduktion geeignet ist und somit das größte Potential zur Kostenreduktion besitzt (Drenckhahn 1996).

Um eine möglichst hohe Elektrolytleitfähigkeit zu erreichen, arbeitet die SOFC bei sehr hohen Temperaturen zwischen 800°C und 1.000°C. Aufgrund der exothermen Zellreaktion wird zusätzlich zur elektrischen Energie ein großer Abwärmestrom frei, der, da er auf einem hohem Temperaturniveau vorliegt, sich in einem nachgeschalteten Abwärmeprozess zur Stromerzeugung nutzen läßt. Wegen der internen Reformierung können bei der SOFC auch kohlenwasserstoffhaltige Gasgemische als Brenngase eingesetzt werden. Da die Brennstoffnutzung in der Brennstoffzelle selbst aus technischen und wirtschaftlichen Gründen auf ca. 80 % begrenzt wird, muß in der nachgeschalteten Abwärmennutzung die restliche, chemisch gebundene Energie im Anodenabgas genutzt werden (Moll et al. 1996). Dies kann z.B. durch die Oxidation in einem katalytischen Brenner einer Gasturbine und eine nachfolgende Abwärmennutzung erfolgen. Prinzipiell ist auch eine Abtrennung des Wasserstoffs aus dem Anodenabgas der Brennstoffzelle denkbar, der zur Brennstoffzelle zurückgeführt wird. Diese energetisch sehr effiziente Variante hat sich jedoch als unwirtschaftlich erwiesen. Im Falle der Erzeugung des Brennstoffs über eine integrierte allotherme Biomassevergasung kann das nicht in der Brennstoffzelle umgesetzte Anodengas zur Wärmeversorgung des Vergasers genutzt werden.

Die SOFC ist hinsichtlich der Herstellungstechnik und der Materialauswahl die am wenigsten weit entwickelte Brennstoffzelle. Mit einer breiteren Anwendung ist bestenfalls in 15-20 Jahren zu rechnen. Der elektrische Nettowirkungsgrad der SOFC liegt bei über 50 % bezogen auf Erdgas als Brennstoff. Durch eine nachgeschaltete Gasturbine und durch Nutzung der Hochtemperaturabwärme kann eine weitere Erhöhung der Stromausbeute auf über 60 % erreicht werden (Jaerschky/Weinzierl 1997).

Bei der SOFC-Entwicklung wurde bislang eine Größenordnung von 25 kW_{el} erreicht. Weltweit führend auf dem Gebiet der SOFC-Entwicklung sind die USA. Dort wird an Demo-Anlagen der Leistungsgröße 25-250 kW_{el} gearbeitet. In Deutschland beschäftigen sich die Firmen Siemens und Dornier sowie das Forschungszentrum Jülich und die DLR mit der SOFC-Entwicklung. Von der Firma Westinghouse, USA wurde im Versuchsbetrieb eine 25-kW-Anlage bereits 7.000 h betrieben, davon 5.200 h unterbrechungslos. Eine 100-kW-Anlage soll 1997 in Holland in Betrieb gehen.

Die Nachteile bei der SOFC sind die Korrosionsprobleme und die Wärmespannungsprobleme bei den Werkstoffen und Dichtungsmaterialien aufgrund der sehr hohen Betriebstemperaturen. Der Leistungs- bzw. Wirkungsgradabfall, dessen Höhe bislang noch konnte nicht eindeutig geklärt werden konnte, stellt ein noch zu lösendes Problem dar. Es wird davon ausgegangen, die SOFC ohne

Leistungsverlust (allerdings mit einem Wirkungsgradabfall von 5 %) 7.000 h betreiben zu können. Neuste Erkenntnisse aus der Entwicklung sprechen für eine geringere Veränderung (Jaerschky/Weinzierl 1997). Bei der Firma Siemens entsprechen die Degradationswerte von etwa 3 % in 1.000 h bei 950°C in SOFC noch nicht den Zielwerten von 0,1 % pro 1.000 h (Drenckhahn 1996).

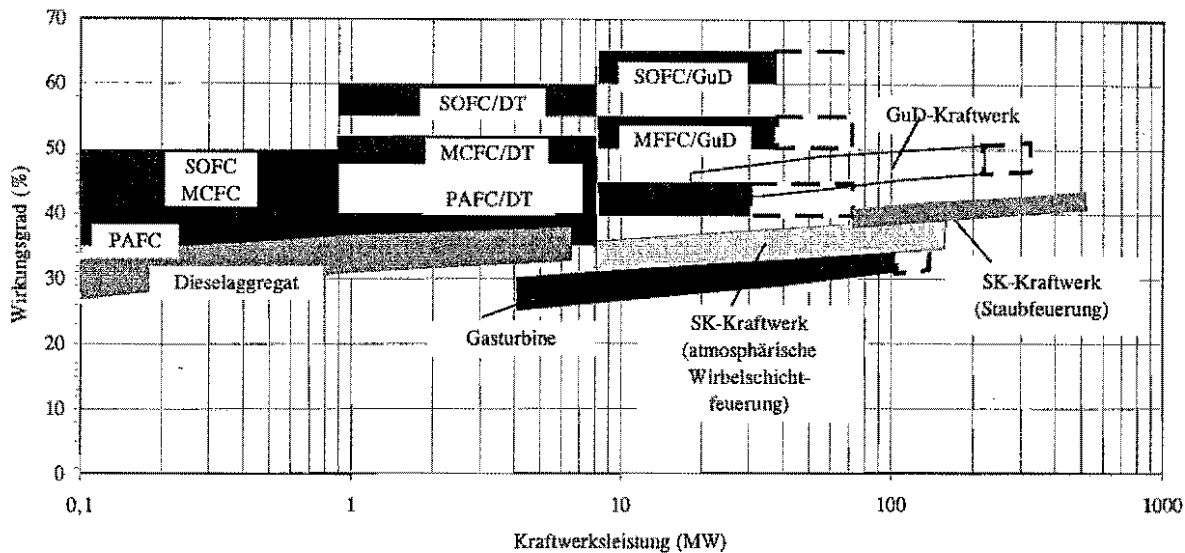
4. Gesamtsysteme

Die in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Technologien zur Biomassevergasung, Gasreinigung und Gasnutzung können auf unterschiedliche Weise miteinander kombiniert oder in bestehende Anlagensysteme zur Energiegewinnung integriert werden. Je nach Leistungsanforderung, Art der Biobrennstoffe und Höhe der erzielbaren Erlöse für Strom und Wärme kommen dabei unterschiedliche Systeme in Frage.

Abbildung 8 zeigt, daß durch die Gasnutzung in Motoren im Leistungsreich von etwa $< 1 \text{ MW}_{el}$ bis zu 10 MW_{el} bessere elektrische Bruttowirkungsgrade erzielt werden können als durch einfache Gasturbinen. Die Anlagen mit Gas- und Dampfturbinenkreisläufen (GuD) erschienen lange Zeit erst für Anlagengrößen ab 20 MW_{el} interessant. Durch preisgünstige Angebote für GuD-Anlagen für Erdgas unter 20 MW_{el} werden in jüngster Zeit auch GuD-Anlagen bis zu einer Anlagengröße von 5 MW_{el} interessant. In dieser Größenklasse ist auch die Gasverwendung von Gasen aus Biomassevergasern in GuD-Anlagen ohne Probleme bei der Biomassebeschaffung möglich. Der noch günstigere Wirkungsgrad bei der elektrochemischen Energieumwandlung in Brennstoffzellen wurde bereits diskutiert.

Bei der Strom- und Wärmeabgewinnung aus Biomasse über den Weg der Vergasung ergibt sich eine obere Leistungsgrenze durch den Logistik- und Transportaufwand zur Beschaffung des Biobrennstoffs, die unter den inländischen Standortgegebenheiten für Stromerzeugungsanlagen im Bereich $20\text{-}30 \text{ MW}_{el}$ liegt. Nach unten wird der Anwendungsbereich dadurch begrenzt, daß sich Biomassevergaser mit Stromgeneration wegen des erforderlichen technischen Aufwandes wirtschaftlich kaum noch lohnen. Kombiprozesse mit Gas- und Dampfturbinen setzen größere Vergaserleistungen, wie sie nur von Wirbelschichtvergasern erbracht werden können, und ein großes Biomasseeinzugsgebiet voraus.

Abb. 8: Elektrische Bruttowirkungsgrade verschiedener Stromerzeugungsanlagen beim Einsatz von Erdgas als Brennstoff



Quelle: Drenckhahn et al. 1990

Folgende Nutzungskonzepte mit integrierter Biomassevergasung sind in der Diskussion, Projektion oder Demonstration und werden nachfolgend z.T. ausführlicher vorgestellt:

- die Gasnutzung in BHKW mit Gasmotoren oder kleinen Gasturbinen,
- die Wirbelschichtvergasung unter erhöhtem Druck mit anschließender Gasnutzung in einer GuD-Anlage (30-50 MW_{el}),
- die Wirbelschichtvergasung unter atmosphärischem Druck mit anschließender Gasnutzung in einer GuD-Anlage (30-50 MW_{el}),
- die Wirbelschichtvergasung mit anschließender Gasnutzung in einer Gasturbine mit Dampf-injektion (Cheng-Prozess) oder in einer indirekt befeuerten Gasturbine (Heißluftturbine),
- die CO-Vergasung von Biomasse mit Kohle in bestehenden Großfeuerungsanlagen (GuD) im Bereich von mehreren 100 MW_{el} und
- die Nutzung als Brenngas in Brennstoffzellen.

4.1 BHKW mit Gasmotoren

Für eine dezentrale Wärme- und Stromerzeugung aus Biomasse in einem Leistungsbereich von 0,1-5 MW_{el} scheint die Nutzung des Gases in motorbetriebe-

nen BHKW das Konzept zu sein, daß aus technischer Sicht einer Realisierung am nächsten steht, sofern man von Dampfmaschinen und Dampfturbinen absieht. Der elektrische Wirkungsgrad bei Holzgas-BHKW ist im Praxisbetrieb höher als bei konventioneller Holzfeuerung mit Dampfmaschine oder Dampfturbine.

4.2 GuD-Anlagen mit integrierter Biomassevergasung

Viele der aktuellen Konzepte zur Wärme- und Stromerzeugung aus Biomasse im MW_e-Bereich basieren auf der Vergasung der Biomasse in Wirbelschichtreaktoren, die unter atmosphärischem oder erhöhtem Druck betrieben werden, und der Stromgewinnung über Gas- und Dampfturbinen-Kreisläufe (GuD). Bei GuD-Prozessen wird die Abwärme der Gasturbine über Wärmetauscher in den Dampfkreislauf eingespeist und der Dampf zum Antrieb einer Dampfturbine genutzt.

Bei der Vergasung von Biomasse unter atmosphärischem Druck für GuD-Anlagen wird das Rohgas nach dessen Reinigung bis zu dem erforderlichen Einlaßdruck der Gasturbinen-Brennkammer verdichtet. Um unerwünschte Kondensationen beim Wärmetauscher und bei der Gasverdichtung zu verhindern und die bei der Gaskühlung anfallende Menge an Teerverbindungen gering zu halten, ist es sinnvoll die Teerverbindungen zuvor entweder thermisch oder über Katalysatoren zu spalten. Das teearme und vorentstaubte Rohgas wird mit einem Gaswäscher von störenden Partikeln und anderen Verunreinigungen befreit und auf rd. 90-130°C abgekühlt, um das Gas vor dessen Eintritt in die Gasturbine auf den gewünschten Druck verdichten zu können.

Der Energieaufwand zur Verdichtung des gereinigten Rohgases kann dann umgangen werden, wenn bereits die Vergasung und Gasreinigung unter erhöhtem Druck erfolgen. Dies ist möglich, wenn das eingesetzte Vergasungsmittel vor seiner Einführung in den Vergasungsreaktor verdichtet wurde. Der energetische Aufwand zur Verdichtung des Vergasungsmittels wirkt sich weniger nachteilig auf die Netto-Stromerzeugung aus als die Verdichtung des zunächst drucklos erzeugten Gases aus der Biomassevergasung vor dessen Eintritt in die Gasturbine.

Die Wirbelschichtvergasung, die für eine Nutzung von Biomasse in erster Linie in Frage kommt, unter einem Druck von um 20 bar ist jedoch insbesondere wegen der Dichtungs- und Schleusenprobleme bei der Einbringung der Biomasse in den Vergasungsreaktor technisch nicht einfach. Der hierfür erforderliche technisch-ökonomische Aufwand dürfte sich erst oberhalb von ungefähr

20 MW_e lohnen. Den energetischen Vorteil einer Druckvergasung für eine GuD-Anlage würde man verlieren, wenn nicht auch die erforderliche Gasreinigung unter erhöhtem Druck durchgeführt werden würde. Energetisch am günstigsten wäre eine Heißgasreinigung oberhalb von 400-500°C, bei der Partikel, Alkalien und Chlorverbindungen wirksam entfernt werden. Eine Entfernung der Teerverbindungen ist nicht erforderlich, wenn die Gastemperatur nicht unter den Taupunkt der meisten Teerverbindungen (< 540°C) fällt. Eine solche Heißgasreinigung unter erhöhtem Druck erscheint machbar, erfordert aber noch einiges an Entwicklungsarbeit.

Der Gesamtwirkungsgrad ist beim GuD-Konzept mit integrierter Biomassevergasung unter atmosphärischem Druck geringer als bei der Vergasung unter erhöhtem Druck, da der Energieverbrauch zur Verdichtung des Gases vor dessen Eintritt in die Gasturbine zu einer deutlichen Verringerung des elektrischen Wirkungsgrades führt (Solantausta et al. 1997).

4.3 CO-Vergasung von Biomasse und Kohle

Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse sind in ihrer Größe begrenzt und arbeiten aufgrund der drohenden Korrosions- und Verschlackungsprobleme mit niedrigem Dampfdruck und geringer Dampftemperatur. Ihre Wirkungsgrade liegen zwischen 30 % und 35 %. Große GuD-Kohlevergasungsanlagen (> 200 MW_e) mit hohem Dampfdruck und hoher Dampftemperatur können elektrische Wirkungsgrade von über 40 % erreichen und haben eine günstige Stromkennzahl. Durch die gemeinsame Nutzung mit Kohle könnte die Energieerzeugung aus Biomasse auch in großen Anlagen mit hohen Wirkungsgraden stattfinden. Die CO-Vergasung von Biomasse und Kohle erscheint aus folgenden technischen Gründen interessant:

- Sie bietet eine größere Flexibilität gegenüber saisonalen Schwankungen bei der Verfügbarkeit der Biobrennstoffe.
- Sie ermöglicht eine energetische Umsetzung mit hohen Wirkungsgraden wie sie nur in Großanlagen möglich sind.
- Sie verringert möglicherweise den Gehalt an Teeren und anderen unerwünschten Verbindungen bei einem gleichzeitig höheren Gasertrag aufgrund einer erhöhten Reaktivität bei gemeinsamer Vergasung.

Die energetische Nutzung von Biomasse in bestehenden Kohlekraftwerken hätte auch den Vorteil, daß der Investitionsaufwand relativ niedrig gehalten werden

kann. Die Integration der Biomassevergasung kann auf verschiedenen Wegen erfolgen:

- Die Biomasse kann gemeinsam mit der Kohle in einem Reaktor vergast werden.
- Die Biomasse kann in einem speziellen Vergaser bei geringem Druck und niedriger Temperatur vergast und das gereinigte Gas mit dem Kohlegas zusammen genutzt werden.
- Die Biomasse kann pyrolysiert und der vermahlene Pyrolysekoks sowie das Pyrolysegas können mit dem Kohlegas genutzt werden.

Die gemeinsame Nutzung von Kohle und Stroh oder anderen festen Agrobrennstoffen hat zwei wesentliche Nachteile. Zum einen können bei den hohen Vergasungstemperaturen (830-850°C) nur Biobrennstoffe mit geringem Alkalien- und Chlorgehalt oder entsprechend geringe Biobrennstoffanteile eingesetzt werden. Die Gefahr der Bildung von korrosiv wirkenden Alkalichlorid- und Alkalisulfatdepositionen ist in modernen Kohlefeuerungsanlagen besonders hoch, da überall überhitzter Dampf verwendet wird. Die Folge sind höhere Wartungskosten und eine Verringerung der Verfügbarkeit und des Wirkungsgrades. Zum anderen werden durch die Mischung von Kohle- und Strohrückständen die Verwertungschancen für Kohleasche verschlechtert. Auch besteht die Gefahr, daß der DeNO_x-Katalyst relativ schnell zerstört wird.

Eine Alternative zur gemeinsamen Vergasung mit Kohle unter hohem Druck (200 bar) und bei hohen Temperaturen ist die Vergasung der Biomasse in einem eigenen Reaktor. Wegen des Korrosionsrisikos wird die Dampftemperatur bei der Vergasung von Stroh und anderen festen Agrobrennstoffen auf unter 400°C gehalten. Der Dampf wird danach durch einen, z.B. mit Holz befeuerten Überhitzer, auf ein höheres Temperaturniveau gebracht.

Die Perspektiven zur CO-Vergasung von Biomasse und Kohle in bestehenden Großanlagen sind abhängig von den Erfahrungen aus den geplanten Demonstrationsprojekten. Von Bedeutung sind insbesondere die Ergebnisse im Hinblick auf

- die Brennstoffflexibilität in Abhängigkeit von der Qualität und Quantität der eingesetzten Biomasse,
- die Umweltverträglichkeit der CO-Vergasung, insbesondere bezüglich der NO_x-Emissionen und der Verwertbarkeit der Rückstände,
- die Korrosionsbeständigkeit in Abhängigkeit von der Vergasungstechnik und dem Reaktormaterial und
- das Teillastverhalten im gemeinsamen Betrieb mit der Kohleeinheit.

4.4 Biomassevergasung und Brennstoffzellen

Die Kombination von Biomassevergasern mit Brennstoffzellen stellt aufgrund ihrer Modularität, ihres hohen Wirkungsgrades und ihres guten Teillastverhaltens aus technischer Sicht ein interessantes Konzept für eine dezentrale Wärme- und Stromgewinnung aus regional anfallender Biomasse dar. Die Chancen für eine Realisierung derartiger Konzepte ist besonders groß, wenn

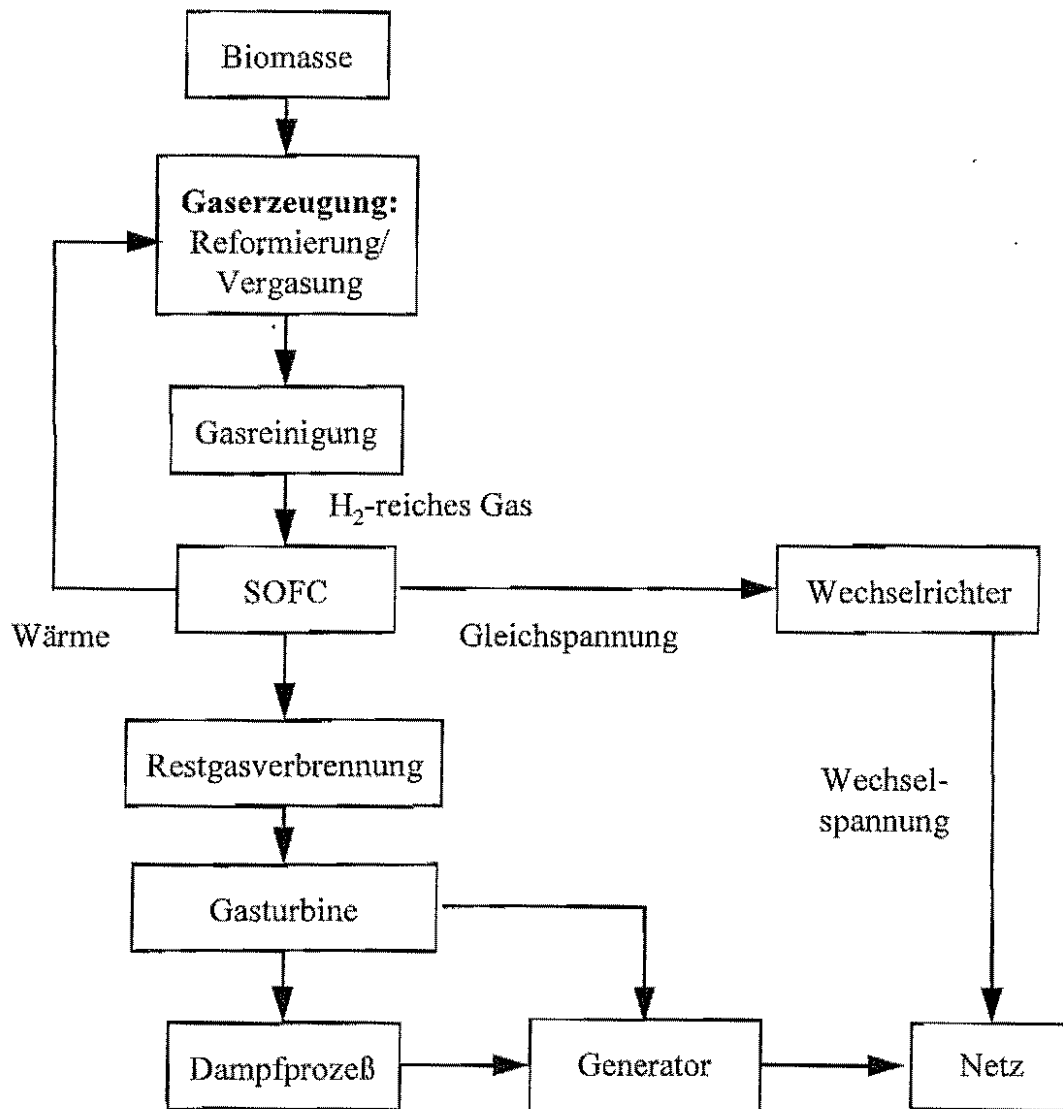
- die Temperaturdifferenz zwischen Vergaser und Brennstoffzelle möglichst gering ist,
- die Vergasung unter ähnlichem Druck abläuft, wie ihn die Brennstoffzelle erfordert,
- das Rohgas einen möglichst hohen Wasserstoffanteil (insbesondere bei den Niedertemperatur-Brennstoffzellen) und einen geringen Anteil an heizwertsenkenden Inertgasen enthält und
- wenn das Rohgas teer-, schwefel- und chlorarm ist.

Die erfolgreiche Demonstration eines zuverlässigen Brennstoffzellensystems mit integrierter Biomassevergasung setzt voraus, daß zuvor die technisch-ökonomischen Fragen zur erforderlichen Gasreinigung und Gaskonditionierung befriedigend beantwortet werden können.

Die Anpassung von in Energieumwandlungsanlagen für fossile Energieträger bewährten Systemmodulen zur Gasreinigung, Gasreformierung und Wasserstoffgewinnung an kleinere Anlagengrößen (scale-down) ist bisher ebenso wenig demonstriert wie die Zuverlässigkeit der Einzelkomponenten im Dauerbetrieb und deren erfolgreiche Hintereinanderschaltung unter unterschiedlichen Einsatzbedingungen (Biomassearten, Druckverhältnisse). Die Brennstoffzellen könnten bereits für einen Leistungsbereich von 20-200 kW_{el} und damit für einen Einsatz in kleinen Anwendungsbereichen interessant werden. Unter 100 kW_{el} dürfte der Vergasungsschritt und grundsätzlich auch die Wärme-Kraft-Kopplung bei Biomasseanlagen jedoch zu aufwendig sein.

Erfahrungen mit dem Einsatz von reformiertem Erdgas als Brenngas haben gezeigt, daß sich der Stickstoffgehalt im Brennstoff schädlich auf die Zellspannung von PAFC und damit den Wirkungsgrad auswirken kann. Dies ist der Fall, wenn der Stickstoff in Ammoniak umgesetzt wird, welches im Zellenstapel mit der Phosphorsäure reagiert und dadurch den chemischen Prozeß an der Kathode behindert (Wismann 1996).

Abb. 9: Eingliederung einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) in eine GuD-Anlage mit integrierter Biomassevergasung



Obwohl die meisten Biomassearten deutlich geringere Schwefelgehalte (0,05-0,4 %) besitzen als die meisten Kohlearten, kann auch bei einigen Biobrennstoffen eine Entschwefelung des Gases aus der Biomassevergasung zum Schutz der Brennstoffzellen erforderlich sein. Der im Gegensatz zu Kohle deutlich höhere Kaliumgehalt von Agrobrennstoffen kann einen zusätzlichen Reinigungsaufwand bei der Kombination von bestimmten Vergasertypen mit bestimmten Brennstoffzellen erforderlich machen. In dieser Hinsicht bieten die MCFC Vorteile, da diese Zellen ohnehin Alkalisalze als Elektrolyten enthalten.

Auf die günstigen elektrischen Wirkungsgrade insbesondere der PEMFC und der Hochtemperatur-Brennstoffzellen wurde bereits hingewiesen. Im Falle der Hochtemperatur-Brennstoffzellen ist durch die Restgasverbrennung und durch die bei hohen Temperaturen anfallende Abwärme eine weitere Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades durch eine nachgeschaltete Dampfturbine oder GuD-Anlage möglich (Abb. 9).

TAB

III. Stand der Biomassevergasung

Seit ihrer Entdeckung am Ende des letzten Jahrhunderts ist der Fortschritt bei der Vergasung von Biomasse immer in Wellen erfolgt, die zu einem Großteil von der Entwicklung des Preisniveaus für fossile Energieträger und von Versorgungsengpässen bestimmt wurden. Nach der Energiepreiskrise Anfang der 80er Jahre wurden Hunderte von Gleichstromvergasern mit Generatoreinheiten in verschiedenen Entwicklungsländern installiert. Diese besaßen zumeist ein Naßgasreinigungssystem und einen Dieselmotor, um einen Stromgenerator mit einer Leistung von 20-100 kW_{el} anzutreiben. Nur wenige dieser Vergasertypen liefen ohne größere Probleme.

In Europa sind gegenwärtig insgesamt rd. 1.000 MW_{el} installiert, die mit Biomasse befeuert werden. Die Stromerzeugung findet zu über 90 % über Dampfkreisläufe statt. Weitere 400 MW_{el} sind vor allem im Bereich der organischen Rest- und Abfallstoffverwertung in Planung. Dies ist darauf zurückzuführen, daß in den meisten europäischen Staaten die Stromgewinnung aus Biomasse in größeren Anlagen nur dann wirtschaftlich ist, wenn preisgünstige organische Rest- und Abfallstoffe eingesetzt werden können, die in der Land- und Forstwirtschaft oder bei der Be- und Verarbeitung von Nahrungs- und Futtermitteln oder bei der Produktion von Papier- und Holzprodukten anfallen und deren Entsorgung teilweise mit Kosten verbunden ist.

Die Entwicklung und Erprobung von fortschrittlichen Techniken zur Vergasung von Biomasse in größeren Anlagen ist in den skandinavischen Staaten in den letzten Jahren schneller und weiter vorangeschritten als in Deutschland und in den anderen europäischen Ländern. Die meisten Entwicklungen beim Übergang von der Labor- oder Pilotanlage zur Demonstrationsanlage im MW-Bereich fanden auf dem Gebiet der Vergasung von Holz und Abfällen statt. Auf dem Gebiet der Gasreinigung, die eine zentrale Stellung bei der Energiegewinnung über Gasmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen darstellt, konnten wichtige technische Fortschritte erzielt werden.

1. Stand der Technik bei Kleinvergasern

Bei den Biomassevergasern für Kleinanlagen gehören die klassisch gebauten Gegenstromvergaser wegen ihrer Zuverlässigkeit und Brennstoffflexibilität zu

den Festbettvergasetypen, die sich technisch bewährt haben. Die technische Zuverlässigkeit ihrer Automatisierung und ein kontinuierlicher Betrieb ohne Beaufsichtigung sind im Grunde bei einigen Herstellern erreicht. Leider liefern sie ein ungewöhnlich teerreiches Rohgas, dessen kosten- und umweltverträgliche Reinigung bisher noch nicht gelungen ist. Im Falle der direkten Verbrennung des Rohgases zur Erzeugung von Dampf oder Heizwärme ist der Teergehalt weniger kritisch, da die meisten Teerbestandteile bei der Verbrennung in unkritische Gase umgewandelt werden.

Von dem Anfang der 80er Jahre entwickelten Gegenstromvergaser des technischen Forschungszentrums in Finnland (VTT), der unter dem Namen Bioneer-Vergaser bekannt ist, sind in Finnland und Schweden noch neun Anlagen mit 5-6 MW_{th} in dezentralen Heizwerken in Betrieb. Die Anlagen werden meist mit Torf, Holz oder organischen Abfällen beschickt. Der hohe Gehalt an Staub und Teeren im Rohgas ist nicht störend, da das Gas nur zu Heizzwecken genutzt wird. Zur Entfernung der Teerverbindungen, die sich an den Verbindungsleitungen zum Heizkessel niederschlagen, werden die Vergaser in regelmäßigen Abständen abgestellt. Wegen des gefallenen Ölpreises wurden seit 1986 keine neuen Bioneer-Vergaser verkauft (Dinkelbach/Kaltschmitt 1996).

Auch in Dänemark und Deutschland werden einige wenige Festbettvergaser zur Erzeugung von Wärme oder Dampf betrieben. Da noch keine geeignete Reinigungstechnik gefunden wurde, um die Teerverbindungen aus dem Rohgas zu entfernen, kann das Gas bislang nicht zum Antrieb von Motoren genutzt werden. Das in den bestehenden, meist kleinen und nicht kommerziell betriebenen Holzvergasungsanlagen erzeugte Gas wird deshalb zunächst zur Wärmeerzeugung genutzt. Nach Lösung der Gasreinigungsproblematik könnten die Vergaser für eine Kraft-Wärme-Kopplung mit Motoren umgebaut werden (Center für Biomasse-Technologie 1993). Es erscheint jedoch wenig aussichtsreich, ein wirtschaftlich vertretbares Gasreinigungssystem für Gegenstromvergaser zu entwickeln. Wesentlich günstiger erscheint hierbei der Gleichstromvergaser, dessen Rohgas deutlich weniger Teere enthält.

In Europa gibt es verschiedene Unternehmen, die sich mit der Entwicklung und Herstellung von Biomassevergasern mit Leistungen bis etwa 1,5 MW_{el} befassen. Die Entwicklung von Vergasungsanlagen mit Leistungen im Bereich um oder unter 100 kW_{el} wird durch meist kleinere Unternehmen und Universitäten getragen, deren finanzielle Möglichkeiten stark eingeschränkt sind. In der Vergangenheit ist es deshalb öfter vorgekommen, daß Firmen ihre Aktivitäten aufgeben mußten, oder daß sie von anderen übernommen wurden. Die klein- bis

mittelständischen Entwickler und Hersteller sind zu einem großen Teil in Deutschland und in der Schweiz angesiedelt.

Der Leistungsbereich und der Entwicklungsstand von einigen Herstellern, die Holzvergaser (fast ausschließlich Festbett-Gleichstromvergaser) für Heizzwecke und für eine motorische Gasnutzung planen, entwickeln oder anbieten, sind in Tabelle 7 aufgeführt. Die genannten Vergasungsanlagen haben größtenteils Pilot- oder Demonstrationscharakter. Sie haben sich zum Teil bereits im reinen Heizbetrieb bewährt und Versuche mit einer Gasnutzung in Gasmotoren zur Stromerzeugung hinter sich gebracht. Bisher ist es jedoch noch nicht gelungen, einen revisionsfreien Motorbetrieb von 1.000 Stunden zu erreichen.

Die technische Zuverlässigkeit der Automatisierung der Beschickung und des Prozeßablaufes von Holzvergaseranlagen ist bei einigen Herstellern schon gegeben, wird sich aber im kommerziellen Dauerbetrieb mit BHKW-Anschluß beweisen müssen. Gezeigt werden muß außerdem, daß die Schadstoffemissionswerte auch beim Anfahren der Anlage und unter Teillastbetrieb eingehalten werden können. Entscheidend für einen Markteinstieg ist neben einer guten Vergasungstechnik ein Gasreinigungssystem, das eine störungsfreie motorische Gasnutzung ermöglicht und dessen feste und flüssige Rückstände mit zumutbarem Aufwand umweltverträglich entsorgt werden können. Nachfolgend werden für einige Vergasertypen beispielhaft Aussagen zum technischen Entwicklungsstand und zu den Kosten gemacht.

Der Michel-Kim-Vergaser soll nach Angaben der Firma Easymod demnächst als kommerzielle Anlage gebaut werden. Die Erstellung einer Referenzanlage verzögerte sich in den letzten Jahren aus verschiedenen Gründen. Betriebserfahrungen liegen mit fünf Versuchsanlagen vor, von denen aufgrund technischer und finanzieller Probleme allerdings keine mehr betrieben wird. Eine abgeänderte, vollautomatisierte Anlage soll in Laage gebaut werden. Die gesamte Anlage ($1,5 \text{ MW}_{el}$) soll ca. 5.000 DM/kW_{el} kosten.

Vom Wamsler-Thermoprozessor sind in Deutschland derzeit zwei Vergaser mit einer Vergaserleistung von 600 kW_{th} und 1.500 kW_{th} im Einsatz (Böhning/Weiß 1996). Die Anlagen dienen jedoch ausschließlich der Wärmeerzeugung für den innerbetrieblichen Bedarf in Form von Dampf und Warmwasser. Fünf weitere Anlagen mit $1,5\text{-}11 \text{ MW}_{th}$, in denen neben Holz auch Plastik und Textilien verbrannt werden sollen, sind geplant. Erste Erfahrungen über den Betrieb eines Wamsler-Thermoprozessors in Kombination mit einem 200 kW_{el} -Gasmotor nach einer Gasreinigung mittels eines Gaswäschers liegen vor (Beenackers/Maniatis 1996). An einer Versuchsanlage in München, einem Thermoprozessor mit einer Leistung von $0,6 \text{ MW}$, werden Untersuchungen zur

Problematik der Gasqualität hinsichtlich einer motorischen Gasnutzung durchgeführt. Für ein komplettes Holzvergaser-BHKW inklusive Gasaufbereitung müßte nach Herstellerangaben mit Kosten von 8.000 DM/kW_{el} bis ca. 200 kW_{el} gerechnet werden.

Tab. 7: Leistungsbereich und Entwicklungsstand von Festbettvergasern

<i>Hersteller</i>	<i>Leistungsbereich</i>	<i>Entwicklungsstand</i>
Arcus (D)	80-320 kW _{el} /50-960 kW _{th}	Forschung an Heißgasmotor
ATES (D)	25 kW _{el} /50 kW _{th}	Demo-Anlage mit MAN-Motor
DANECO (I)	0,6 MW _{el} u. 6 MW _{th}	Versuchsanlagen in Villasantina und Isola d'Elba
DASAG (CH)	100 kW _{el} /450 kW _{th}	Betriebserfahrungen in Indien
DML (D)	100 kW _{el} /187 kW _{th}	Versuche mit Imbert-Vergaser und DML-Motor
Chevet (F)	20-120 kW _{el}	Erfahrungen in Entwicklungsländern
Easymod (D)	1,5 MW _{el}	Versuchsanlagen
HTV-Juch (CH)	450-1.000 kW _{th}	Pilotanlage
Jäckel (D)	10-500 kW _{el}	mobile 50 kW _{el} -Versuchsanlage
Kuntschar & Schlüter (D)	50-60 kW _{el} /120-200 kW _{th}	Tests mit Klärschlamm-Vergaser und Zündstrahl-Diesel
Martezo (F)	135-200 kW _{el}	Versuchsanlage in Høgild (DK) und Anlagen an der Elfenbeinküste
NIHPBS (IRL)	100 kW _{el} /200 kW _{th}	Versuchsanlage in Enniskillen (IRL)
Richter (D)	30 kW _{el}	Versuchsanlage
TU Dänemark	120 kW _{el}	Versuchsanlage
Wamsler/H. Pedersen (D)	200 kW _{el} /600-1500 kW _{th}	Versuchsanlagen mit Motor
Vølund (DK)	1,2 MW _{el} /4 MW _{th}	BHKW geplant in Harboøre und Kyndby (nicht vor 1997)

Quelle: Walter 1996, Steinbrecher 1996

Die Firma HTV (CH) besitzt eine HTV-Juch-Vergaser-Versuchsanlage in Kestenholz (450 kW bzw. 700 kW). Diese wurde nach mehreren Umbauten aufgrund hoher Gehalte an Teeren und Staub im Rohgas mit einem marktgängi-

gen BHKW anscheinend erfolgreich getestet. Die Kosten einer HTV-Juch-Vergasungsanlage mit einer Leistung von 1,5-2 MW_{el} sollen ca. 4.000 DM pro kW installierter elektrischer Leistung und ca. 10.000 DM/kW_{el} für eine 125 kW_{el}-Anlage betragen (Steinbrecher 1996).

Vom Open-top-Vergaser sind in Indien über 350 Anlagen mit 20-100 kW_{el} und 50-400 kW_{th} in Betrieb. Sie liefern Strom für Wasserpumpen und Bewässerungssysteme, Kornmühlen und zur Beleuchtung (Sharan et al. 1997). Die DASAG (CH) wird den Open-top-Vergaser in einer 100 kW_{el}/450 kW_{th} in Chatel-St-Denis (CH) testen. Außerdem soll der in Indien nur von Hand betriebene Vergaser auf einen vollautomatischen Betrieb umgestellt werden. Es bleibt abzuwarten, ob die strengeren europäischen Genehmigungsbedingungen und Emissionsgrenzwerte eingehalten werden können. Wenn die Anlage ihre in Indien gemessenen geringen Teergehalte bestätigt, würde sie eine Alternative zu den europäischen Vergaserentwicklungen darstellen.

Die von Martezo (F) für den Einsatz in Entwicklungsländern hergestellten Biomassevergasers sollen in Dänemark ebenfalls hinsichtlich eines Einsatzes unter europäischen Rahmenbedingungen erprobt werden. Dieser Vergasertyp wurde in den 80er Jahren, finanziert durch nationale, europäische oder internationale Entwicklungsorganisationen, in einigen Entwicklungsländern installiert und teilweise mit Erfolg betrieben. Es handelt sich dabei um einen Biomasse-Gleichstromvergasers mit aufgebauter Generatoreinheit. Es gilt als zweifelhaft, ob der Vergaser ein hinreichend teerfreies Gas erzeugt, um eine dauerhafte, unbemannte Gasnutzung in Motoren zu gewährleisten.

Die meisten der aufgeführten Firmen haben ihre Vergaser auf einen Betrieb mit naturbelassenen Holzbrennstoffen mit genau spezifizierten Proportionen und Eigenschaften ausgelegt. Die Entwicklung von zweistufigen Vergasern (TU Dänemark, UET), die auch für Stroh oder andere feste Agrobrennstoffe mit niedrigem Ascheerweichungstemperaturen in Frage kommen können, steckt noch in den Anfängen. Bisher gibt es keinen Hersteller, der eine unter Praxisbedingungen erprobte Strohvergasungsanlage anbieten kann. Der zweistufige Vergaser wird derzeit in einer 4 MW_{th}-Anlage in Harboøre, Dänemark getestet. Die Vergasung in zwei Stufen könnte möglicherweise den erhofften Durchbruch auf dem Gebiet der Vergasung von Biomassen mit niedrigem Ascheschmelzpunkt bringen.

2. Stand der Technik bei Wirbelschichtvergasern

Im Bereich mittlerer und größerer Anlagen werden meist Wirbelschichtvergasern zur Gasgewinnung aus Biomasse eingesetzt. Bei der Wirbelschichtvergasung von Biomasse handelt es sich um ein kommerziell verfügbares Verfahren, das vor allem zur Vergasung von Kohle, aber auch von Holzresten und anderen biogenen Rest- und Abfallstoffen eingesetzt wird. Das in den bestehenden Biomasse-Wirbelschichtvergasern erzeugte Gas wird zur Gewinnung von Prozeßwärme- oder Fernwärme, von Prozeßdampf oder von Rauchgas-Hochtemperaturwärme (z.B. zum Brennen von Ziegeln oder Kalk oder zur Zementherstellung) verwendet.

Zirkulierende Wirbelschichtvergasern für Anlagen mit einer Wärmeleistung von bis zu $100 \text{ MW}_{\text{th}}$, die auf organische Rest- und Abfallstoffe ausgelegt sind, werden von verschiedenen Herstellern angeboten bzw. sind bereits in Betrieb oder in der Planung (Tab. 8). In Deutschland besitzt die Firma Lurgi Energie- und Umwelttechnik GmbH die meisten Erfahrungen mit der Biomassevergasung in zirkulierenden Wirbelschichtanlagen. Ihr 1986 in Österreich installierter Rindenvergaser ist inzwischen stillgelegt. Der hohe Aschegehalt im Gas verursachte chemisch-technische Schwierigkeiten, die zur Schließung der Anlage führten (Lauer/Spitzer 1996). Trotz der Schwierigkeiten plant die Lurgi bei der Rüdersdorfer Zement GmbH, die mit $100 \text{ MW}_{\text{th}}$ vermutlich größte Biomassevergasungsanlage zur Prozeßwärmeerzeugung in Europa zu bauen.

Bei Wirbelschichtvergasern, die unter atmosphärischem Druck arbeiten, bewegen sich die Anlagenkapazitäten typischerweise zwischen $10 \text{ MW}_{\text{th}}$ und $100 \text{ MW}_{\text{th}}$. Für größere Anlagen ist eine Vergasung unter erhöhtem Druck (z.B. mit dem HTW-Vergaser) aus wirtschaftlicher Sichtweise vorteilhafter (Greil/Hirschfelder 1996). Die Uhde GmbH, die große Hochtemperatur-Winkler-Vergaser (ab $20 \text{ MW}_{\text{el}}$) für Kohle herstellt, plant eine kleinere Anlage mit 5 MW_{el} , die auch mit Biomasse betrieben werden kann. Weltweit besteht großes Interesse daran, Gase aus der Wirbelschichtvergasung von Biomasse zur Stromerzeugung mittels Gasturbinen einzusetzen. Ob die technischen Probleme mit dem hohen Gehalt an Partikeln, Teerverbindungen und anderen Verunreinigungen (Alkalien, Chlor) auf wirtschaftlich zumutbarem Wege zufriedenstellend gelöst werden können, ist offen. Erfahrungen mit dem Dauerbetrieb von Schwachgas aus Wirbelschichtvergasern in Gasturbinen liegen erst vereinzelt vor.

Tab. 8: Anlagen mit Wirbelschichtvergasung zur Wärmeerzeugung

<i>Hersteller</i>	<i>Vergasertyp</i>	<i>Brennstoffe</i>	<i>Status</i>
Foster Wheeler (Pyroflow), FIN	zWS	Abfälle aus der Holz-, Zellstoff- u. Papierindustrie	4 Anlagen mit 15-35 MW _{th} (FIN, S, P)
Tampella (Enviro-power), FIN	Druck-WS	Holz, Sägerückstände	15 MW _{th} Pilotanlage, FIN
Gotaverken (Kvaerner), S	zWS	Holz, Sägerückstände	35 MW _{th} Anlage in Varö (S)
Battelle (Ferco), USA	Allotherme zWS	Holz, Rutenhirse, Stroh	15 MW _{th} -Anlage geplant bei der McNeil Power Station in Burlington, Vermont, USA
IGT Renugas, USA	Druck-WS mit Luft oder O ₂	Bagasse von Zuckerrohr	Pilotanlage mit 10 t/d soll im Bereich 50-100 t/d in Maui, Hawaii getestet werden
TPS Termiska Prozessor AB, S	zWS mit Luft	Holz, Klärschlamm,	2×2 MW _{th} Pilotanlage, SW u. 2×15 MW _{th} Pilotanlage, I
Hochtemperaturvergasers von Winkler (HTW)	Druck-WS mit Luft oder O ₂	Sägemehl, Rinde, Holz, Klärschlamm	3 kommerzielle 30-90 MW _{th} Anlagen in Europa
MTCI (Thermo-Chem), USA	Allotherme WS	Holz, Papierschlamm,	4 kleine Pilotanlagen in den USA
Lurgi AG, D	zWS mit Luft oder O ₂	Holz, Altholz, Rinde,	25 MW _{th} Altanlage in Pöls, A (stillgel.), 100 MW _{th} Anlage in Rüdersdorf, D (gepl.)
Bioflow (Ahlstrom/Sydskraft), FIN	zWS mit Luft	Holz, Sägemehl, Rinde	4×5-18 MW _{th} Anlage in FIN und D
Noell, D	Flugstromvergaser mit O ₂	Sägemehl, Stroh,	3 MW _{th} u. 150 MW _{th} kohlebefeuerte Demo-Anlage in D

Quelle: Donovan/Fehrs 1995, Beenackers/Maniatis 1996

Marktreife Vergasungssysteme für einen Einsatz zur Kraft-Wärme-Kopplung existieren noch nicht. Zur Demonstration der Funktionsfähigkeit der Wirbelschichtvergasung von Holz und Holzabfällen mit anschließender Gasnutzung zur Stromerzeugung in Gasturbinen oder Gasmotoren sind einige EU-Projekte im MW-Bereich geplant (Tab. 9). Bemerkenswert erscheint, daß keines der vorgesehenen Projekte in Deutschland durchgeführt werden wird.

Tab. 9: Biomassevergasung in WSF mit Stromerzeugung

<i>Betreiber/Hersteller</i>	<i>Leistung</i>	<i>Stand</i>
ARBRE (TPS), GB/S	8 MW _{el}	Geplant für 1999 (Thermie)
Bioflow (Foster Wheeler), S/FIN	6 MW _{el}	In Värnamo, S
ELSAM (Tampella) DK/FIN	7,2 MW _{el}	Geplant in 1998 (Thermie)
ENEL (Lurgi), I/D	12 MW _{el}	Geplant in 1998 (Thermie)
Enviropower (Tampella), S/FIN	60 MW _{el}	Geplant in Schweden
Prov. Noord-Holland (TPS), NL/S	30 MW _{el}	Geplant in 1996

Quelle: Dinkelbach/Kaltschmitt 1996

Die erste, bereits fertig gestellte Demonstrationsanlage zur **Wirbelschichtvergasung von Biomasse mit dem Ziel der Stromerzeugung** ist die Anlage in Värnamo (S), die im Rahmen des EU-Projektes "BIOFLOW" 1993 in Betrieb genommen wurde. Das System besteht aus einem Wirbelschichtvergaser, der bei 950-1.000°C und unter erhöhtem Druck (18-20 bar) betrieben wird, und einer angeschlossenen GuD-Anlage mit einer Kapazität von 6 MW_{el} und 9 MW_m. Als Brennstoff dient auf 10-20 % Restfeuchte vorgetrocknetes und auf 30 mm zerkleinertes Holz. Die festen Gasbestandteile werden mit einem Zyklon abgetrennt. Der Anteil an Teerverbindungen im Rohgas wird durch die hohen Vergasungstemperaturen und den Dolomitgehalt im Wirbelbett gering gehalten. Das Rohgas wird in einem Dampferzeuger auf 350-400°C gekühlt, bevor die Feinpartikel mit Keramikfiltern abgetrennt werden. Das gereinigte, niederkalorige Gas (5 MJ/m³) wird in der Brennkammer einer modifizierten Gasturbine (4 MW_{el}) verbrannt. Die heißen Turbinenabgase werden zu einem Dampferzeuger mit Überhitzer geführt und dort zusammen mit dem Dampf vom Gaskühler zum Antrieb einer Dampfturbine (40 bar, 455°C, 2 MW_{el}) genutzt. Der elektrische Netto-Wirkungsgrad der Anlage in Värnamo soll bei 32 % liegen. Bislang liegen kaum Betriebserfahrungen vor, da die Gasturbine erst seit Ende 1995 versuchsweise mit Gas vom Biomassevergaser beschickt wird (Stahl 1996).

Eine weitere Biomasse-Wirbelschichtvergasung mit erhöhtem Druck soll im Rahmen des EU-Projektes "BIOCYCLE" in Finnland realisiert werden. Die Holzhackschnitzel sollen auf 15 % Restfeuchte vorgetrocknet und im IGT-Wirbelschichtreaktor (Institut für Gastechnologie, USA) bei 22 bar und 850-950°C mit Luft vom Kompressor an der Gasturbine und anderen Kompressoren vergast werden. Das Rohgas (5-7 MJ/m³) muß danach auf 350-550°C abgekühlt

und in Keramikfiltern gereinigt werden. Die heißen Abgase vom Brenner der Gasturbine sollen in einen Wärmetauscher geführt und zum Antrieb einer Dampfturbine sowie zur Erzeugung von Heißwasser für ein Nahwärmenetz genutzt werden. Der Netto-Gesamtwirkungsgrad soll bei 87 % liegen.

Eine **Wirbelschichtvergasung mit Biomasse unter atmosphärischem Druck mit GuD** soll im Rahmen des EU-Projektes "ENERGY FARM" bei Pisa (Italien) demonstriert werden. Der Wirbelschichtvergaser (1,4 bar, 800°C) von der Firma Lurgi soll auf der Basis von Holz (rd. 8-10 % Restfeuchte) rd. 12 MW_{el} erzeugen. Das Rohgas soll durch einen Luftvorwärmer und einen Dampferzeuger auf 600°C und 250°C abgekühlt, mit Zyklon und Gewebefilter von Staubpartikeln befreit, in einem mehrstufigen Naßwäscher gereinigt und auf 45°C abgekühlt werden. Bevor das Gas in zwei Gasturbinen (European Gas Turbine Ltd.) mit je 4,5 MW_{el} eintritt, muß es auf ca. 20 bar komprimiert werden. Mit den heißen Abgasen der Gasturbine und einer zusätzlichen Feuerung soll ein Dampferzeuger betrieben werden, der Dampf für eine Dampfturbine mit 5 MW_{el} liefert. Der elektrische Wirkungsgrad wird auf 33 % geschätzt.

Eine weitere Anlage zur Biomasse-Wirbelschichtvergasung unter atmosphärischem Druck mit GuD soll im Rahmen des EU-Projekts "ARBRE" (Arable Biomass Renewable Energy) in Yorkshire, England errichtet werden. Als Brennstoff sollen Hackschnitzel von klärschlamm- und aschegedüngten Weiden- und Pappelplantagen (10-20 % Restfeuchte) eingesetzt werden. Nach der Holzvergasung in einem Wirbelschichtvergaser von der Firma TPS (850-900°C) sollen die Teerverbindungen des Rohgases in einem zweiten Wirbelschichtreaktor bei ca. 900°C katalytisch in einfachere Bestandteile zerlegt werden. Das auf 180°C abgekühlte Gas soll über Gewebefilter und Naßwäscher von Alkalien, Teerverbindungen und Ammoniak befreit, auf 25°C abgekühlt und auf 20 bar verdichtet und in der Brennkammer einer Gasturbine verbrannt werden. Die Abgase aus der Gasturbine (475°C) erzeugen in einem Wärmetauscher Dampf zum Antrieb einer 5,5 MW_{el}-Dampfturbine.

Die Biomassevergasung mit erhöhtem Druck und anschließender **Gasnutzung in Heißluftturbinen** soll in den EU-Projekten BINAGAS an der Freien Universität von Brüssel (VUB) und TINA in Graz erprobt werden. Beim BINAGAS-Projekt wird die Biomasse in einem atmosphärischen Wirbelschichtvergaser bei 720-850°C vergast. Das Rohgas wird mit einem Zyklon entstaubt und der Verbrennungskammer eines Wärmetauschers zugeführt. Der Kompressor der Gasturbine stellt die Luft zur Verfügung, die durch den Wärmetauscher auf maximal 850°C erhitzt werden kann. Um den Wirkungsgrad zu erhöhen und eine gewisse Flexibilität bei der Strom- zu Wärmeausbeute zu er-

reichen, wird Wasserdampf in den Lufterwärmer eingedüst. Die Demonstrationsanlage in Brüssel soll eine Leistung von 500 kW_{el} aufweisen und das Universitätsgelände mit Wärme und Strom versorgen. Der angestrebte elektrische Wirkungsgrad liegt bei 24 %, der Gesamtwirkungsgrad bei 70 %. Durch die Dampf-injektion soll der elektrische Wirkungsgrad auf bis zu 30 % erhöht werden können.

Das TINA-Projekt ist das einzige EU-Projekt, das einen aufsteigenden Vergaser, der bei 825°C unter atmosphärischem Druck betrieben werden soll (von der Firma Vølund) einsetzt. Das Rohgas soll in einem Zyklon und einem Heißgasfilter von Partikeln befreit und anschließend mit heißer Luft aus der Gasturbine (560°C) in der Verbrennungskammer des Lufterhitzers verbrannt werden. Die Wärmerückgewinnung erfolgt über ein kompliziertes System mit Wärmetauschern und Turboladern. Der elektrische Wirkungsgrad (netto) soll 22,6 %, der Gesamtwirkungsgrad 66,8 % erreichen.

Auch außerhalb Europas sind Projekte zur Demonstration der Biomassevergasung im MW-Bereich geplant. In den USA sollen bei der Hawaii Biomass Gasification Facility (BGF) die Funktionsfähigkeit eines atmosphärischen Wirbelschichtvergasers (Renugas) mit einer Kapazität von 20 MW_{th} zur Vergasung von Biomasse demonstriert werden. In einer ersten Phase soll die Biomassevergasung bei $850\text{-}900^\circ\text{C}$ und unter erhöhtem Druck mit Luft oder Sauerstoff, in einer zweiten Phase die Heißgasreinigung und die Gasnutzung in einer Gasturbine demonstriert werden. In einer dritten Phase soll die Anlage mit Sauerstoff gefahren werden, um Synthesegas zur Methanolerzeugung zu gewinnen.

Das einzige geplante Demonstrationsprojekt mit allothermer Wirbelschichtvergasung ist das Vermont Biomass Gasification Project in Burlington (Vermont, USA) bei der McNeil Power Generation Anlage, die bereits über eine holzbefeuerte 50 MW_{el} Anlage verfügt. Es handelt sich hierbei um einen allothermen Biomassevergasers mit 40 MW_{th} von der Firma Batelle, USA, dessen mittelkaloriges Gas in einer hocheffizienten Gasturbine zur Stromgewinnung genutzt werden soll.

3. Stand der Gasnutzung in Brennstoffzellen

Bisher gibt es noch keine Biomasse-Vergasungsanlage, deren Gas als Brenngas in Brennstoffzellen zur stationären Stromerzeugung verwendet wird. Tabelle 10 zeigt, daß PAFC-BHKW, die reformiertes Erdgas (nach CO-Konversion) als

Brennstoff verwenden, bereits die technische Reife für kommerzielle Anwendungen erreicht haben, und daß die PEMFC die Kommerzialisierungsphase möglicherweise in einigen wenigen Jahren erreichen wird.

Tab. 10: Wichtige Kenngrößen von verschiedenen Brennstoffzellentypen

	<i>PAFC</i>	<i>PEMFC</i>	<i>MCFC</i>	<i>SOFC</i>
Temperatur	200°C	80-90°C	650°C	800-1.000°C
Elektrolyt	Phosphorsäure	Polymermembran	Karbonat-schmelze	Oxidkeramik
Brennstoff	H ₂ (mit Reformer Erdgas und Methanol)	H ₂ (mit Reformer Erdgas und Methanol)	H ₂ , CO, Erdgas, Kohlenwasserstoffgase	H ₂ , CO, Erdgas, Kohlenwasserstoffgase
Stand der Technik	250 Demo-Anlagen in Betrieb, teilautomatisierte Kleinserienfertigung (200 kW)	Prototypen, 250-kW-Demo-Anlage in Bau	Prototypen und 2 MW-Demo-Anlage in Betrieb	Laboranlagen u. Prototypen, 100-200 kW-Demo-Anlagen in Bau bzw. geplant
Realisierte Einheiten	200 kW _{el} -11 MW _{el}	20-50 kW _{el}	20 kW _{el} -2 MW _{el}	25 kW _{el}
Einsatzgebiet	BHKW, HKW	Verkehr, BHKW	BHKW, HKW, Kraftwerke	BHKW, HKW, Kraftwerke
elektrischer Wirkungsgrad*	38-40 %	40 %	50 %, > 50 % bei nachgeschalteter Dampfturbine	50 %, > 60 % bei nachgeschalteter Gasturbine

* für reformiertes Erdgas, bezogen auf H_u

Quelle: Jaerschky/Weinzierl 1997

Im Vergleich zu den weniger gut entwickelten Hochtemperatur-Brennstoffzellen stellen die PAFC und die PEMFC deutlich höhere Anforderungen an die Gasreinheit und erzielen geringere Wirkungsgrade. Langfristig erscheinen deshalb die Hochtemperatur-Brennstoffzellen, eine erfolgreiche Weiterentwicklung vorausgesetzt, besser geeignet zur Strom- und Wärmeabgewinnung aus Gasen von Biomassevergasern in stationären Anlagen.

Angesichts der großen Fortschritte bei der Brennstoffzellenentwicklung sind in jüngster Zeit Konzepte zum Einsatz von Brennstoffzellen zur effizienten Stromgewinnung mit konvertiertem Gas aus der Biomassevergasung entwickelt

worden. Ein Beispiel hierfür ist das **Electrofarming-Konzept** (Johnssen 1996). Dieses Konzept sieht vor, die Biomassevergasung mit Wasserdampf in einem allothermen Wirbelschichtvergaser (Firma ThermoChem, USA) bei 850°C und 7 bar durchzuführen. Nach Reinigung und CO-Konvertierung soll der Wasserstoffanteil im Gas von den anderen Gaskomponenten mit Hilfe eines Palladiumfilters abgetrennt und als Brenngas in einer PEMFC genutzt werden. Zur Entfernung der Staubpartikel ($> 2 \mu\text{m}$) soll ein Heißgaszyklon (800°C) und zur CO-Konvertierung ein nickelfreier, schwefel- und chlorresistenter Katalysator (500°C) herangezogen werden. Im CO-Konverter soll ohne zusätzlichen Wasserdampf (der H_2O -Gehalt im Rohgas liegt bereits bei 30 %) der CO-Anteil im Gas (15 %) weitgehend in H_2 umgewandelt werden. Die weitere Wasserstofffilterung soll mit einem Palladiumfilter bei 500°C erfolgen, der wenig empfindlich ggü. Schwefel-, Stickstoff- und Chlorverbindungen ist, Teerbestandteile spalten und Ammoniak zu Stickstoff reduzieren kann. Das Restgas (20 % Wasserstoff, 3-4 % Methan und 0,5 % CO) soll zur Wärmeversorgung des allothermen Vergasers verwendet werden.

Der Kaltgas-Wirkungsgrad soll beim Vergaser mit Gaswäscher bei ca. 66 % und der elektrische Wirkungsgrad der PEMFC (ohne Luftkompressoren, bei nur 0,15 bar Überdruck) bei bis zu 60 % liegen (bez. auf H_2 von H_2). Der Gesamtwirkungsgrad des Systems wird dementsprechend mit 37-40 % angegeben (Johnssen 1996). Noch höhere Gesamtwirkungsgrade könnten erreicht werden, wenn das Rohgas aus der Biomassevergasung ohne vorhergehende Konvertierung als Brenngas in Hochtemperatur-Brennstoffzellen einsetzbar wäre. Aus diesem Grund ist im Rahmen des fünfjährigen "Biomass Power Programm" in den USA die Demonstration einer MCFC in Verbindung mit einem Biomassevergaser für 1998 geplant (Craig/Mann 1996).

4. Wirtschaftlichkeitsaspekte

Die Wirtschaftlichkeit von Systemen zur besseren energetischen Nutzung von Biomasse über den Weg der Vergasung und Gasnutzung in Gasmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen hängt von den folgenden Einflußgrößen ab:

- den Investitionskosten für das Gesamtsystem (Brennstoffaufbereitung, Vergaser, Gasreinigungssystem, Gasnutzung),
- der Auslastung,

- den Betriebskosten (Brennstoffkosten, Kosten für Personal, Wartung, Instandhaltung, Entsorgungskosten für Asche, Kondensat, Filter und Filterrückstände) und
- den Erlösen für Wärme und Strom.

Für kleinere Holzgas-BHKW mit 100-200 kW_{el} liegen die **spezifischen Investitionen** gemäß Herstellerangaben zwischen 5.000 DM/kW_{el} und 10.000 DM/kW_{el} (vgl. Kap. III.1), für größere Holzgas-BHKW mit Leistungen von 1,5-3 MW_{el} zwischen 4.000 DM/kW_{el} (HTV-Juch-Vergaser) und 5.000 DM/kW_{el} (Easymod-Vergaser). Die Preise für den Easymod-Vergaser sollen Herstellerangaben zufolge bei einer Kleinserienfertigung ab der fünften Anlage auf 3.300-3.500 DM/kW_{el} gesenkt werden können (Steinbrecher 1996).

Die Investitionskosten für GuD-Anlagen mit integrierter Biomassevergasung sind von den Aufwendungen zur Aufbereitung (Trocknung, Zerkleinerung) und Zuführung der Brennstoffe, zur Vergasung und Gasreinigung, und zur Strom- und Wärmeerzeugung (Gasturbinen, Dampfturbinen, Wärmetauscher) abhängig. Bei allothermen Vergasern sind die Investitionen für den Vergaser niedriger als bei autothermen Vergasern, da der Gasstrom nicht durch Luftstickstoff verdünnt und deshalb geringer ist als bei der Vergasung mit Luft. Demgegenüber sind beim indirekt beheizten Vergaser zusätzliche Aufwendungen zur Bereitstellung und Übertragung der Wärme für den Vergaser erforderlich.

Die Kosten für die Wärmeaustauscher sind davon abhängig, wieviel Wärme den Verbrennungsabgasen der Gasturbine entzogen wird. Je geringer die Restwärme der Abgase sein soll, die den Wärmetauscher verlassen, desto größer sind die erforderlichen Ausmaße und Kosten für den Wärmetauscher. Den erhöhten Investitionen steht eine höhere Dampfausbeute und damit ein höherer elektrischer Wirkungsgrad beim Dampfkreislauf gegenüber. Im Falle einer Kaltgasreinigung ist ein signifikant höher technisch-ökonomischer Aufwand für eine indirekte Gaskühlung und das Wiedererhitzen des Gases zu veranschlagen.

Die spezifischen Investitionskosten für größere Anlagen mit mehreren MW elektrische Leistung liegen bei den geplanten bzw. teilweise bereits realisierten EU-Projekten zur integrierten Biomasse-Wirbelschichtvergasung mit Gas- und Dampfkreisläufen zwischen 4.200 DM/kW_{el} und 5.300 DM/kW_{el} bei den Projekten mit einer Vergasung unter atmosphärischem Druck (ENERGY FARM und ARBRE) und zwischen 9.500 DM/kW_{el} und 10.700 DM/kW_{el} bei den Projekten mit einer Vergasung unter erhöhtem Druck (BIOFLOW und BIO-CYCLE). Die veranschlagten Investitionen für die vergleichsweise kleinen

Anlagen mit Heißluftturbine (BINAGAS, TINA) liegen zwischen 6.700 DM/kW_{el} und 10.300 DM/kW_{el} (Tab. 11).

Tab. 11: Leistungs- und Kostenangaben für EU-Demonstrationsprojekte mit integrierter Biomassevergasung

	<i>Bioflow, S</i>	<i>Biocycle, FIN</i>	<i>Energy Farm, I</i>	<i>Arbre. UK</i>	<i>Binagas, B</i>	<i>Tina, A</i>
Leistung, MW _{el}	6	7,2	11,9	8,0	0,2-0,7	2,0
Leistung, MW _{th}	9	6,78	0	0	0,5-1,2	4,7
Wirkungsgrad, elektrisch (%)	32	39,9	33	30,6	16-27	22,6
Wirkungsgrad, gesamt (%)	85-90	77,3	33	30,6	40-70	66,8
Auslastung (h/a)	4.900	7.400	7.000	6.800	5.000	7.000
Projektkosten (Mio. DM)	70	75	74	71	5,4	26
Kosten der Anlage (Mio. DM)	64	68	62	34	4,7	k.A.
Betriebskosten (Mio. DM/a)	k.A.	6,9	8,9	6,8	0,2-0,3	2,6
Investitionen (DM/kW _{el})	10.700	9.500	5.300	4.200	6.700	10.300
Brennstoffkosten (DM/t TS)	110	170	110	80-100	60-110	300

Quelle: Beenackers/Maniatis 1996

Die NREL kommt in ihren Untersuchungen zu dem Schluß, daß die allotherme Vergasung mit atmosphärischem bzw. relativ niedrigem Druck das zu bevorzugende Vergasungssystem für kleinere Anlagen mit anschließender Gasnutzung in Gasturbinen und auch und für die meisten Brennstoffzellensysteme darstellt (Craig/Mann 1996). Die verglichen mit der Vergasung unter erhöhtem Druck höheren Kosten für die Kaltgasreinigung und die Gaskompression werden mehr als aufgewogen durch die niedrigeren Kosten für den Vergaser und die Brennstoffzuführung. Dies gilt auch für Anlagen mit relativ großer Leistung.

Über die Betriebs- und Wartungskosten, den Wirkungsgrad und die Lebensdauer von fortschrittlichen Vergasungssystemen mit integrierter Biomassevergasung liegen weder für Kleinvergaser noch für die großen Wirbelschichtvergaser mit GuD-Anlagen Informationen vor, da die Anlagen größtenteils in der Planungsphase stecken. Abschätzungen zeigen jedoch, daß bei allen Gasnutzungssystemen mit integrierter Biomassevergasung die **Brennstoffkosten** eine entscheidende Kostengröße darstellen. Nach Craig und Mann (1996) können die Kosten für die Brennstoffe in manchen Fällen bis zu einem Drittel der gesamten Stromgestehungskosten ausmachen. Die Kosten für die Brennstoffbeschaffung sind bei kleinen dezentralen Anlagen geringer als bei großen Anlagen, die um ihren Brennstoffbedarf decken zu können auf teurere Brennstoffe zurückgreifen oder höhere Transportkosten in Kauf nehmen müssen.

Durch die Vergasung von entsorgungspflichtigen Grünabfällen läßt sich die Wirtschaftlichkeit der Anlagen verbessern, weil hierbei entweder geringere oder keine Brennstoffkosten anfallen oder die Brennstoffe sogar noch Geld mitbringen. Die Schadstoffe, welche in biogenen Rest- und Abfallstoffen in erhöhtem Maße vorkommen können, sind in erster Linie Schwermetalle, Chlor-, Stickstoff- und Schwefelverbindungen. Die Nutzung belasteter Biobrennstoffe kann jedoch mit höheren Anforderungen an die Anlage, z.B. bei der Gestaltung der Gasreinigung, verbunden sein. Auch können Zusatzaufwendungen notwendig sein, um die zulässigen Abwassergrenzwerte einhalten zu können.

Die beispielhafte Wirtschaftlichkeitsberechnung in Tabelle 12 zeigt, daß unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen die Vergasung von Holzabfällen in Festbettvergäsern mit einer Leistung von 1 MW_{th} und $0,47 \text{ MW}_{\text{el}}$ und einer jährlichen Wärme- und Stromproduktion von $4.850 \text{ MW}_{\text{th}}$ und $2.280 \text{ MW}_{\text{el}}$ auch unter Berücksichtigung der höheren Stromvergütung für Strom aus Biomasse (Stromeinspeisungsgesetz) im Vergleich zur dezentralen Wärme- und Stromversorgung aus Erdgas nicht konkurrenzfähig ist. Die ökonomischen Nachteile der Biomassevergasung mit motorischer Gasnutzung haben ihre Ursachen in den höheren Investitionskosten (die bereits vergleichsweise günstig kalkuliert sind) und den höheren Brennstoffkosten (die dagegen relativ hoch veranschlagt sind) sowie dem schlechteren Verhältnis von Strom- zu Wärmeausbeute. Eine Wettbewerbsfähigkeit wäre auch dann nur knapp erreicht, wenn eine Wärmeentschuldung für Wärme aus Biomasse von 40 DM/MWh gewährt werden würde.

Angesichts des sehr unterschiedlichen technischen Entwicklungsstandes bei den Brennstoffzellen, sind belastbare Aussagen zu den Kosten eines Brennstoffzellensystems nur für PAFC, die mit reformiertem Erdgas betrieben werden, verfügbar. Die spezifischen Investitionskosten für ein schlüsselfertiges, in

Kleinserie hergestelltes BHKW mit PAFC von der amerikanischen Firma IFC/ONSI liegen gegenwärtig pro 200 kW_{el}-Einheit bei rd. 3.000 US\$/kW_{el} bzw. 5.000-6.000 DM/kW_{el} (Kordes/Simader 1996). Durch Komponentenverbesserung, Systemvereinfachung und eine weitgehend automatisierte Serienfertigung werden Kostensenkungen auf 3.000-4.000 DM/kW_{el} bei einem Produktionsvolumen von 50 MW_{el}/a erwartet. Bei einer Fertigungskapazität von 400 MW_{el}/a und mehr scheint aus Sicht der Hersteller eine weitere Kostenminderung auf 2.000-2.500 DM/kW_{el} möglich (Sjunnesson 1996). Voraussetzung hierfür ist, daß sich die PAFC in den nächsten Jahren zumindest in Nischenmärkten etabliert, und daß durch eine entsprechende Nachfrage der erforderliche finanzielle Spielraum für Weiterentwicklungen geschaffen werden kann.

Tab. 12: Vergleich der Kosten der Wärmegebung aus Biomasse und Erdgas

	Einheit	Biomassevergaser mit Motor	KWK mit Erdgas
Gesamte Investitionskosten	Mio. DM	3,02	2,38
Spezif. Investitionskosten	DM/kW _{el}	6.700	3.100
Betriebskosten	DM/a	302.000	119.000
Brennstoffkosten	DM/t bzw. m ³	120	0,29
Elektrischer Wirkungsgrad	%	25	35
Thermischer Wirkungsgrad	%	53	55
Strom- zu Wärmeausbeute		0,470	0,637
Stromgutschrift/bzw. -erlös	DM/MWh _{el}	150-160	100
Wärmegebungskosten	DM/MWh _{th}	100	60

Quelle: Hansen et al. 1996

Um die Nachfrage zu steigern, hat das US Department of Energy angekündigt, die ersten 90 verkauften Anlagen mit einem Zuschuß von je 200.000 US\$ zu subventionieren (Wismann 1996). Diese Unterstützung gilt grundsätzlich nur für Käufer aus den USA, doch könnten US Firmen auch als Zwischenhändler fungieren und dadurch komplett installierte Anlagen in Europa zu günstigen Preisen anbieten. Um die Markteinführung bezahlbarer europäischer Brennstoffzellen-Technologien zu beschleunigen, werden von der EU derzeit sechs

Projekte zur Demonstration der Funktionsfähigkeit der PAFC mit amerikanischer und japanischer Technologie gefördert.

Die PEMFC-Herstellung hat derzeit noch prototypischen Charakter mit hohen spezifischen Kosten. Von der Firma Siemens für U-Boote entwickelte, sauerstoffbetriebene PEMFC (Stack) mit 100-150 kW_{el} kosten 40.000-50.000 DM/kW_{el} (Hammerschmidt 1996). Von der Firma Ballard PS, Kanada wurde die PEMFC 1993 für 10.000 US\$/kW_{el} (für den Stack) angeboten (Tab. 13). Inzwischen liegen die Kosten für eine PEMFC (Stack) bei etwa 9.500 DM/kW_{el} (Wagner/König 1997). Die Preisangaben für PEMFC (Stacks) von vergleichsweise günstigen Anbietern, wie z.B. der Firma H-Power, Kalifornien, oder der Firma DeNora, Italien, sind von verschiedenen Faktoren (Abnehmer, Anwendungszweck usw.) abhängig und als strategische Preise zu verstehen, die nicht unbedingt in enger Korrelation zu den eigentlichen Herstellungskosten stehen (Maggiore 1997).

Durch Serienproduktion könnten im Verlauf der nächsten Jahre die spezifischen Investitionskosten um den Faktor 2-3 verringert werden. Weitere Kostensenkungen könnten durch Verbesserungen in der Konzeption und im Design der Zelle sowie bei den Materialien (weniger Platin für die Elektroden und billigere Polymermembranen) der PEMFC erzielt werden. In Kalifornien und Singapur will die Firma H-Power, Kalifornien, Fertigungsstätten mit Kapazitäten von 100-150 MW_{el} bzw. 200-300 MW_{el} pro Jahr errichten, die bereits in wenigen Jahren PEMFC (Stack) für 1.000 US\$/kW_{el} produzieren sollen (Johnssen 1997). Dadurch könnten Preise von 2.000-3.000 DM/kW_{el} für ein PEMFC-System mit Erdgasreformierer möglich und ein Einsatz der PEMFC in der Haustechnik (5-30 kW_{el}) interessant werden. Die Brennstoffzelle als Pkw-Antrieb dürfte dagegen erst bei Herstellungskosten unter 250-300 DM/kW_{el} wettbewerbsfähig werden.

Die noch in der Entwicklung befindliche MCFC und SOFC sollen gegenwärtig 2-4 mal teurer sein als die PAFC (Kordes/Simader 1996). Für eine MCFC (Stack) sind gegenwärtig Kosten in Höhe von etwa 38.000 DM/kW_{el} und für eine SOFC (Stack) von 57.000 DM/kW_{el} zu veranschlagen (Wagner/König 1997). Die Kosten für MCFC-Demo-Anlagen im Zeitraum von 1998-2000 werden auf über 5.000 DM/kW_{el} geschätzt (Ewe 1996). Unter der Annahme einer Jahresproduktion von 500 MW_{el} wird bei der SOFC eine Kostensenkung auf 2.000-3.000 DM/kW_{el} für Kleinkraftwerke im MW-Bereich für möglich gehalten (Drenckhahn 1996). Die Aufteilung der Kosten zeigt, daß davon etwa 1/3 für das Zellenmodul, 1/3 für die Maschinenteknik und 1/3 für die Elektro- und Leittechnik einschließlich Netzanbindung zu veranschlagen sind. Bei diesen

Prognosen stellt sich die Frage, ob sie in konkreter Erwartung zukünftiger technischer Fortschritte gestellt werden, oder ob sie lediglich an den Kosten konkurrierender Techniken orientiert sind, die als Maßstab für die Wirtschaftlichkeit dienen. Zum Vergleich: Gasturbinen-Anlagen und Motor-BHKW liegen im Kostenbereich von 1.500-2.500 DM/kW_{el} (Wagner/König 1997).

Tab. 13: Preise für PEMFC

<i>Hersteller</i>	<i>Jahr</i>	<i>Leistung (kW_{el})</i>	<i>Betrieb</i>	<i>Kosten in US\$/kW_{el}</i>
Ballard PS, Kanada	1991	5	H ₂ /Luft	53.000
Ballard PS, Kanada	1993	5	H ₂ /Luft	10.000
Siemens, Deutschland	1992	34	H ₂ /O ₂	33.000
Siemens, Deutschland	1996	34	H ₂ /O ₂	15.000
DeNora Permelec, Italien	1995	5	H ₂ /Luft	18.000
Energy Partners, USA	1994	10	H ₂ /O ₂	14.500

Quelle: Staschewski 1996

Bei den modular aufgebauten Systemen zur Energiegewinnung aus Biomasse können durch Serienfertigungen die Produktionskosten auf ein Zehntel fallen, wenn das Produktionsvolumen um den Faktor 100 bis 1.000 ansteigt. Dementsprechend wird eine erhebliche Kostenabsenkung für möglich gehalten, wenn der Sprung in die Serienfertigung von PEMFC, MCFC oder SOFC gelingt. Hierbei ist jedoch zu vermerken, daß die neuen Generationen der Brennstoffzellen sich (bis auf die PAFC) noch in der Entwicklung (SOFC) befinden bzw. an der Schwelle zur Demonstrationsphase (PEMFC und MCFC) stehen, was die Festlegung des endgültigen Zeitpunktes einer Markteinführung und Serienproduktion schwierig macht.

Noch schwieriger ist die Abschätzung der Kosten für ein Brennstoffzellensystem mit integrierter Biomassevergasung. Nach Angaben der Firma Paurat würde die Größenordnung für ein erstes Brennstoffzellensystem mit einem integrierten Biomasse-Dampf-Wirbelschichtvergaser (rd. 3.000-4.000 DM/kW), einem Wasserstofffilter (1.700-2.000 DM/kW) und einem PEMFC-System (1.500-2.500 DM/kW) bei rd. 6.200-7.500 DM/kW liegen (Paurat 1996). Die genannten Investitionskosten liegen über den Anschaffungskosten für GuD-Anlagen mit integrierter Wirbelschichtvergasung unter atmosphärischem Druck, aber

unter den Kosten für GuD-Anlagen mit integrierter Wirbelschichtvergasung unter erhöhtem Druck (Tab. 9). Bei diesem Vergleich ist allerdings zu berücksichtigen, daß bei den Kosten für die PEMFC von Preisen ausgegangen wurde, die einer Serienfertigung der Brennstoffzellen entsprechen.

Die Kapital- und Instandhaltungskosten werden bei den Brennstoffzellen maßgeblich von der wirtschaftlichen Lebensdauer der Zellen bestimmt. Bei allen Zelltypen liegt die derzeit erreichte Lebensdauer noch unter den 40.000 Betriebsstunden, die aus wirtschaftlichen Gründen angestrebt werden. Bei den noch weniger gut entwickelten Hochtemperatur-Brennstoffzellen wird die erreichbare Lebensdauer aufgrund von Korrosions- und Dichtungsproblemen noch deutlich niedriger geschätzt als bei den Niedertemperatur-Brennstoffzellen.

PAFC-Systeme sind auch beim Einsatz mit Erdgas aufgrund der hohen Investitionskosten bei einer Auslastung von 3.000-4.000 h/a gegenwärtig noch nicht wirtschaftlich. Die Stromgestehungskosten erdgasbetriebener PAFC-BHKW liegen, unter Berücksichtigung von Wärmegutschriften, zwischen 25 und 29 Pf/kWh. Damit liegen sie rund doppelt so hoch wie die vergleichbarer Motor-BHKW (Fischer et al. 1997). Auch bei einer Halbierung der PAFC-Investitionskosten von derzeit rd. 5.000 DM/kW_{el} auf 2.500 DM/kW_{el}, einer deutlich längeren Lebensdauer der Brennstoffzellen und reduzierten Betriebs- und Wartungskosten kann bis 2005 nur knapp eine Kostenannäherung an ebenfalls weiterentwickelte Motor-BHKW erreicht werden. Drenckhahn (1995) kommt zu dem Schluß, daß bei einer Preissenkung auf 2.000-3.000 DM/kW_{el} und einer Lebensdauer von 50.000 Stunden vereinfachte, erdgasbetriebene Brennstoffzellensysteme im stationären Bereich wettbewerbsfähig werden könnten. Bei gleichen spezifischen Investitionen von 2.500 DM/kW_{el} und gleicher Lebensdauer für die Brennstoffzellen haben PEMFC und die Hochtemperatur-Brennstoffzellen aufgrund höherer Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung ökonomische Vorteile gegenüber Anlagen mit PAFC.

5. Umweltaspekte

Die Art und Menge an relevanten Emissionen aus Anlagen zur Wärme- und Stromgewinnung mit integrierter Biomassevergasung ist abhängig

- von der Zusammensetzung des Biobrennstoffs,
- vom Vergasertyp und den Betriebsbedingungen,

- vom Aufwand zur Gasreinigung
- und von der Art der Gasnutzung.

Je höher der Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Biomasse in Wärme und vor allem in Strom ist, um so geringer sind der Brennstoffverbrauch und die CO₂-Ersparnisse pro substituierter fossiler Energieeinheit. Die Brennstoffzellensysteme können aufgrund ihrer potentiell höheren Wirkungsgrade mehr CO₂ pro verbrauchter Brennstoffeinheit bzw. pro erzeugter Energieeinheit substituieren als andere Gasnutzungssysteme mit integrierter Biomassevergasung.

Bei gleichem Reinigungsaufwand werden die Emissionen von Schwefel- und Halogenverbindungen maßgeblich von der Brennstoffzusammensetzung beeinflusst. Der Halogengehalt der Biobrennstoffe hängt mit den Aufwuchsbedingungen zusammen. Stroh besitzt z.B. sehr hohe Chlorgehalte, wenn das Getreide mit Kaliumchlorid gedüngt wurde. Die Biobrennstoffe enthalten teilweise relevante Mengen an Stickstoff, so daß die erzeugte Menge an Ammonium und anderen problematischen Stickstoffverbindungen und potentiellen NO_x-Vorläufern ein unerwünscht hohes Niveau erreichen kann. Die Gehalte an NO_x und anderen Schadstoffen im Abgas aus der motorischen Gasnutzung sind jedoch nicht nur vom Stickstoffgehalt des Biobrennstoffs abhängig. Auch das Gasgemisch (je fetter, desto mehr NO_x) und der Zündzeitpunkt (je später, desto weniger NO_x) beeinflussen die NO_x-Emissionen.

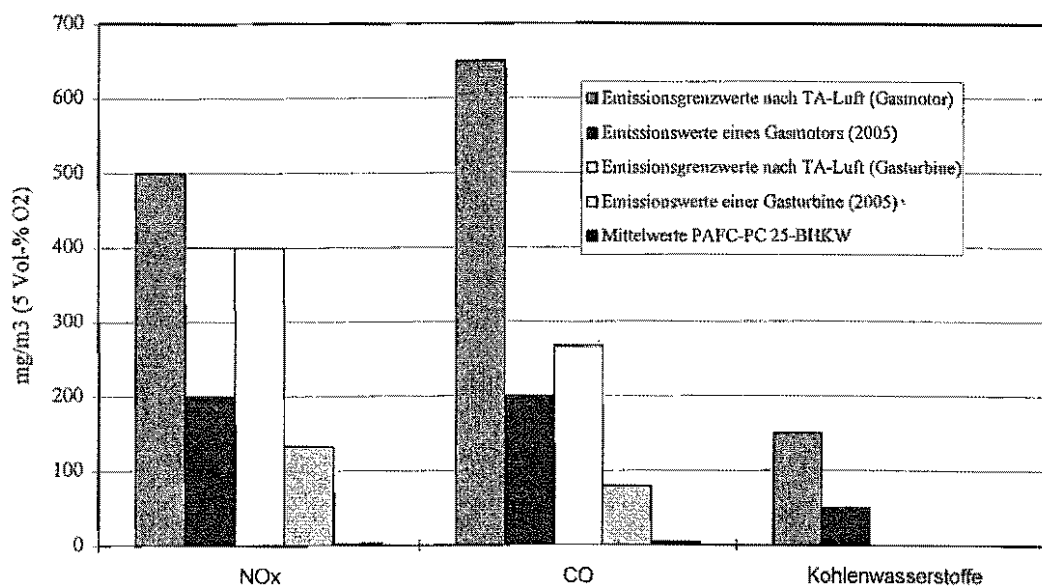
Das niederkalorige Gas aus der Biomassevergasung mit Luft verbrennt in der Gasturbine mit einer relativ niedrigen Flammentemperatur. Der Anteil an thermischen NO_x-Emissionen ist deshalb ebenfalls gering. Wegen des niedrigen Energiegehalts des Gas-Luft-Gemisches und den damit verbundenen niedrigeren Verbrennungstemperaturen sind die NO_x-Emissionen bei der Nutzung des Gases aus der Biomassevergasung geringer als beim Erdgasbetrieb (Schulze-Lammers 1985). Auf ähnliche Weise ergeben sich durch die Dampfeinspritzung in die Gasbrennkammer beim Cheng-Prozeß deutliche Verringerungen bei den NO_x-Emissionen gegenüber dem Normalbetrieb mit Gasturbinen.

Die Gasnutzung in Brennstoffzellen bringt im Vergleich mit konventionellen Verbrennungssystemen verschiedene Umweltvorteile mit sich. Die Brennstoffzellen haben wegen ihres hohen Wirkungsgrades, der vor der Gasumwandlung erforderlichen Gasreinigung und der flammenlosen Energieumwandlung nur sehr geringe Schadstoffemissionen. Die Emissionen an Partikeln, Schwefel- und Stickoxiden liegen erheblich unter den heute gültigen Grenzwerten. Teure und wartungsintensive Technologien zur Rückhaltung von Emissionen der Brennstoffzellen sind nicht erforderlich. Die Stickoxid- und Kohlenmonoxid-

emissionen des Brennstoffzellensystems sind von der Art des Brenngases und dem eingesetzten Vergasertyp abhängig. Sie stammen hauptsächlich aus der Verbrennung des nicht in der Brennstoffzelle umgesetztem Prozeßgases.

Die in Abbildung 10 am Beispiel einer erdgasbetriebenen Phosphorsauren Brennstoffzelle dargestellten Emissionen einer Brennstoffzelle zeigen, daß die Emission an NO_x , CO und Kohlenwasserstoffen um eine Größenordnung niedriger sind als die zukünftig erwartbaren Emissionswerte von Gasmotoren und Gasturbinen. Die CO-Emissionen liegen, auch im Teillastbereich, zwischen 10 und 20 mg/Nm^3 , die NO_x -Emissionen zwischen 2 und 5 mg/m_N^3 und die Kohlenwasserstoffemissionen (NMHC) unter 1 mg/m_N^3 (Beckervordersandforth 1996). Auch für die anderen Brennstoffzellentypen sind ähnlich geringe Emissionen zu erwarten.

Abb. 10: Emissionsgrenzwerte und Emissionswerte für Gasmotoren, Gasturbinen und PAFC 25-KHKW



Bei Absenkung der Gastemperatur vor einer motorischen Nutzung des Gases oder vor der Komprimierung des Gases, das anschließend in einer Gasturbine genutzt werden soll, fallen, je nach Restfeuchte des eingesetzten Brennstoffs und Menge an Wasserdampf, der zur Vergasung zugegeben wurde, unterschiedliche Mengen an kondensierbarem Wasser an. Die Wassermenge, die beim Abkühlen des heißen Rohgases von ca. 700°C auf unter 100°C ca. 50°C

anfällt, kann zwischen 0,34 kg und 1,34 kg pro kg Brennstofftrockenmasse liegen (Schulze-Lammers 1985).

Eine direkte Einleitung des Kondensats ins Abwassersystem ist wegen dessen Belastung mit organischen Verbindungen (Teere und Phenole), Ammonium und toxischen Stoffen nur im Falle einer vorausgegangenen guten Gasreinigung möglich. Die Aufarbeitung und umweltgerechte Entsorgung der Kondensatabwässer ist mit Kosten verbunden, die von kleinen Vergasungssystemen nicht getragen werden können. Für einige Vergasertypen konnte das Kondensatproblem auch nach intensiver FuE-Arbeit nicht zufriedenstellend gelöst werden, so daß manche Hersteller ihre Bemühungen auf diesem Gebiet einstellen mußten.

Die Teerkonzentration im Rohgas und der für die Vorreinigung erforderliche oder technisch-ökonomisch sinnvolle Aufwand wird deutlich durch den Vergasertyp mitbestimmt (vgl. Kap. II.2.2). Festbett-Gleichstromvergaser haben hierbei Vorteile und Festbett-Gegenstromvergaser besonders schwere Nachteile. Dazwischen liegt der Bereich der Teergehalte in den Gasen von verschiedenen Wirbelschichtvergasertypen. Eine Entlastung der Teerkondensatproblems ergibt sich auch bei denjenigen Gasverwendungssystemen, bei denen die Gasverbrennung ohne vorherige Abkühlung auf unter 500°C erfolgt.

IV. Situation der Stromgewinnung aus Biomasse

Die Chancen für Systeme zur Stromgewinnung aus Biomasse über den Weg der Vergasung hängen nicht nur vom technischen Entwicklungsstand der Vergasung, Gasreinigung und Gasnutzung ab. Auch die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen sowie der Wärme- und Strombedarf spielen dabei eine entscheidende Rolle. Nachfolgend sollen deshalb die gegenwärtige Situation und die Perspektiven für Strom aus Biomasse im In- und Ausland betrachtet werden.

1. Situation im Inland

Das Stromeinspeisungsgesetz und neue abfallrechtliche Bestimmungen, wie die Technische Anleitung Siedlungsabfall, haben hierzulande dazu geführt, daß das Interesse an einer energetischen Nutzung organischer Rest- und Abfallstoffe sowie an gezielt angebauten Energiepflanzen gestiegen ist. In dem vom Bundestag am 7.12.1990 beschlossenen Gesetz zur Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern ins öffentliche Netz werden die Abnahme und Vergütung von Strom geregelt, der aus Wasser- und Windkraft, Sonnenenergie, Deponiegas, Klärgas sowie aus Produkten oder biologischen Rest- und Abfallstoffen der Land- und Forstwirtschaft gewonnen wird. Durch das Stromeinspeisungsgesetz wird die Stromerzeugung aus Biomasse gefördert. Es unterstützt die Stromgewinnung aus regenerativen Energieträgern in Anlagen, die ohne Einspeisungsvergütung nicht wettbewerbsfähig wären. Das Stromeinspeisungsgesetz wurde am 19.07.1994 dahingehend erweitert, daß auch Produkte oder biologische Rest- und Abfallstoffe aus der gewerblichen Be- und Verarbeitung von Holz in die Gruppe der regenerativen Energieträger für die die Einspeisungsvergütung gilt, aufgenommen wurden. Im Rahmen der geplanten Novellierung des Stromeinspeisungsgesetzes ist der Kreis der förderungswürdigen Energieträger aus Biomasse nochmals etwas erweitert worden und zwar im Bereich der organischen Abfallstoffe aus der Be- und Verarbeitung.

Der Anteil des Stroms aus Holz und anderer Biomasse am inländischen Stromverbrauch liegt derzeit bei 0,044 %. Dabei handelt es sich vor allem um die Verstromung von Industrierestholz sowie Rinden und anderen Abfällen aus der Be- und Verarbeitung von Holz. Der gegenwärtige Anteil von Strom aus

Biomasse könnte vom verfügbaren Aufkommen an Biomasse her auf 7-11 % ausgeweitet werden, sofern der Kreis der förderwürdigen Biomassen weiter ausgedehnt wird und die Wärme- und Stromgewinnung daraus insgesamt verstärkt gefördert wird (Wintzer et al. 1996).

Eine Stromgewinnung aus organischen Rest- und Abfallstoffen ohne Entsorgungsdruck oder aus speziell angebauten Energiepflanzen ist derzeit auch mit finanzieller Förderung ökonomisch wenig aussichtsreich. Dies liegt an der aktuell schwierigen Situation auf dem Energiemarkt, die gekennzeichnet ist durch relativ niedrige Preise für fossile Energieträger, ein stagnierendes bzw. fallendes Preisniveau für Strom, Überkapazitäten bei der Stromerzeugung und Unsicherheiten über die zukünftigen Entwicklungen in der Energiepolitik. Neben den verschärften Wettbewerbsbedingungen auf dem Energiemarkt und dem begrenzten Vorrat an preisgünstigen organischen Rest- und Abfallstoffen spielt auch der Mangel an effizienten, zuverlässigen und umweltfreundlichen Technologien zur energetischen Nutzung von Biomasse eine nicht zu unterschätzende Rolle für die mangelnde Bereitschaft der Energieversorger, in Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse zu investieren.

2. Beispiele für die Situation im Ausland

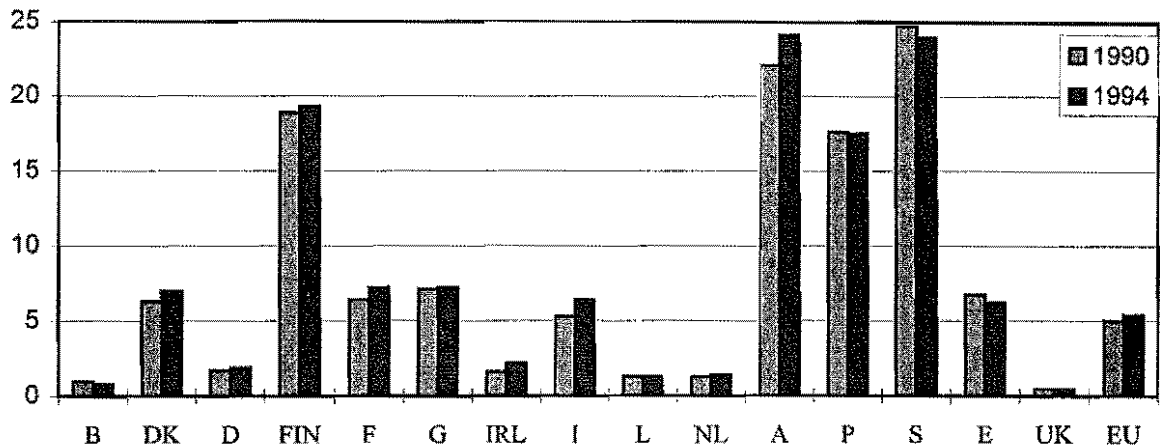
In den **skandinavischen Ländern**, die bereits über einen vergleichsweise hohen Anteil an erneuerbaren Energiequellen am Gesamtenergieverbrauch verfügen (Abb. 11), wird eine weitere Zunahme der Energiegewinnung aus Biomasse angestrebt. In **Finnland** sind die Einsatzmöglichkeiten vielversprechend, da dort das einwohnerspezifische Flächenpotential hoch, die Heizperiode lang und die Prozeßindustrie stromintensiv ist. Mehr als 30 % der installierten Energieerzeugungskapazitäten entfallen auf KWK-Anlagen (TAB 1996). Vom finnischen Energieverbrauch wurden bereits 1995 über 20 % aus Biomasse (inklusive Braunkohle und Rückständen aus der Zellstoffindustrie) gewonnen. Vom Strombedarf wurden rd. 18 % aus Biomasse gedeckt (TEKES 1996). Damit gehört Finnland bezüglich des Anteils der Bioenergie neben Schweden, Österreich und Portugal zur Spitzengruppe in Europa. Der Anteil soll bis zum Jahr 2005 um 25 % erhöht werden. Langfristig (2015-2020) sollen 700 PJ/a aus biogenen Energieträgern gewonnen werden. Die Stromerzeugung aus Biomasse zur Einspeisung ins Netz ist in Finnland trotz der Energie- und Emissionssteuern auf SO₂, NO_x und CO₂ bei der Nutzung fossiler Energieträger und trotz der In-

vestitionszuschüsse für Biomasse-Anlagen nur in besonders günstigen Fällen wirtschaftlich. Der meist aus Restholz, Rinden oder organischen Prozeßrückständen gewonnene Strom wird derzeit größtenteils von den Erzeugern selbst genutzt. Die Holz-, Papier- und Zellstoffindustrie decken fast die Hälfte ihres Wärme- und Strombedarfs über die energetische Nutzung organischer Rest- und Abfallstoffe.

In **Dänemark** sollen gemäß dem politischen Plan "Energy 21" die CO₂-Emissionen bis 2005, verglichen mit 1988, um 20 % reduziert werden. Dieses Ziel soll u.a. durch eine Erhöhung des Anteils regenerativer Energieträger, die gegenwärtig 8 % des inländischen Energieverbrauchs decken, erreicht werden. Bis zum Jahr 2005 soll ein Anteil von 12-14 % geschaffen sein und bis 2030 sind 35 % angestrebt. Der Einsatz regenerativer Energieträger soll durch die Einführung und stufenweise Anhebung von Energie- und CO₂-Steuern auf fossile Energieträger gestützt werden (TAB 1996). Hinsichtlich des Einsatzes von Biomasse ist die Regierung mit den Stromversorgungsunternehmen übereingekommen, daß diese sich verpflichten, bis zum Jahr 2000 1,2 Mio. t Stroh und 200.000 t Holz zur Energieerzeugung zu nutzen. Langfristig (2015-2020) sollen in Dänemark rd. 200 PJ/a Wärme und Strom aus biogenen Energieträgern gewonnen werden. Es wird erwartet, daß für Biomassebefeuerte KWK-Anlagen mit einer Feuerungsleistung von 1-15 MW langfristig gute Einsatzchancen bestehen. Dieses Marktpotential kann nur von Herstellern ausgeschöpft werden, deren Vergaser in der Lage sind, Stroh und andere feste Agrobrennstoffe mit niedrigen Ascheerweichungspunkten energetisch zu nutzen.

In **England** ist seit der Privatisierung der Energieversorgung die Energiegewinnung aus regenerativen Energieträgern einem starken Wettbewerb auf Weltmarktpreisniveau unterworfen, weshalb ihr Anteil nur knapp 2 % an der Energieversorgung ausmacht. Das rasante Wachstum beim Einsatz von Erdgas zur Energieerzeugung läßt wenig Raum für regenerative Energieträger. Dennoch soll bis zum Jahr 2000 der Anteil der Stromerzeugung auf der Basis erneuerbarer Energieträger um rd. 1.500 MW_e (Kapazität) ansteigen. Im Rahmen der Energiegesetzgebung von 1989 wurde die "Non-Fossil Fuel Obligation Orders (NFFO)" verabschiedet. Darin ist u.a. eine Demonstrationsanlage zur Biomassevergasung mit einem garantierten Stromabnahmevertrag über 15 Jahre vorgesehen. Geplant ist eine mit Holz betriebene 8 MW_e-Anlage mit atmosphärischem Wirbelschichtvergaser und GuD, die 1998 in Betrieb genommen werden soll (EU-Projekt "ARBRE"). Darüber hinaus dürfte es in England nicht leicht sein, größere Beiträge der Biomasse als Energieträger zur Stromerzeugung bis 2000 zu erreichen.

Abb. 11: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch



Quelle: EU-Kommission 1996

In **Österreich** ist der Anteil der Biomasse an der Energieerzeugung relativ hoch (Abb. 11). Die Biomasse wird größtenteils zur Erzeugung von Nah- und Fernwärme (300 Anlagen im Bereich von meist 1- 2 MW_{th}), von Prozeßenergie für die Holzindustrie (2.300 Anlagen mit ca. 1 MW_{th}) und zur privaten Raumheizung (15.000 Öfen in der Größenklasse 40 kW_{th}) genutzt. Nur in wenigen Anlagen wird über Dampfmaschinen oder Dampfturbinen Strom erzeugt, da die Stromerzeugungskosten 3-5mal höher sind als bei konventioneller Stromproduktion (Podesser 1996).

In den **Niederlanden** ist mit einer zunehmenden energetischen Nutzung von organischen Abfällen, deren Deponierung nach einer Übergangsphase verboten sein wird, zu rechnen. In jüngster Zeit sind außerdem verschiedene Regelungen (Grüne Fonds, Energiesteuern und sogenannte grüne Strompreise) vereinbart worden, die gute Voraussetzungen für eine positive Entwicklung des Marktes für Anlagen zur Stromgewinnung aus Biomasse bieten. Beispielsweise wird das private Einkommen von Investitionen für Anlagen zur Energieerzeugung aus regenerativen Energieträgern nicht versteuert. So wird es möglich, über sogenannte Grüne Fonds günstige Kreditkonditionen zur Errichtung der Anlagen zu bekommen. Eine finanzielle Hilfe stellen auch die Energiesteuern auf Strom und Erdgas dar, die von Haushalten und kleinen Unternehmen zu zahlen sind, wenn ihr Verbrauch eine bestimmte Menge (800 kWh/a) übersteigt. Im Falle eines Einsatzes regenerativer Energieträger wird diese Steuer von den EVU

nicht an den Staat, sondern an die Erzeuger der regenerativen Energie ausbezahlt.

Die grünen Strompreise sind weniger eine fiskalische Maßnahme als vielmehr ein intelligentes Marketinginstrument, um die teurere, erneuerbare Energie zu höheren Preisen verkaufen zu können. Die Energieversorger hoffen, daß 10 % ihrer Haushaltskunden bereit sind, freiwillig um 14-28 % über den Standardtarifen liegende Arbeitspreise für Strom aus regenerativen Energieträgern zu bezahlen. Ob ein solches privates Engagement auch ohne Beteiligung der Industrie erreicht und über längere Zeiträume hinweg aufrecht erhalten werden kann, muß abgewartet werden. Die Niederlande verfügen selbst nicht über eine ausreichende Menge an Biomasse bzw. an Fläche zum Anbau nachwachsender Energieträger, um den Anteil der Biomasse an der Energieversorgung drastisch erhöhen zu können. Auf lange Sicht wird jedoch ein Import von Biomasse, z.B. aus den Baltischen Staaten, erwogen.

In den USA deckt die Biomasse gut 3 % des Energiebedarfs. Die bedeutendste biogene Energiequelle ist Holz mit einem Anteil von 66 %, gefolgt von Abfällen (24 %), landwirtschaftlichen Reststoffen (5 %) und Deponiegas (5 %). Die erste holzbefeuerte Anlage zur Stromproduktion mit 50 MW_{el} wurde bereits 1984 bei der Burlington Electric in Vermont gebaut. Mitte der 80er Jahre gab es in Kalifornien auf der Basis garantierter Abnahmeverträge mit 10jähriger Laufzeit eine starke Zunahme der Stromerzeugung aus Biomasse. In Kalifornien hat der Ausbau der Kapazitäten zur Stromerzeugung zu einem starken Anstieg der Biomassepreise und somit der Stromgestehungskosten geführt, mit der Folge, daß 1995 aus Kostengründen 15 Biomasseanlagen (500 MW_{el}), die Strom fürs Netz erzeugten, geschlossen werden mußten. Hierbei ist zu vermerken, daß die Energieholzpreise für größere Anlagen in den USA lange Zeit erheblich niedriger lagen als in Mitteleuropa.

In den USA tragen derzeit 350 Anlagen mit einer Kapazität von insgesamt rd. 7.500 MW_{el} zur Stromerzeugung auf der Basis organischer Abfälle aus der Zellstoff-, Papier- und Holzindustrie bei. Die Zellstoff-, Papier- und Holzindustrie deckt 55-75 % ihres Strom- und Wärmebedarfs aus organischen Abfällen. Der verschärfte Wettbewerb bei der Energieerzeugung und die anhaltend niedrigen Preise für fossile Energieträger haben in den USA das Wachstum des Strom- und Wärmemarktes aus Biomasse zum Stillstand gebracht. Durch staatliche Unterstützung der Entwicklung effizienter Technologien zur Stromgewinnung aus Biomasse sollen die Kosten der Energieerzeugung aus Biomasse gesenkt und die neuen Technologien erfolgreich in den Markt implementiert werden.

In vielen **Entwicklungsländern** spielt die Biomasse eine traditionell wichtige Rolle als Energieträger. Die Effizienz der energetischen Nutzung von Biomasse, die meist in offenen Feuerstellen verbrannt wird, ist sehr gering. Mit wachsender Bevölkerung und dem Trend zur Urbanisierung wird der natürliche Brennholzvorrat knapper und die Brennstoffbeschaffung schwieriger. Zunehmend mehr Staaten versuchen ihre begrenzt verfügbaren, erneuerbaren Energievorräte besser zu nutzen und mehr Menschen mit bequemen Energieträgern zu versorgen. Dabei bestehen insbesondere in ländlichen Gebieten der meisten Entwicklungsländer schwer überwindbare Kostenhürden beim Aufbau von Transport- und Verteilungsnetzen für leitungsgebundene Energieträger. In vielen Gebieten kommt deshalb nur eine dezentrale Gas- und Stromgewinnung auf der Basis von Biomasse oder anderen regenerativen Energieträgern in Frage.

In **Brasilien**, wo ca. 20 Millionen Menschen ohne Stromanschluß leben, stehen vor allem im Südwesten des Landes große Mengen an organischen Abfällen aus der Zucker- und Alkoholproduktion für eine energetische Nutzung zur Verfügung. Die Zucker- und Alkoholindustrie (mehr als die Hälfte der Kraftstoffe für Automobile stammt von Zuckerrohrethanol) gewinnt ihren Energiebedarf aus Bagasse, dem faserhaltigen Reststoff aus der Zuckerproduktion. Dies entspricht mehr als 6 % des gesamten Energieverbrauchs in Brasilien (Coelho et al. 1996). Ein großes Potential zur Stromgewinnung aus Biomasse weist auch die Zellstoff- und Papierindustrie auf, die den drittgrößten Energieverbrauch innerhalb des industriellen Sektors hat und den größten Teil ihres Strombedarfs vom Netz bezieht. Der hohe Energieverbrauch der Agroindustrie und ihr geringes Interesse an einer Stromerzeugung aus organischen Rest- und Abfallstoffen sind auf die niedrigen Ölpreise und die günstigen Stromtarife zurückzuführen. Die Einsatzchancen für effiziente Technologien zur Stromgewinnung aus organischen Reststoffen und Abfällen könnten sich in den nächsten Jahren verbessern, da die zunehmende Privatisierung des Elektrizitätssektors zu einem Anstieg der bislang staatlich garantierten, niedrigen Stromtarife für den industriellen Bereich, insbesondere für die Zellstoff- und Papierindustrie, führen dürfte.

Im **asiatischen Raum** ist in einer zunehmenden Zahl von Staaten ein starkes Wirtschaftswachstum und auch eine starke Zunahme des Energiebedarfs zu verzeichnen. Der Mangel an etablierten Stromnetzen und das Aufkommen an organischen Abfällen bieten große Chancen für eine Strom- und Prozeßwärme-gewinnung aus Biomasse in dezentralen Anlagen. Ideale geographische Voraussetzungen für die Anwendung von Biomassevergäsern mit Stromgewinnung bietet beispielsweise Indonesien, ein Land, das aus über 6.000 Inseln besteht, die verständlicherweise nicht über ein gemeinsames Stromnetz verbunden sind.

China, das über umfangreiche Biomasseressourcen verfügt, ist ebenfalls ein interessanter Markt für Technologien zur dezentralen Gas- und Stromerzeugung aus biogenen Rest- und Abfallstoffen. In China fallen jährlich ca. 600 Mio. t Stroh bei der Produktion von Reis, Mais oder Weizen an. Davon werden gegenwärtig ca. 35-40 % auf den Feldern verbrannt. Bei der Zellstoffproduktion, wo jährlich rd. 6 Mio. t Weizenstroh als Rohstoff eingesetzt werden, fallen 10-15 % davon als nicht verwertbare Reststoffe an (Xu et al. 1997). Der Bedarf an Strohvergäsern, die in ländlichen Orten mit 100-300 landwirtschaftlichen Haushalten zur dezentralen Gaserzeugung für Kochzwecke eingesetzt werden können, ist groß. Deshalb ist in China bereits vor mehreren Jahren mit der Entwicklung eines strohbefeuerten Gleichstrom-Kleinvergasers für häusliche Anwendungen begonnen worden (Sun et al. 1997). Auch in den USA wird gegenwärtig an einem einfachen Holzvergaser-Ofen für individuelle Einsatzzwecke in Entwicklungsländern gearbeitet (Reed/Larson 1997).

Die Ausführungen zeigen, daß die grundsätzlichen Gegebenheiten und Potentiale für die bestehenden mittel- bis langfristigen Aussichten der Systeme zur Vergasung von Biomasse mit anschließender Verstromung des Gases in Deutschland und innerhalb Europas im Bereich der organischen Rest- und Abfallstoffe nicht schlecht sind. Gleichzeitig muß man jedoch feststellen, daß es nur Nischenbereiche gibt, in denen die Wirtschaftlichkeit derartiger Systeme erreicht oder nahezu erreicht ist. Ohne eine verstärkte indirekte Honorierung der Umweltvorteile wird dies auf absehbare Zeit auch so bleiben.

In bestimmten Ländern des außereuropäischen Auslandes, insbesondere in den aufstrebenden, wirtschaftlich kräftig wachsenden Entwicklungs- und Schwellenländern, sind einige Standortgegebenheiten für die Stromerzeugung aus Biomasse günstiger als in Deutschland und den meisten anderen europäischen Ländern. Eine finanzierbare Gas- oder Stromversorgung auf der Basis von Biomasse oder anderen regional verfügbaren regenerativen Energieträgern könnte in solchen Ländern den weltweit vorherrschenden Trend zur Urbanisierung und zur Entvölkerung ländlicher Regionen abschwächen und einen Beitrag zur Lösung der damit verbundenen sozialen und ökologischen Probleme leisten.

3. Konsequenzen

Angesichts des technischen Vorsprungs der skandinavischen Länder bei der Vergasung von Biomasse im Bereich mittlerer ($> 2 \text{ MW}_{el}$) und größerer Anla-

gen besteht die Gefahr, daß deutsche Unternehmen bei der Ausschöpfung des langsam zuwachsenden Marktes für Biomassevergaser eine zweitrangige Rolle spielen werden, obwohl Deutschland auf dem Gebiet der Kohlevergasung über Jahrzehnte eine Spitzenposition hatte und nahezu alle Biomassevergassungssysteme auf Entwicklungen aus der Kohlevergasung basieren. Auch für den Bereich der hochwertigen Komponenten, die in Deutschland hergestellt werden, wie den Gasreinigungsanlagen, Gasturbinen usw., wäre ein Nachziehen des inländischen Standes der Technologieentwicklung von Vergasertypen wünschenswert.

Die Biomassevergassung mit Festbettvergasern und motorischer Gasnutzung zur dezentralen Stromerzeugung unter etwa 2 MW_{el} könnte ebenfalls in absehbarer Zeit die technische Marktreife erlangen. Die alternative Strom- und Wärmegewinnung über die Gasnutzung in Brennstoffzellen braucht noch mehr Entwicklungszeit. Auf dem Markt gibt es Anbieter für erdgasbetriebene BHKW mit phosphorsauren Brennstoffzellen (ONSI, Fuji), aber weltweit noch keine Anbieter für Gesamtkonzepte mit Biomassevergaser, Gasreinigung und Gasnutzung in Brennstoffzellen.

Die Fortschritte, die im Bereich der Vergasung gemacht wurden, geben Anlaß zur Hoffnung, daß einige integrierte Biomassevergassungssysteme mit KWK in größeren Anlagen in technischer Hinsicht in absehbarer Zeit marktreif sein könnten. Die Hersteller von Biomasse-Wirbelschichtvergasern mit GuD für Anlagen im Leistungsbereich von mehreren MW_{el} sehen auf dem Gebiet der Behandlung organischer Rest- und Abfallstoffe einen besonders interessanten Markt, da hier der hohe technische Aufwand kein unüberwindbares Hindernis darstellt. Im Bereich der Forschung, Entwicklung und Demonstration hierzu hat Deutschland einen klaren Nachholbedarf gegenüber den skandinavischen Ländern, Großbritannien, den USA und Kanada. Dadurch bestehen sicher keine idealen Ausgangspositionen für den möglichen Fall, daß bis 2005 in der EU solche energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die für Biomasse und andere erneuerbare Energieträger deutlich günstiger sind als gegenwärtig.

V. Resümee und Ausblick

1. Stand und Entwicklungsperspektiven der Technik

In dem vorliegenden Sachstandsbericht über die Vergasung und Pyrolyse zur besseren energetischen Nutzung von Holz und halmartiger Biomasse wird der technische Stand der Vergasung und Pyrolyse von Biomasse, der Gasreinigung und der Gasnutzung ausführlich dargestellt.

Bei den meisten Verfahren zur Biomassevergasung wird Luft als Vergasungsmittel eingesetzt und ein niederkaloriges Schwachgas ($3\text{-}5\text{ MJ/m}^3$) erzeugt. Diese Schwachgase können nach einer Gasreinigung und ggf. Gasabkühlung motorisch genutzt oder in Gasturbinen eingesetzt werden. Für Gasturbinen mit nachgeschalteter Dampfturbine (GuD-Anlagen) sind jedoch mittelkalorige Gase ($12\text{-}15\text{ MJ/m}^3$) günstiger als Schwachgase. Im Falle der Dampfeinspritzung in den Brenner der Gasturbine (Cheng-Prozeß) werden zumindest mittelkalorige Gase gebraucht. Auch im Falle einer Methanol- oder Wasserstoffgewinnung aus fester Biomasse oder einer Gasnutzung in Niedertemperatur-Brennstoffzellen müssen entweder Vergaser verwendet werden, die mit hochangereichertem Sauerstoff und Wasserdampf arbeiten, oder es müssen allotherme Vergaser mit Wasserdampf als Vergasungsmittel herangezogen werden, um das hierfür benötigte wasserstoffreiche, mittelkalorige Rohgas zu erzeugen.

Die Vergasung von Holz und holzartigen Rest- und Abfallstoffen in Festbett- oder Wirbelschichtvergasern und die Gasnutzung zur Wärmeerzeugung ist Stand der Technik. Mit der Entwicklung von holzbefeuerten Festbettvergasern beschäftigen sich einige mittelständische Unternehmen in Deutschland, der Schweiz und in anderen europäischen Ländern. Die technisch deutlich schwierigere Vergasung von Stroh und anderen festen Agrobrennstoffen, die meist höhere Konzentrationen an Stickstoff, Schwefel, Chlor und Alkalimetallen enthalten als Holz, befindet sich dagegen noch in einer frühen Forschungs- und Entwicklungsphase. Ein zentrales Problem hierbei ist, daß manche dieser Biomassearten wegen ihres hohen Kaliumgehalts und relativ niedrigen Ascheerweichungspunktes bei Vergasungstemperaturen um 800°C zu Schlackenbildungen führen können. Zur Lösung dieses Problems werden erst seit wenigen Jahren einige vielversprechende technische Ansätze entwickelt und verfolgt.

Die schnelle Pyrolyse von Biomasse (Flash-Pyrolyse) zur Erzeugung möglichst hoher Anteile an Pyrolyseöl erscheint als derzeit wenig aussichtsreicher Verfahrensweg zur energetischen Nutzung von Biomasse. Das Pyrolyseölgemisch hat zwar den Vorteil, daß es einfacher gehandhabt und kostengünstiger gelagert und transportiert werden kann als das Rohgas aus der Biomassevergasung. Dieser Vorteil wird jedoch vor allem durch den erforderlichen Aufwand zur Aufbereitung der reaktiven und korrosiv wirkenden Pyrolyseöle vor deren energetischen Nutzung aufgewogen.

Das Rohgas aus der Biomassevergasung enthält unerwünschte Verunreinigungen: Partikel, Alkalien (vor allem Kalium und Natrium), Teer-, Schwefel-, Halogen- und Stickstoffverbindungen. Eine gründliche Gasreinigung und eine optimale Anpassung des Gases aus der Biomassevergasung an die jeweiligen Anforderungen der Anlagen zur Gasnutzung sind die Voraussetzungen zur Gasnutzung in Gasmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen. Bei der motorischen Gasnutzung ist die Entfernung der Teerverbindungen von zentraler Bedeutung. Durch Erhöhung der Gastemperatur oder durch Katalysatoren können die Teerverbindungen inzwischen relativ wirksam gespalten werden. Eine Lösung des vor allem bei Biobrennstoffen bestehenden Teerproblems mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand gibt es jedoch auch für Holzvergaser noch nicht. Von den auf dem Markt angebotenen Vergasertypen sind bislang keine in Verbindung mit motorischer Gasnutzung in BHKW im Dauerbetrieb erfolgreich getestet worden.

Bei der Gasnutzung in Gasturbinen sind die Anforderungen an die Gasteinheit, insbesondere hinsichtlich des Gehaltes an Feinstaub und an Alkalien, relativ hoch. Bei der Verringerung des Feinstaub- und Alkalienanteils durch zweilagige Keramikfilter konnten in den letzten Jahren nennenswerte Fortschritte erzielt werden. Die gute Reinigungsleistung der Keramikfilter im praktischen Dauerbetrieb muß allerdings erst noch bewiesen werden. Bei der Vergasung unter erhöhtem Druck sind Gasverunreinigungen durch Teerverbindungen wenig problematisch, sofern die Gastemperatur bis zum Eintritt in die Gasturbine oberhalb 450-550°C bleibt. Die indirekte Gasnutzung in einer Heißluftturbine erscheint trotz der damit verbundenen größeren Toleranz des Verfahrens gegenüber Gasverunreinigungen als weniger attraktiv, da diese Toleranzerhöhung erkauft wird durch eine Verringerung des Wirkungsgrades und durch eine erhöhte Gefahr der Chlor- und Alkalienkorrosion an den Wärmetauschern. Eine bessere Beurteilung der indirekten Gasturbine wird anhand der Ergebnisse aus den in Graz und Brüssel geplanten EU-Projekte möglich sein.

In Verbindung mit Gasmotoren oder Gasturbinen können durch die Biomassevergasung deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade von etwa 22-37 % erzielt werden; als dies bei der Biomasse-Verbrennung mit nachgeschalteter Dampferzeugung und Dampfturbine (15-18 %) möglich ist. Für Anlagen mit einer Leistung von 3-20 MW_{el} erscheint die Stromerzeugung über Gasturbinen und Cheng-Kreislauf oder in GuD-Anlagen mit vorangeschalteter Biomasse-Wirbelschichtvergasung unter atmosphärischem Druck aus technisch-ökonomischer Sicht die derzeit aussichtsreichste Technik. Für BHKW bis etwa 2 MW_{el} ist die Gasnutzung in Gasmotoren gegenwärtig interessanter als die Gasturbine. Wegen der Probleme bei der Brennstoffbeschaffung und Logistik kommen Anlagen über etwa 30 MW_{el} für die Biomassevergasung in Deutschland kaum in Frage.

Im Rahmen von EU-Demonstrations-Projekten werden GuD-Anlagen der Größenklasse ab 5 MW_{el} mit integrierter Biomasse-Wirbelschichtvergasung errichtet. Bei den geplanten Biomassevergasern handelt es sich zum einen um atmosphärische Vergaser mit nachfolgender Kaltgasreinigung und zum anderen um Vergaser, die unter erhöhtem Druck (bis 20 bar) betrieben werden, und deren Gas mit Heißgasreinigungssystemen behandelt wird. Mit der Druckvergasung können höhere elektrische Gesamtwirkungsgrade erreicht werden. Demgegenüber stehen jedoch erhöhte technisch-ökonomische Aufwendungen zum Eintrag der Biomasse in den Vergaser und mögliche Schwierigkeiten bei der Gasreinigung. Die Ergebnisse der EU-Projekte werden zeigen, ob die Probleme bei der Biomassezuführung in die Druckvergasung gelöst werden können und die Heißgasreinigung unter Druck auch im Praxisbetrieb die Anforderungen der Gasturbine erfüllen kann.

In Deutschland und in einigen anderen Ländern wird gegenwärtig die Mitverbrennung von Biomasse in vorhandenen großen Kohlekraftwerken (> 100 MW_{el}) untersucht. In solchen Großanlagen lassen sich mit bestimmten Vorteilen gegenüber Biomasse-Feuerungen auch Biomasse-Vergasungsanlagen integrieren. Die Integration von Vergasungsanlagen für Biomasse in Kohlekraftwerke hätte gegenüber ausschließlich mit Biomasse betriebenen Vergasungsanlagen den Vorteil, daß die Flexibilität gegenüber saisonalen Schwankungen bei der Verfügbarkeit der Biobrennstoffe größer ist, und daß der erforderliche Investitionsaufwand für die Biomassevergasung geringer ist. Es erscheint deshalb empfehlenswert, diesen Teilmarkt der Vergasung von Biomasse weiter zu verfolgen.

Durch die Gasnutzung in Brennstoffzellen können auch in kleinen Einheiten und im Teillastbetrieb hohe elektrische Gesamtwirkungsgrade von 25-50 % erreicht werden. Außerdem sind aufgrund des modularen Aufbaus der Brennstoff-

zellen bei dezentralen Konzepten geringere technische und ökonomische Nachteile als bei anderen Arten der Gasverwendung zu erwarten. Die bessere energetische Nutzung der eingesetzten Biomasse ist mit entsprechend höheren CO₂-Einsparungen verbunden. Darüber hinaus ist aus prinzipiellen technischen Gründen mit erheblich geringeren Emissionen an NO_x und CO zu rechnen als bei den thermomechanischen Verfahren der Gasnutzung.

Mit Erdgas betriebene PAFC-BHKW mit Dampfreformer und CO-Konverter werden bereits zur Strom- und Wärmegewinnung in Demo-Anlagen mit 10 kW_{el} bis mehreren MW_{el} eingesetzt. Die Entwicklung der PAFC ist gegenwärtig am weitesten fortgeschritten. Der Einstieg in die Serienproduktion (Kleinserie) ist erfolgt. Dadurch konnten die Kosten für mit Erdgas betriebene PAFC-BHKW mit 200 kW_{el} auf ca. 5.000 DM/kW_{el} gesenkt werden. Um die Nachfrage zu steigern und die Markteinführung zu beschleunigen, werden in den USA die Kosten beim Kauf der ersten PAFC-BHKW subventioniert und in Europa Projekte zur Demonstration der Funktionsfähigkeit der PAFC-BHKW gefördert. Durch eine weitere Komponentenverbesserung und Systemvereinfachung, eine weitgehend automatisierte Produktionsweise und eine Ausweitung des jährlichen Produktionsvolumens werden im Laufe der nächsten Jahre Kostensenkungen auf unter 3.000-4.000 DM/kW_{el} angestrebt.

Wegen des höheren elektrischen Gesamtwirkungsgrades erscheinen die PEMFC und die Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC und SOFC) auf längere Sicht attraktiver als die PAFC. Bei einer Stromerzeugung in Hochtemperatur-Brennstoffzellen mit integrierter Biomassevergasung zur Brennstoffbereitstellung kommt der Vorteil hinzu, daß auf einen apparativ getrennten Schritt zur Wasserstoffanreicherung (über eine CO-Shiftreaktion) vor dem Gaseintritt in die Brennstoffzelle verzichtet werden kann. Weitere Vorteile sind, daß beim Einsatz eines allothermen Vergasers das Anodengas als Brennstoff für den Brenner des Wärmetauschers genutzt und daß die Abwärme auf einem hohen Temperaturniveau ausgekoppelt werden kann. Für die PEMFC und die MCFC, die an der Schwelle zur Demonstrationsphase stehen, wird innerhalb der nächsten Jahre von einigen Firmen der Schritt in eine Kleinserienproduktion angestrebt. Die SOFC befindet sich dagegen noch in der Entwicklungsphase.

Obwohl bei jeder der genannten Brennstoffzellentypen in den vergangenen Jahren erhebliche Fortschritte bei der Technologieentwicklung gemacht wurden, bleiben bei allen drei Typen noch jeweils mehrere wichtige technische Probleme zu überwinden. Es wird sich noch erweisen müssen, welcher Typ am besten und am schnellsten mit diesen Problemen fertig wird. Die Hauptproblematik der Brennstoffzellen ist ihre mangelnde Wirtschaftlichkeit, gemessen an

konkurrierenden Techniken. Der Beginn einer Serienproduktion dürfte in allen Fällen die gegenwärtig gegenüber anderen Gasverwendungsarten bestehenden Kostennachteile deutlich verringern. Zur Frage, wie weit die spezifischen Investitionen von mit Erdgas betriebenen Brennstoffzellen-Modulen absinken müßten, um mit Erdgas-Motor-BHKW wirtschaftlich konkurrieren zu können, gibt es unterschiedliche Aussagen, die in einer Spanne zwischen 1.500-2.500 DM/kW_{el} liegen.

Viel wichtiger für die Vergasung von Biomasse zur Stromgewinnung ist die Frage, wie weit die spezifischen Investitionen von (zunächst auf den Betrieb mit Erdgas bzw. reformiertem Erdgas ausgelegten) Brennstoffzellen-Modulen verringert werden müßten, um im Wettbewerb zwischen den verschiedenen Arten von Gasnutzungssystemen mit integrierter Biomassevergasung wirtschaftliche Vorteile zu besitzen. Eigenen Abschätzungen zufolge kann für die Hochtemperatur-Brennstoffzellen und die PEMFC mit Kostenvorteilen gerechnet werden, wenn die Investitionen zwischen 2.500 DM/kW_{el} und 4.000 DM/kW_{el} liegen. Hierbei handelt es sich um einen Kostenbereich, der für die PEMFC, MCFC und SOFC zwar noch nicht mit der Produktion von Kleinserien, aber mit wachsendem Produktionsumfang bereits vor 2005-2010 als erreichbar erscheint.

2. **Schlußfolgerungen**

Aus dem beschriebenen Stand und den Perspektiven der technischen Entwicklung bei der Biomassevergasung, der Gasreinigung und der Gasnutzung lassen sich einige Schlußfolgerungen für die Ausrichtung weiterer Aktivitäten in den Bereichen Forschung, Entwicklung und Demonstration von Anlagen zur Vergasung von Biomasse, zur Gasreinigung und zur Gasverwendung ziehen.

Es erscheint zunächst wichtig, daß der bereits seit langem ausstehende Nachweis erbracht wird, daß das gereinigte Rohgas von geeigneten Holzvergäsern unter Praxisbedingungen und im Dauerbetrieb umweltverträglich in Gasmotor-BHKW verwendet werden kann. Für Anlagen mit Leistungen von oberhalb etwa 2-5 MW_{el} zeichnet sich ab, daß Gasturbinen mit Dampf-injektion (Cheng-Prozeß) oder GuD-Anlagen zur Gasverwendung technische und ökonomische Vorteile gegenüber einer motorischen Gasnutzung in BHKW besitzen. Auch im Falle einer Gasnutzung in Turbinen muß die Verträglichkeit der auf

entsprechende Weise gereinigten Rohgase beim Einsatz in angepaßten Gasturbinen im Dauerbetrieb erst noch demonstriert werden.

Für die Gasnutzung in Gasturbinen mit Dampfinjektion oder mit angeschlossener Dampfturbine haben Vergasungsverfahren, die zu einem mittelkalorigen Gas führen, Vorteile gegenüber der Schwachgaserzeugung bei der Biomassevergasung mit Luft. Für die Gasverwendung in Brennstoffzellen ist ein zumindest mittelkaloriges Rohgas erforderlich. Deshalb erscheint es sinnvoll, den allothermen Vergasungsverfahren (vorzugsweise solche, die Wasserdampf als Vergasungsmittel einsetzen) verstärkte Priorität bei den FuE-Arbeiten einzuräumen.

Die Entwicklung von speziellen Vergasungstechniken für Stroh und andere Agrobrennstoffe ist, wie in diesem Bericht dargelegt, technisch deutlich schwieriger als die Holzvergasung und erfordert entsprechende Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen. Die Integration von Vergasungsanlagen für Biomasse in bestehende Kohlekraftwerke, die mit hohen Wirkungsgraden bei der Stromerzeugung verbunden sind, stellt eine interessante Option (auch für Agrobrennstoffe) dar, die es wert ist, intensiver untersucht zu werden.

Nachfolgend sind die aus den Inhalten des Berichts abgeleiteten Anregungen für verstärkte FuEuD-Arbeiten schwerpunktmäßig zusammengefaßt:

- Demonstration eines störungsarmen Anlagenbetriebs mit einem integrierten Verfahren zur Biomassevergasung (zunächst Holz), einem Gasreinigungssystem und einer Gasnutzung in Gasmotoren und Gasturbinen im Dauerbetrieb in technischen Versuchsanlagen und danach in Demonstrationsanlagen
- Entwicklung und technische Demonstration von Vergasern für Stroh und andere halmartige Biomassen und zugehörige Gasreinigungsverfahren
- Integration von Anlagen zur Vergasung oder Pyrolyse von Biomasse in bestehende größere Kohlekraftwerke
- Experimentelle Prüfung der Verknüpfung von Verfahren zur Vergasung von Biomasse, zur Gasreinigung und zur Gasnutzung in Brennstoffzellen.

Aussagen zur Wirtschaftlichkeit von Anlagen mit integrierter Biomassevergasung sind gegenwärtig nur mit Vorbehalten möglich, da sie noch nicht durch Praxisanlagen im Dauerbetrieb gestützt werden können. Die Vergasung von Biomasse hat gegenwärtig eine noch ungünstigere wirtschaftliche Ausgangsposition als die energetische Biomasseverwertung über die Verbrennung, da die technisch interessanten Vergasungssysteme in der Entwicklungs- und Demonstrationsphase stecken. Es zeichnet sich jedoch ab, daß technische Fortschritte bei der Entwicklung zuverlässiger Systeme zur Biomassevergasung und effizien-

ten Gasnutzung auch zu wirtschaftlichen Vorteilen gegenüber der Verbrennung führen können. Sie können die Wärme- und Stromgewinnung aus Biomasse jedoch nur dann über die Wirtschaftlichkeitsschwelle heben, wenn sich die Rahmenbedingungen spürbar ändern, beispielsweise durch eine stärkere finanzielle Honorierung der mit der energetischen Nutzung von Biomasse verbundenen Umweltvorteile.

Im ersten Sachstandsbericht der Monitoring-Reihe *Nachwachsende Rohstoffe über die Verbrennung von Biomasse zur Wärme- und Stromgewinnung* (TAB 1996) wurden Vorschläge für ein Marktanzreizprogramm zur Förderung der Energiegewinnung aus Biomasse gemacht. Die dort aufgeführten möglichen Fördermaßnahmen sind gleichermaßen für Anlagen zur direkten Biomasseverbrennung zur Wärme- und Stromerzeugung als auch für Anlagen mit integrierter Biomassevergasung geeignet. Sie würden in beiden Fällen wichtige Entwicklungsanreize bieten und effektive Markteinführungshilfen darstellen. Sie würden zugleich dazu beitragen, den bestehenden und in Kapitel III beschriebenen inländischen Nachholbedarf bei der Forschung, Entwicklung und schließlich auch bei der Implementation von Vergasungsanlagen zur Strom- und Wärmeenergiegewinnung aus Biomasse gegenüber verschiedenen anderen europäischen Staaten zu verringern.

Unter den gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen besteht für Anlagenhersteller und potentielle Betreiberfirmen wenig Motivation, die Forschung und Entwicklung größtenteils mit eigenen Mitteln voranzutreiben. In dieser Situation ist nicht nur die Förderung von anwendungsbezogenen Demonstrationsprojekten, bei denen teilweise die Hoffnung besteht, daß die investierten Fördermittel in absehbarer Zeit als positive wirtschaftliche Effekte zurückfließen, sondern auch die Förderung von grundlagenorientierter Forschung und Entwicklung im Bereich der Vergasung, Gasreinigung und Gasverwendung Voraussetzung für eine Belebung der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten. Das Angebot der Fachagentur für *Nachwachsende Rohstoffe* (FNR) zur Förderung von FuE-Vorhaben zur Vergasung fester Biomasse (inklusive halmartiger Biomassen), zur Gasreinigung und zur Gasnutzung im Rahmen des Förderkonzeptes "*Nachwachsende Rohstoffe 1996-2000* ist ein begrüßenswertes Programm, das in diese Richtung zielt.

Die Einführung des *Stromeinspeisungsgesetzes* war angesichts des zunehmend schärfer werdenden Wettbewerbs auf dem Energiemarkt durch die Deregulierung der Stromwirtschaft und der anstehenden Umstrukturierung bei den Versorgungsunternehmen ein wichtiger Schritt zur Förderung des Interesses an einer Stromerzeugung aus Biomasse. Bei einer ernststen Bedrohung des Stro-

meinspeisungsgesetzes würden entsprechende Engagements vollständig zum Erliegen kommen. Dann würde der Markt für Biomassevergaser in Deutschland und in Europa auf absehbare Zeit nicht über den Bereich der Behandlung organischer Abfälle (z.B. Prozeßrückstände aus der Zellstoff-, Papier- und Zuckerindustrie) hinauskommen.

Literatur

- BAXTER, L.L., JENKINS, B.M., MILES, T.R., MILES Jr., T.R., MILNE, T., DAYTON, D., BRYERS, R.W., OLDEN, L.L. (1996): Inorganic material deposition in biomass boilers. In: Chartier et al. 1996, S. 1114-1123
- BECKERVORDERSANDFORTH, C. (1996): Cogeneration: Intercomparison of system economic efficiencies. In: Forum für Zukunftsenergien 1996, S. 31-53
- BEENACKERS, A.A.C.M., MANIATIS, K. (1996): Gasification technologies for heat and power from biomass. In: Chartier et al. 1996, S. 228-260
- BERG, M., KONINGEN, J., NILSSON, T., SJÖSTRÖM, K., WALDHEIM, L. (1996): Upgrading and cleaning of gas from biomass gasification for advanced applications. In: Chartier et al. 1996, S. 1056-1062
- BGT (Biomass Technology Group) (1996): State of small-scale biomass gasification technology. Biomass Technology Group, Enschede, Netherlands
- BJERLE, I., CHAMBERT, L., HALLGREN, A., HELLGREN, R., JOHANSSON, A., MIRAZOVIC, M., MARTENSSON, R., PADBAN, N., YE, Z. (1995): Final report. Bioförgasning Etapp 2 LTH. Department of Chemical Engineering II, Lund Institute of Technology, University of Lund, Sweden
- BÖHNING, D., WEISS, E. (1996): Energetische Verwertung von Holzabfällen aus dem industriellen Bereich. In: Energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe. Vorträge zur 2. Internationalen Fachtagung, 5./6.09.1996, TU Bergakademie Freiberg/Sachsen, S. 147-154
- BRIDGWATER, A.V. (1996): Biomass fast pyrolysis systems. In: Chartier et al. 1996, S. 321-327
- BRIDGWATER, A.V., BOOCOCK, D.G.B. (eds.) (1997): Developments in thermochemical biomass conversion. London
- CAHILL, P., NIEMINEN, M., DUTTON, M., RASMUSSEN, G., KANGASMAA, K. (1996): The influence of tars on hot gas filter performance in air blown gasification of coal and biomass. In: Schmidt et al. 1996, S. 782-794
- CARLSEN, H. (1996): Stirling engines for biomass: State-of-the art with focus on results from Danish projects. In: Chartier et al. 1996, S. 278-283
- CENTER FÜR BIOMASSE-TECHNOLOGIE (1993): Holz als Energieträger. Technik, Umwelt und Ökonomie. Bericht im Auftrag der dänischen Energiebehörde, Kopenhagen
- CHARTIER, P., FERRERO, G.L., HENIUS, U.M., HULTBERG, S., SACHAU, J., WIINBLAD, M. (eds.) (1996): Biomass for energy and the environment. Proceedings of the 9th European Bioenergy Conference, Copenhagen, Denmark, 24.-27.06.1996, Oxford

- COELHO, S.T., VELAZQUEZ, S.G., ZYLBERSZTAJN, D. (1996): Co-generation in Brazilian pulp and paper industry from biomass-origin reduces CO₂ emissions. In: Bridgwater/Boocock 1996, S. 1073-1086
- CORELLA, J., NARVAEZ, A., ORIO, A. (1995): Biomass gasification in fluidized bed: Hot and catalytic raw gas cleaning. New developments. In: Chartier, P. Beenackers, A.A.C.M., Grassi, G. (eds.): Biomass for energy, environment, agriculture and industry. Oxford, S. 1814-1818
- CRAIG, K.R., MANN, M.K. (1996): Cost and performance analysis of biomass-based integrated gasification combined-cycle (BIGCC) power systems. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Report TP-430-21657, Colorado, USA
- CROEZEN, H.J. (1992): Biomassavergassing voor Elektriciteits-opwekking. Rijksuniversiteit Utrecht, Vakgroep Natuurwetenschap en Samenleving. Studienbericht-Nr. 92060, Utrecht
- DINKELBACH, L., KALTSCHMITT, M.(1996): Gasification of biomass in Europe - State-of-the-art and prospects. In: Chartier et al. 1996, S. 1382-1388
- DONOVAN, C.T., FEHRS, J.E. (1995): Recent utility efforts to develop advanced gasification biomass power generation facilities. In: Campbell-Howe, R., Wilkins-Crowder, B. (eds.): Proceedings of Solar '95. The 1995 American Solar Energy Society Annual Conference in Minneapolis, Minnesota, 15.-20.7.1995, American Solar Energy Society, USA, S. 1-7
- DRENCKHAHN, W. (1995): Brennstoffzellen - eine Option für die Energieversorgung von morgen. In: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hg.): Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen. Stand und Perspektiven. Tagung in Darmstadt am 15./16.2.1995, VDI-Berichte 1174, S. 253-263
- DRENCKHAHN, W. (1996): Die Oxidkeramische Brennstoffzelle (SOFC) - eine Option für die Energieversorgung von morgen. In: Forum für Zukunftsenergien 1996, S. 139-146
- DRENCKHAHN, W., HASSMANN, K., KÜHNE, H.-M. (1991): Zukunftstechnologie Brennstoffzelle und Batteriespeicher. In: BHWK 43/9, S. 424-431
- DRENCKHAHN, W., LEZUO, A., REITER, K. (1990): Technische und wirtschaftliche Aspekte des Brennstoffzelleneinsatzes in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. In: VGB-Kraftwerkstechnik 71/4, S. 242-245
- EU-KOMMISSION (1996): Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energiequellen. Grünbuch für eine Gemeinschaftsstrategie. Mitteilungen der Kommission der Europäischen Gemeinschaften, KOM(96) 576, 20.11.1996, Brüssel
- EWE, T. (1996): Das Öko-Kraftwerk. Das "Hot-Module" bringt den Sprung nach vorn für Brennstoffzellen-Kraftwerke. In: Bild der Wissenschaft 11, S. 16-22

- FISCHER, M., NITSCH, J., SCHNURNBERGER, W. (1997): Technischer Stand und wirtschaftliches Potential der Brennstoffzellen-Technologie im internationalen Vergleich. Unveröffentlichtes Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag
- FORUM FÜR ZUKUNFTSENERGIEN (Hg.) (1996): Brennstoffzellen im Energiemarkt. Kongreßband der gleichnamigen Tagung vom 12.-14.3.1996, Köln
- GRACE, T.M., TIMMER, W.M. (1995): A comparison of alternative black liquor recovery technologies. In: International chemical recovery conference, S. B269-B275
- GRAFWALLNER, F. (1996): Wasserstoff aus Biomasse. In: Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk (C.A.R.M.E.N.) e. V. (Hg.): 5. Symposium "Im Kreislauf der Natur - Naturstoffe für die moderne Gesellschaft", 8./9.7.1996, Würzburg, S. 31-37
- GRAHAM, R.G., BAIN, R. (1992): Hot gas clean-up. Paper presented at the IEA Biomass Gasification Meeting in Magog, Quebec, Canada. In: Hasler, P., Nussbaumer, Th., Bühler R. (Hg.) (1994): Vergasung von Biomasse zur Methanol-Synthese. Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern
- GREIL, C., HIRSCHFELDER, H. (1996): Circulating fluidized bed technologies for the conversion of biomass into energy. Schriftliche Informationen der Firma Lurgi Energie und Umwelt GmbH, Frankfurt a.M.
- HAHN, W. (1994): Vergasung nachwachsender Rohstoffe in der zirkulierenden Wirbelschicht. Umsetzung der CO₂-Reduktionsziele durch Kraft-Wärme-Kopplung mit integrierter Biomassenvergasung. Berichte aus dem Institut für Eisenhüttenkunde (IEHK) der RWTH Aachen 2, Aachen
- HALLGREN, A. (1994): Hot gas particulate and alkali removal in PCFB gasification of biomass. In: Proceedings of the AIAA 29th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 7.-11.8.1994, Monterey, USA
- HAMMERSCHMIDT, A. (1996): Persönliche Mitteilung von A. Hammerschmidt, Siemens AG Energieerzeugung (KWU), FNR 4 (Entwicklung Brennstoffzelle mobile Anwendung), Erlangen
- HANSEN, U., ADAM, J., WICKBOLDT, P. (1996): Heat and power from small scale biomass plants in rural regions - A typical application case study in Mecklenburg-Vorpommern, Germany. In: Chartier et al. 1996, S. 1318-1324
- HOUMØLLER, S., HANSEN, M.W., HENRIKSEN, U. (1996): Two-stage fluid bed pyrolysis and gasification unit. In: Chartier et al. 1996, S. 1347-1353
- HUPPMANN, G. (1992): Brennstoffzellen großer Leistung bis in den MW-Bereich. Manuskript zur Vorlesungsreihe Fortschrittliche Energieumwandlungskonzepte, RWTH Aachen

- JAANU, K.K., ORJALA, M. (1996): Simultaneous removal of alkali and some heavy metals from hot flue gases. In: Schmidt et al. 1996, S. 328-339
- JAERSCHKY, R., WEINZIERL, K. (1997): Entwicklung der Brennstoffzellentechnik in Nordamerika. In: Elektrizitätswirtschaft 1/2, S. 26-29
- JOHNSSEN, W. (1996): Electrofarming-Konzept. Unveröffentlichte Informationen der EF Electro-Farming, Energie- und Umwelttechnik GmbH i. Gr., München
- JOHNSSEN, W. (1997): Mündliche Informationen von W. Johnssen, EF Electro-Farming, Energie- und Umwelttechnik GmbH i. Gr., München
- KLOSTER, R., OELJEKLAUS, G., PRUSCHEK, R. (1996): Dry high temperature coal gas cleaning for gasification combined cycles - system integration and process optimization. In: Schmidt et al 1996, S. 743-756
- KORDESCH, K., SIMADER, G. (1996): Fuel cells and their applications. Weinheim
- KRAUS, P. (1996): Perspektiven der Karbonatschmelzen-Brennstoffzellen (MCFC) im Energiemarkt. In: Forum für Zukunftsenergien 1996, S. 121-138
- KURKELA, E. (1996): Recent results and plans concerning co-gasification of biomass and coal - an overview. In: Chartier et al. 1996, S. 164-169
- LAUER, M., SPITZER, J. (1996): The role of biomass in a sustainable energy system for Austria. In: Chartier et al. 1996, S. 825-829
- LEPPÄLAHTI, J., KOLJONEN, T., HUPA, M., KILPINEN, P. (1996): Application of selective catalytic oxidation (SCO) to NH₃ removal in gasification. In: Schmidt et al. 1996, S. 393-405
- MADSEN, M., CHRISTENSEN, E. (1995): Combined gasification of coal and straw. In: EC APAS contract coal CT92-0001, Co-gasification of coal/biomass and coal/waste mixtures. Final report, Vol. 3, C2, Universität Stuttgart
- MAGGIORE (1997): Persönliche Informationen von Herrn Maggiore, Leiter der PEMFC-Entwicklung, Fa. DeNora Permelec, Via Bistolfi 35, I-20134 Milano
- MICHEL-KIM, H. (1995): Easymod-Verfahren. In: Energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe. Vorträge zur 1. Internationalen Fachtagung, 21./22.09.1995, TU Bergakademie Freiberg/Sachsen, S. 149-159
- MOLL, W., GAYER, H.A., KARKOWSKI, H.G., REITER, H.K., SCHAMM, R. (1996): Braunkohlen-Verstromung in SOFC-Brennstoffzellenkraftwerken. In: Forum für Zukunftsenergien 1996, S. 195-213
- MOSER, Z. (1996): Entwicklungsstand und Einsatzmöglichkeiten der PEM-Brennstoffzelle. In: Forum für Zukunftsenergien 1996, S. 147-167
- MYRÉN, C., HÖRNELL, C., SJÖSTRÖM, K., YU, Q., BRAGE, C., BJÖRNBOM, E. (1996): Catalytic cracking of gas from agricultural residues and biomass. In: Chartier et al. 1996, S. 1283-1289

- NIEMINEN, M., KANGASMAA, K., KURKELA, E., STÄHLBERG, P. (1996a): Durability of metal filters in low sulphur gasification gas conditions. In: Schmidt et al. 1996, S. 120-132
- NIEMINEN, M., SIMELL, P., LEPPÄLAHTI, J., STÄHLBERG, P., KURKELA, E. (1996b): High-temperature cleaning of biomass-derived fuel gas. In: Chartier et al. 1996, S. 1080-1086
- PADBAN, N., KIURU, S., HALLGREN, A. (1995): Bed material agglomeration in PFB gasification of biomass. In: Proceedings to the 210th ACS National Meeting, 20.-25.8.1995, Chicago
- PAURAT (1996): Persönliche Informationen der Firma Paurat Geotechnik GmbH, Voerde am Rhein
- PIETROGRANDE, P. (1987): Use of alternative fuel gases may spread up fuel cell commercialization. In: Management Office for Energy Research, PEO (ed.): Fuel Cell Technologie and Application. Utrecht, S. 76-95
- PITCHER, K., LUNDBERG, H. (1996): The development of a gasification plant utilising short rotation coppice: Project ARBRE. In: Chartier et al. 1996, S. 1096-1102
- PODESSER, E., DERMOUZ, H., LAUER, M., WENZEL, T. (1996): Small scale co-generation in biomass furnaces with stirling engine. In: Chartier et al. 1996, S. 1457-1460
- REED, T.B., LARSON, R. (1997): A wood-gas stove for developing countries. In: Bridgwater/Boocock 1997, S. 985-994
- SCHMIDT, E., GÄNG, P., PILZ, T., DIETTLER, A. (Hg.) (1996): High temperature gas cleaning. Institut für Mechanische Verfahrenstechnik und Mechanik, TH Karlsruhe
- SCHULZ, K., WALCH, A., FREUDE, E., DURST, M. (1996): Improved ceramic filter candles for hot gas cleaning. In: Schmidt et al. 1996, S. 834-847
- SCHULZE-LAMMERS, P. (1985): Vergasung von Biomasse und Nutzung des Gases zum Antrieb von Motoren. BMFT-Forschungsbericht T 85-066
- SEVILLE, J.P.K., IVATT, S., BURNARD, G.K. (1996): Recent advances in particulate removal from hot process gases. In: Schmidt et al. 1996, S. 3-26
- SGP-VA ENERGIE- UND UMWELTTECHNIK (1996): Cheng Cycle Serie 7. Kraft-Wärme-Kopplung mit Gasturbinen. Produktbeschreibung der Fa. SGP-VA Energie- und Umwelttechnik Gesellschaft m.b.H., A-4031 Linz
- SHARAN, H.N., MUKUNDA, H.S., SHRINIVASA, U., DASAPPA, S., PAUL, P.J., PAJAN, N.K.S. (1997): IISC-DASAG biomass gasifiers: Development, technology, experience and economics. In: Bridgwater/Boocock 1997, S. 1058-1073
- SJUNNESSON, L. (1996): Stand und Entwicklungspotentiale von Brennstoffzellen. In: Forum für Zukunftsenergien 1996, S. 53-61

- SOLANTAUSTA, Y., BRIDGWATER, A.V., BECKMANN, D. (1997): The performance and economics of power from biomass. In: Bridgwater/Boocock 1997, S. 1539-1556
- STÄHL, K. (1996): Biomass IGCC overview and the Värnamo power plant. In: Chärtier et al. 1996, S. 176-186
- STASCHEWSKI, D. (1996): Unveröffentlichtes Manuskript von D. Staschewski, Institut für Neutronenphysik und Reaktortechnik (INR), Forschungszentrum Karlsruhe
- STEINBRECHER, N. (1996): Bereitstellung von Strom aus fester Biomasse und dessen Bedeutung für die Energieversorgung unter Berücksichtigung der Nutzung von Restholz in BHKW im Bereich von 0,5-5 MW. Studienarbeit 461, Institut für Elektrische Energieversorgung, TH Darmstadt
- SUN, L., GU, Z.Z., GUO, D.Y., XU, M. (1997): Demonstration systems of cooking gas produced by crop/straw gasifiers. In: Bridgwater/Boocock 1997, S. 973-985
- TAB (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag) (1996): Verbrennung von Biomasse zur Wärme- und Stromgewinnung (Autoren: Rösch, C., Wintzer, D., Leible, L., Nieke, E.). TAB-Arbeitsbericht 41, Bonn
- TEKES (Technology Development Centre Finland) (1996): Growing power - Bioenergy technology from Finland. Technology Development Centre, TEKES. Promotion and financial support for technological R&D. Helsinki, Finland
- TOFT, A.J., BRIDGWATER, A.V. (1997): Opportunities for fast pyrolysis in small-scale electricity generation. In: Bridgwater/Boocock 1997, S. 1556-1567
- TUMA TURBOMACH GMBH (1997): GuD im Kleinen. Tuma Turbomach: Kombi-Prozeß für Anlagen unter 20 MW_e rechnet sich. In: Energie Spektrum 1, S. 23-25
- WACKERTAPP, H., NYMOEN, H. (1995): Technischer und wirtschaftlicher Vergleich von Brennstoffzellen mit konventionellen KWK-Technologien. In: VDI-Gesellschaft Energietechnik (Hg.): Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen. Stand und Perspektiven. Tagung in Darmstadt am 15./16.2.1995, VDI-Berichte 1174, S. 13-35
- WAGNER, H.-J., KÖNIG, S. (1997). Brennstoffzellen - Funktion, Entwicklungsstand, künftige Einsatzgebiete. In: Elektrizitätswirtschaft 1/2, S. 15-22
- WALTER, J. (1994): Vergasung von Biomasse in Kleinanlagen: Stand der Technik, kommerzielle Verfügbarkeit und vergleichende Kosten- und Umweltbetrachtungen. Werkstattreihe Ökoinstitut, Freiburg
- WALTER, J. (1996): Untersuchung der Nutzung von Holz und Holzabfällen für den Einsatz in Energiesystemen in Rheinland-Pfalz. Forschungsprojekt der Transferstelle für Regenerative Energiesysteme, neue Werkstoffe und neue Verfahren an der Fachhochschule des Landes Rheinland-Pfalz, Abteilung Bingen (TSB)

WILLIAMS, R., H., LARSON, E.D., (1993): Advanced gasification-based biomass power generation. In: Burnham, S. (ed.): Renewable energy: sources for fuels and electricity. Washington D.C.

WINTZER, D., LEIBLE, L., RÖSCH, C. (1996): Novellierung des Stromeinspeisungsgesetzes, Definition des Begriffes "Biomasse" anhand einer Positivliste, Abschätzungen zu den Auswirkungen. Unveröffentlichtes Gutachten für die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Gülzow

WISMANN, G. (1996): Betriebserfahrungen mit 200-kW Phosphorsäure-Brennstoffzellen bei der Thyssengas GmbH in Duisburg. In: Forum für Zukunftsenergien 1996, S. 79-105

XU, M., GU, Z.Z., SUN, L., GUO, D.Y., HAN, T. (1997): Research on straw waste gasification and application in straw pulp mill. In: Bridgwater/Boocock 1997, S. 892-900

TAB

Anhang

1. Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Vergleich wichtiger Kenngrößen von Gegenstrom- und Gleichstromvergasern.....	16
Tab. 2:	Partikel- und Teergehalte im Primärgas aus verschiedenen Vergasertypen	30
Tab. 3:	Stand der Entwicklung von Stirlingmotoren.....	40
Tab. 4:	Tolerierbare Verunreinigungen im Brenngas für Verbrennungskammern von Gasturbinen (Siemens Model VX4.3A).....	44
Tab. 5:	Chemisch-technische Merkmale von verschiedenen Brennstoffzellen.....	53
Tab. 6:	Anforderungen der Brennstoffzellentypen an die Brenngaszusammensetzung.....	54
Tab. 7:	Leistungsbereich und Entwicklungsstand von Festbettvergasern.....	72
Tab. 8:	Anlagen mit Wirbelschichtvergasung zur Wärmeerzeugung.....	75
Tab. 9:	Biomassevergasung in WSF mit Stromerzeugung.....	76
Tab. 10:	Wichtige Kenngrößen von verschiedenen Brennstoffzellentypen	79
Tab. 11:	Leistungs- und Kostenangaben für EU-Demonstrationsprojekte mit integrierter Biomassevergasung	82
Tab. 12:	Vergleich der Kosten der Wärmeerzeugung aus Biomasse und Erdgas.....	84
Tab. 13:	Preise für PEMFC	86

2. Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Prinzip eines Gegenstromvergaser	14
Abb. 2: Prinzip eines Gleichstromvergaser	15
Abb. 3: Prinzip des Juch-Vergaser	17
Abb. 4: Prinzip des Zweizonenvergaser	19
Abb. 5: Cheng-Prozeß mit integrierter Biomassevergasung	45
Abb. 6: Prozeßschritte zur Wasserstoff- und Methanolvergasung aus Biomasse	48
Abb. 7: Prinzip einer Wasserstoff-/Sauerstoff-Brennstoffzelle	52
Abb. 8: Elektrische Bruttowirkungsgrade verschiedener Stromerzeugungsanlagen beim Einsatz von Erdgas als Brennstoff	62
Abb. 9: Eingliederung einer Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) in eine GuD-Anlage mit integrierter Biomassevergasung	67
Abb. 10: Emissionsgrenzwerte und Emissionswerte für Gasmotoren, Gasturbinen und PAFC 25-KHKW	90
Abb. 11: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch	94

Glossar

AFC - Alkaline Fuel Cell (Alkalische Brennstoffzelle).

Agrobrennstoffe - Stroh und andere halm- und kornartige Biomassen, wie z.B. Ganzpflanzengetreide, Schilfarten oder Energiegräser, die als Nebenprodukte bei der Erzeugung von Nahrungs- oder Futtermitteln anfallen oder speziell zum Zwecke der Energiegewinnung angebaut werden.

Allotherme Vergasung - Vergasungstyp, bei dem die Reaktionsenergie, die für den Vergasungsprozeß benötigt wird, extern erzeugt und über Wärmeeintragsflächen in den Vergasungsreaktor eingetragen wird.

Autotherme Vergasung - Vergasungstyp, bei dem die Reaktionsenergie innerhalb des Vergasungsreaktors durch teilweise Oxidation des Brennstoffs erzeugt wird.

Biomasse - die gesamte durch Pflanzen, Tiere und Menschen erzeugte organische Substanz; bei der für energetische Zwecke eingesetzten Biomasse wird unterschieden zwischen land-, forst- und holzwirtschaftlichen Reststoffen sowie speziell angebauten Energiepflanzen.

Brennstoffzelle - Einheit zur direkten, elektrochemischen und flammenlosen Energiegewinnung über die Umwandlung der chemischen Energie reaktiver Stoffpaare in elektrische Energie.

Cheng-Prozeß - Gasturbine mit Dampfinjektion.

DT - Dampfturbine.

EVU - Energieversorgungsunternehmen.

Gegenstromvergaser - Vergasertyp, bei dem sich Brennstoff und Vergasungsmittel in entgegengesetzter Richtung zueinander bewegen, wobei der Brennstoff meist von oben und das Vergasungsmittel von unten in den Reaktor eingebracht werden.

Gleichstromvergaser - Vergasertyp, bei dem die Bewegungsrichtungen von Brennstoff und Vergasungsmittel im Reaktor identisch sind.

GuD - Gas- und Dampfkreislauf.

H_u - Unterer Heizwert.

IGGC - Integrated Combined-Cycle Combustion (GuD-Anlagen mit integrierter Biomassevergasung).

KWK - Kraft-Wärme-Kopplung.

MCFC - Molten Carbonate Fuel Cell (Karbonatschmelze-Brennstoffzelle).

MWh - Megawattstunde.

PAFC - Phosphoric Acid Fuel Cell (Phosphorsaure Brennstoffzelle).

PEMFC - Proton Exchange Membrane Fuel Cell (Polymermembran-Brennstoffzelle).

Pyrolyse - thermische Spaltung eines Stoffes durch Erhitzen in einer sauerstoffarmen Atmosphäre (Luftabschluß).

Schwachgas oder LHG-Gas (Low Heat Gas) - Gas mit einem niedrigen Heizwert von 5-7 MJ/m³.

SOFC - Solid Oxide Fuel Cell (Oxidkeramische Brennstoffzelle).

Stirlingmotor - Kolbenmaschine, die in einem geschlossenen Kreislauf mit einem in den Zylindern verbleibenden Arbeitsgas arbeitet.

Vergasung - Zersetzung eines kohlenstoffhaltigen Brennstoffs durch die Zugabe eines Oxidationsmittels und dessen Überführung in ein brennbares Gas.

Wirbelschichtvergaser - Vergasertyp, bei dem ein Vergasungsmittel oder Trägergas durch einen Anströmboden mit Inertmaterial (meist Quarzsand) fließt, dieses aufwirbelt und den zugegebenen Brennstoff von unten umströmt.

TAB

TAB

Büro für Technikfolgen-Abschätzung
beim Deutschen Bundestag

Rheinweg 121 53129 Bonn

Telefon: 02 28 / 23 35 83

Telefax: 02 28 / 23 37 55

e-mail: buafo@tab.fzk.de

Internet: www.tab.fzk.de