

*Gülzower  
Fachgespräche*

Energetische Nutzung  
von Biomasse  
durch Kraft-Wärme-Kopplung



# **Energetische Nutzung von Biomasse durch Kraft-Wärme-Kopplung: Stand der Technik und Perspektiven für den ländlichen Raum**

**Gülzow  
16./17. Mai 2000**

Herausgegeben von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR),  
Hofplatz 1, 18276 Gülzow mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung,  
Landwirtschaft und Forsten.

**Herausgeber:**

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.  
Hofplatz 1  
18276 Gülzow  
Tel.: (0 38 43) 69 30-0  
Fax: (0 38 43) 69 30-102  
E-Mail: [info@fnr.de](mailto:info@fnr.de)  
Internet: <http://www.fnr.de>

**Redaktion:**

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.  
Abt. Öffentlichkeitsarbeit

**Gestaltung und Produktion:**

tangram documents, Rostock

Alle Rechte vorbehalten.

Kein Teil dieses Werkes darf ohne schriftliche Einwilligung des Herausgebers in irgendeiner Form reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt, verbreitet oder archiviert werden.

## Inhalt

Vorwort .....	5
<i>A. Schütte</i>	
Der liberalisierte Strommarkt: Bedeutung und Auswirkungen für die KWK mit Biomasse .....	8
<i>A. Voß</i>	
Stromerzeugung aus Biomasse: Überblick über die technischen Verfahren und deren Wirtschaftlichkeit .....	25
<i>P. Heinrich, B. Jahraus</i>	
Die dezentrale Kraft-Wärme-Koppelung für den ländlichen Raum: Fördermaßnahmen des BML und der Bundesregierung .....	40
<i>G. Justinger</i>	
Der klassische Dampfprozeß: Möglichkeiten und Grenzen in der Praxis .....	48
<i>H. Roll, J. Matschke</i>	
Energetische Nutzung von Pflanzenölen in BHKW: Die Praxis im Spiegel der derzeitigen Nutzung .....	73
<i>B. Widmann, K. Thuncke</i>	
Strom aus der Vergärung landwirtschaftlicher Stoffe: Die rasante Entwicklung der letzten Jahre dargestellt anhand von Beispielen .....	90
<i>P. Weiland</i>	
Vergasung fester Biomasse – Bereits Stand der Technik? .....	105
<i>M. Ising</i>	

Heißluftturbine und ORC-Prozeß: Alternativen zum Dampfkraftprozeß? .....	131
<i>J. Zschernig, M. Opelt</i>	
Der Einsatz von biogenen Gasen in Brennstoffzellen am Beispiel MTU: Neuere Entwicklungen und zukünftige Perspektiven .....	149
<i>P. Berger</i>	
Potenziale der KWK mit Biomasse – Eine systemtechnische Analyse .....	162
<i>J. Fischer, M. Kaltschmitt</i>	
Ergebnisse der Diskussion und Zusammenfassung .....	190
<i>S. Daebeler, T. Gottschau, B. Kerckow</i>	

## Vorwort

*A. Schütte*

*Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)*

Der starke Verbrauch fossiler Ressourcen belastet in zunehmenden Maße die Umwelt. Die Freisetzung bislang gebundenen Kohlenstoffs in Form von Kohlendioxid bei der energetischen Nutzung fossiler Energieträger bedroht das weltweite Klimagleichgewicht. Der Aufbau einer nachhaltigen und umweltverträglicheren Energieversorgung ist darum heute eine der wichtigen gesellschaftlichen Zukunftsaufgaben. Die Bundesregierung unterstützt diese Entwicklung, indem entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die verstärkte Nutzung regenerativer Energien ermöglichen. Als Beispiele seien die Ökosteuer, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder die entsprechenden Förderprogramme des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BML) oder des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) genannt.

Als regenerativer Energieträger mit einem hohen Nutzungspotential stellt die Biomasse dabei eine wichtige Energieträgeroption dar. Die jetzt für Energieträger aus der Land- und Forstwirtschaft anstehende Erschließung des Strommarktes zeigt in der Praxis aber, daß bei den technischen Konversionsverfahren in manchen Bereichen noch nicht der Stand der Technik erreicht wurde, der für eine breite Marktdurchdringung erforderlich ist. Die angemessene Gestaltung der Rahmenbedingungen durch die Politik kann ohne entsprechende technische Konversionsprozesse allein nicht für eine nachhaltige energetische Nutzung von Biomasse sorgen. Das theoretisch bei der Biomasse vorhandene Potential kann deshalb im Bereich der Stromerzeugung technisch (und damit auch ökonomisch) derzeit nicht ausgeschöpft werden.

Als Projektträger des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BML) für das Programm des BML zur Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der Nachwachsenden Rohstoffe (kurz: Förderprogramm) ist es eine der Aufgaben der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), die verstärkte Nutzung land- und forstwirtschaftlicher Energieträger zur Stromerzeugung zu fördern. Neben den bekannten Vorteilen wie CO<sub>2</sub>-Neutralität oder Nachhaltigkeit nachwachsender Rohstoffe als Energieträger kann die energetische Nutzung land- und forstwirtschaftlicher Biomasse durch die Schaffung von Einkommensalternativen einen Beitrag zur Erhaltung und Weiterentwicklung der ländlichen Räume leisten. Um der Biomasse im Konzert der regenerativen Energieträger die ihrem Potential entsprechende Stellung zu verschaffen, ist für die Arbeit der FNR die Evaluierung innovativer und aussichtsreicher Techniken von hoher Bedeutung.

Um den heute erreichten Entwicklungsstand festzustellen und möglichen anstehenden FuE-Bedarf zu definieren, zu analysieren und zu diskutieren wurde am 16./17. Mai 2000 das Gülzower Fachgespräch „Energetische Nutzung von Biomasse durch Kraft-Wärme-Kopplung: Stand der Technik und Perspektiven für den ländlichen Raum“ durch die FNR durchgeführt. Die Vorträge und die anschließende intensive und interessante Diskussion erlaubten ein verbessertes Verständnis der bestehenden Chancen und Möglichkeiten der KWK zur energetischen Nutzung land- und forstwirtschaftlicher Biomassen, aber auch der (noch) vorhandenen technischen Restriktionen und des bestehenden FuE-Bedarfs. Das Fachgespräch zeigte weiter, daß zur Zeit die Stromerzeugung mit Hilfe der anaeroben Vergärung (Biogas-Verstromung) und, für entsprechend ökologisch schutzwürdige Standorte, die KWK unter Nutzung von Pflanzenölen, technisch am weitesten entwickelt sind. Aufgrund der technischen Brennstoffeigenschaften ist die KWK mit fester Biomasse heute auf den klassischen Dampfkraftprozeß beschränkt und findet nur dort Anwendung, wo neben einem hohen Wärmebedarf auch die Brennstoffe preiswert verfügbar sind. Derzeit ist dies im wesentlichen nur in der Holzverarbeitenden Industrie der Fall. Weitere Prozesse werden diskutiert, ihre Markteinführung ist noch unsicher.

Das Fachgespräch hat mich in meiner Einschätzung bestärkt, daß die Biomasse zukünftig auch einen angemessenen Beitrag zur Stromerzeugung leisten kann. Das Potential ist vorhanden, es muß nur entsprechend

nutzbar gemacht werden. Bei vielen KWK-Prozessen bedarf es aber noch erheblicher Arbeit, bis diese Verfahren mit den klassischen konventionellen Prozessen auch technisch konkurrenzfähig sind. Im Abstimmung mit dem BML wird die FNR die Entwicklung in besonders aussichtsreichen Bereichen im Rahmen der bestehenden Möglichkeiten weiter bzw. verstärkt unterstützen und auch darüber hinaus, wenn dieses erwünscht und erforderlich ist, den Partnern bei ihren Entwicklungen helfen.

Ich danke allen an der Tagung Beteiligten für ihre engagierte und intensive Mitarbeit an dem Gülzower Fachgespräch, die sich eindrucksvoll in dem vorliegenden Band manifestiert. Durch die intensive und gründliche Diskussion konnte die Tagung so einen wichtigen Beitrag zur Formulierung zukünftiger Stoßrichtungen bei der Förderung der KWK zur energetischen Nutzung land- und forstwirtschaftlicher Biomassen leisten.

*Anschrift des Autors:*

*Dr.-Ing. Andreas Schütte*

*Geschäftsführer*

*Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)*

*Hofplatz 1*

*18276 Gülzow*

# Der liberalisierte Strommarkt: Bedeutung und Auswirkungen für die KWK mit Biomasse

A. Voß

*Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)  
Universität Stuttgart*

## 1 Einleitung

Der Philosoph Friedrich Wilhelm Nietzsche spricht von der Melancholie alles Fertigen, welche darin liege, daß, wer etwas fertig gestellt hat, etwas gelernt habe, das er vorher hätte wissen müssen. Die Liberalisierung des Strommarktes ist so etwas Fertiges, oder besser, fast Fertiges, das melancholische Gedanken auslösen könnte, wenn man an die Diskussionen über die Zukunft der kommunalen Stadtwerke, die Forderungen zur Stützung der Kraft-Wärme-Kopplung und zur Ausweitung der Subventionen für die erneuerbaren Energien denkt. Von der Auffassung, daß Umweltschutz mit Liberalisierung nicht zusammenpaßt, ganz zu schweigen.

Mit der Umsetzung der EU-Richtlinien für den Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkt in nationales Recht und seit dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung der Energiewirtschaft am 29. April 1998 erleben wir ein Ausmaß an Wandel und Veränderung in der Elektrizitätswirtschaft, das wohl nur wenige so vorhergesehen haben.

Die Abschaffung der Gebietsmonopole und die Einführung von Wettbewerb haben die Strompreise auf breiter Front unter Druck gebracht. Im einsetzenden europaweiten Verdrängungs- und Preiswettbewerb versuchen sich die Unternehmen durch günstige Strompreise und Stromtarife am Markt zu positionieren. Preisindikatoren wie der SWEP oder CEPI zeigen einen rapiden Preisverfall der Großhandels-Strompreise.

Seit der Liberalisierung des deutschen Strommarktes Ende April 1998 sind die Strompreise für Industriekunden je nach Abnahmefall um bis zu 40 Prozent gesunken. Der Wettbewerb hat aber alle Kundengruppen erreicht. Wie der VDEW mitteilte, zahlten die Kunden der deutschen Stromversorger – von der Industrie über das Gewerbe und den Handel bis zu den privaten Haushalten – im Jahr 1999 rd. 15 Mrd. DM weniger für den Strom als 1998. Die Erfolgsbilanz nach zwei Jahren Wettbewerb ist aus Sicht der Stromkunden und der Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Deutschland beachtlich.

Für die Stromversorger waren die letzten Jahre mit teilweise schmerzlichen Anpassungsnotwendigkeiten verbunden. Dem Wettbewerbsdruck und den sinkenden Erträgen mußte mit Kostensenkungen durch konsequente Rationalisierungs- und Reorganisationsmaßnahmen, neuen Angeboten, stärkerer Kundenorientierung oder aber durch Zusammenschlüsse und Fusionen begegnet werden. Die durch den Wettbewerbsdruck notwendigen Anpassungsmaßnahmen waren auch mit einem erheblichen Arbeitsplatzabbau verbunden. Die Unternehmensstruktur in der Elektrizitätswirtschaft ändert sich dramatisch. Betroffen davon sind alle, angefangen von den kleinen, häufig kommunalen Versorgungsunternehmen bis hin zu den wenigen großen Verbundunternehmen.

Es mehren sich aber auch die Stimmen, die bei Anerkennung der positiven Wirkungen der Strompreissenkungen für den Wirtschaftsstandort Deutschland die Befürchtung äußern, daß die umwelt- und klimapolitischen Ziele durch die Liberalisierung gefährdet sein könnten. Zum einen, weil im Preiswettbewerb die Belastung der Umwelt kein relevanter Faktor ist und zum anderen, weil im Wettbewerb vermeintlich umweltfreundliche Technologien wie Kraft-Wärme-Kopplung aus dem Markt gedrängt werden könnten. Die Öffnung der Strommärkte für den Wettbewerb und der erhebliche Preisverfall beim Strom hat natürlich auch die Rahmenbedingungen der Unternehmer verändert, die Strom und Wärme auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung bereitstellen. Davon betroffen ist natürlich auch die KWK auf Basis von Biomasse.

Wettbewerb und Liberalisierung der Energiewirtschaft sind natürlich kein Selbstzweck, sondern nur Mittel zum Zweck. Ihre Nutzung im Rahmen unseres Wirtschaftens legitimiert sich nicht nur aus wirtschaftstheoretischen Überlegungen sondern insbesondere aus der praktischen Erfahrung, daß effizientes Wirtschaften nicht durch staatliche Planung und Regulierung sondern durch die Nutzung der preisgesteuerten Allokation

tionsmechanismen von Märkten erreicht wird. Auf funktionierenden Märkten, wo sich die Knappheiten von Gütern und Ressourcen in den Preisen widerspiegeln, sorgen das eigennutzgesteuerte Verhalten der verschiedenen Marktteilnehmer dafür, daß knappe Ressourcen effizient genutzt und die Wohlfahrt maximiert werden. Preise geben darüber hinaus auch maßgebliche Signale für Innovation, technischen Fortschritt und den Strukturwandel.

Gelegentlich wird mit Hinweis auf die zunehmenden Umweltbelastungen, die ja auch in Marktwirtschaften zu beobachten sind, von einem Marktversagen im Hinblick auf die Nutzung der knappen Umweltressourcen gesprochen. Diese Diagnose verkennt, daß Umweltbeeinträchtigungen in einer Marktwirtschaft sich aus den Besonderheiten von Umweltgütern ergeben. Diese werden zum großen Teil immer noch als freie Güter betrachtet, von deren Nutzung Einzelne nicht auszuschließen sind, für die es also keine exklusiven Nutzungsrechte gibt. Sie sind also in das Marktgeschehen gar nicht integriert und können daher durch die unsichtbare Hand des Marktes auch nicht vor einer Übernutzung geschützt werden.

Die freie Nutzung von Umweltgütern führt zu negativen externen Effekten z. B. durch Schadstofffreisetzungen. Die daraus resultierenden Kosten gehen am Markt und am Verursacher vorbei und werden Dritten z. B. der Allgemeinheit oder auch den zukünftigen Generationen angelastet. Die Internalisierung dieser externen Kosten wäre der Weg, die Nutzung von Umweltressourcen in das Marktgeschehen zu integrieren, und die Nutzung knapper Umweltressourcen dabei den gleichen Regeln zu unterwerfen wie die Nutzung anderer knapper Güter. Auf die verschiedenen Instrumente zur Internalisierung von Umweltkosten soll hier nicht näher eingegangen werden, es sei nur betont, daß marktkonforme Instrumente sich am Verursacherprinzip und den Knappheiten der Umweltressourcen orientieren müssen.

Der Steuerung über Wettbewerbsmärkte wird gelegentlich auch eine Kurzsichtigkeit unterstellt, die langfristigen Aspekten wie z.B. der Verknappung vorratsbegrenzter Ressourcen nicht ausreichend Rechnung trägt. Erfahrungen auf den Rohstoffmärkten stützen diese These nicht. Eher das Gegenteil ist der Fall. Betrachtet man die internationalen Öl- und Erdgasmärkte, auf denen Wettbewerb herrscht, so haben sich die nachgewiesenen gewinnbaren Reserven, trotz eines steigenden Verbrauches in den letzten Jahrzehnten kontinuierlich erhöht und es sind Investitionen

mit langen Amortisationszeiten getätigt worden.

Diese mehr grundsätzlichen Darlegungen sollten deutlich machen, daß die Nutzung der Allokationsmechanismen von Wettbewerbsmärkten auf die effiziente Verwendung knapper Ressourcen abzielt. Ökologische Ziele und auch die Förderung noch nicht wettbewerbsfähiger Technologien werden von der unsichtbaren Hand des Marktes nur dann geleistet, wenn sie in das Marktgeschehen integriert werden. Die dafür notwendigen Bedingungen zu schaffen ist Aufgabe des Staates. In diesem Sinne ist die Liberalisierung umweltpolitisch und förderpolitisch zu flankieren.

## 2 Liberalisierung und Auswirkungen auf die KWK

Die in der jetzigen Phase der Liberalisierung ablaufenden Marktbereinigungsprozesse haben angesichts der bestehenden Überkapazitäten bei den Stromerzeugungsanlagen zur Folge, daß die Strompreise sich auf der Basis der kurzfristigen Grenzkosten bilden, d. h. im wesentlichen von den Brennstoffkosten bestimmt werden.

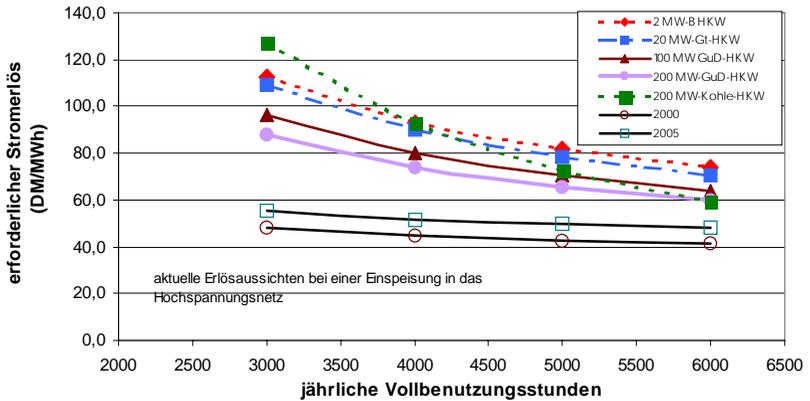


Abbildung 1: Erforderliche Stromerlöse für einen wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen

Mit den daraus resultierenden Erzeugerpreisen für Strom von 4-6 Pf/kWh bei Einspeisung im Mittel- und Hochspannungsnetz können viele KWK-Anlagen nicht mehr konkurrieren, zumal wenn es sich um Anlagen

kleiner Leistung handelt, die erst in den letzten Jahren errichtet worden sind, also noch nicht abgeschrieben sind. Abb. 1 verdeutlicht dies. Dargestellt sind hier die erforderlichen Stromerlöse für einen kostendeckenden Betrieb verschiedener KWK-Anlagen, wenn ein Erlös von 30 DM/MWh für die Wärme angesetzt wird.

Aufgrund der bestehenden großen Lücke zwischen am Strommarkt durchzusetzenden Preisen einerseits und notwendigen Preisen für einen kostendeckenden Betrieb von modernen KWK andererseits ist nicht nur der Zubau an KWK-Anlagen fast völlig zum Erliegen gekommen, vielmehr wurden und werden bereits bestehende KWK-Anlagen stillgesetzt. Inwieweit es sich bei diesen Stilllegungen um eine aus energiewirtschaftlichen Gesichtspunkten erwünschte „Marktberreinigung“ von grundsätzlich unwirtschaftlichen Anlagen handelt oder ob auch an sich wirtschaftlich und technologisch hochwertige Anlagen von der Stilllegung betroffen oder bedroht sind, kann nur vermutet werden.

### 3 Stand der KWK-Nutzung in Deutschland

KWK wird überall dort eingesetzt, wo zeitgleich Bedarf an thermischer und elektrischer Energie besteht. Typischerweise finden sich solche Potentiale in verschiedenen Industriezweigen und Dienstleistungsbranchen, die überwiegend für den eigenen Bedarf produzieren, aber auch in der Erzeugung von Nah- und Fernwärme durch öffentliche Versorgungsunternehmen (die sogenannte Siedlungs-KWK).

Siedlungs-KWK-Anlagen, die überwiegend von öffentlichen Energieversorgungsunternehmen betrieben werden, waren im Jahr 1997 mit 5,4 % an der Stromerzeugung der öffentlichen Versorger beteiligt, dies bedeutet eine Stromerzeugung aus KWK von rd. 26 TWh (siehe Tabelle 1). Von der im Jahr 1997 erzeugten Fernwärme in Höhe von 97,8 TWh wurden 60 % in 585 KWK-Anlagen erzeugt. In der Industrie ist die Eigenstromerzeugung von 74 auf 55 TWh im Jahr 1997 gefallen. In KWK-Anlagen werden rd. 75 % des eigenerzeugten Stroms erzeugt, der etwa 20 % des gesamten industriellen Stromverbrauchs abdeckt. Der industrielle Niedertemperaturwärmebedarf wird zu knapp 60 % aus KWK-Anlagen gedeckt. In der Summe ergibt die Stromerzeugung in KWK-Anlagen einen Anteil von ca. 13 % an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland. Die Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen deckt

etwa 12 % des gesamten Niedertemperaturbedarfs.

**Tabelle 1: Erzeugung und Verbrauch von Wärme und Strom nach Sektoren in Deutschland**

Erzeugerbereich	Jahr	Stromverbrauch	Stromerzeugung	Stromerzeugung aus KWK		Wärmebedarf (<100°C)	Wärmeerzeugung aus KWK		
		TWh	TWh	TWh	%	TWh	TWh	TWh	%
Öffentliche Versorger	1991	-	459.1	18.7	4.1	-	98.9	56.3	57
	1997	-	486.8	26.4	5.4	-	97.8	64.5	66
Industrie	1991	223.8	73.7	39.2	18				
	1997	215.5	55.1	40.5	19	119		70.2	59
Kleinverbrauch	1997	124		~3	2	313		~4	1
Haushalte	1997	131				711			

**Tabelle 2: KWK-Anlagen in Deutschland**

Sektor	Jahr	Dampfturbinen		Gasturbinen		GuD-Anlagen		Motoren		Gesamt	
		MW <sub>el</sub>	Zahl	MW <sub>el</sub>	Zahl	MW <sub>el</sub>	Zahl	MW <sub>el</sub>	Zahl	MW <sub>el</sub>	Zahl
Öffentl. KWK	1997	8370	183	1067	43	1602	20	420	339	11459	585
Industrie	1997	5880		1378		0 <sup>a</sup>		208		7466	
BHKW	1998	-		(3657) <sup>b</sup>		-		(2098) <sup>b</sup>		6661	5755

- a. nicht getrennt aufgeschlüsselt; in Dampfturbinen enthalten
- b. Split nach 1995; Anlagen über 1 MW auch in Industrie/ kommunale KWK abgedeckt, daher Doppelzählung (v. a. bei Gasturbinen)

Bei den KWK-Anlagen in Deutschland dominieren die mit fossilen Brennstoffen befeuerten Dampfturbinenanlagen (siehe Tabelle 2). Die elektrische Leistung dieser KWK-Anlagen betrug 1997 rd. 14250 MW. Gasturbinenanlagen und Motor-BHKWs stehen kapazitätsseitig an zweiter und dritter Stelle. Die in den neunziger Jahren gebauten GuD-Anlagen hatten 1997 eine Kapazität von 1600 MW. Bei den öffentlichen KWK-Anlagen entfallen 53 % des eingesetzten Brennstoffs auf Stein- und

Braunkohle und 38 % auf Gas. Gas ist der mit Abstand wichtigste Energieträger in der industriellen KWK und bei den BHKW.

#### 4 Kraft-Wärme-Kopplung mit biogenen Brennstoffen

Im Gegensatz zur KWK mit fossilen Energieträgern hat die Kraft-Wärme-Kopplung mit biogenen Energieträgern bislang wenig Verbreitung gefunden. In nennenswertem Maße kommen nur kleinere Blockheizkraftwerke zum Einsatz, die überwiegend mit gasförmigen Brennstoffen betrieben werden (Biogas, Deponiegas, Klärgas). Die Mitte der 90-er Jahre stark propagierte Nutzung von pflanzlichen Ölen zur dezentralen Stromerzeugung (Rapsöl) konnte nach einer gewissen Euphorie den tatsächlichen Gegebenheiten im Energiemarkt nicht standhalten, was neben technischen Problemen hauptsächlich den hohen Brennstoffpreisen für Rapsöl oder Rapsölmethylester zuzuschreiben ist.

Ein Einsatz fester biogener Brennstoffe – und hier kommt fast ausschließlich Holz zum Einsatz – fand bislang überwiegend nur in Anlagen der Holzverarbeitenden Industrie (Sägewerke, Spanplattenfertigung) statt, also dort, wo der Brennstoff als Reststoff quasi kostenfrei zur Verfügung steht. Die Technologie beschränkte sich fast ausschließlich auf die Verwendung eines Dampfprozesses.

Als Gründe für die nur zögerliche Entwicklung der KWK im Biomassebereich sind vor allem anzuführen:

- beschränkte Verfügbarkeit ausgereifter Technologien – für die Stromerzeugung aus fester Biomasse steht bislang nur der Dampfprozeß zur Verfügung. Der Einsatz von Gasturbinen setzt die Verwendung gasförmiger Brennstoffe voraus. Die Vergasungstechnologie im Biomassebereich wird zwar seit Jahren intensiv erforscht, eine Markteinführung konnte bislang aber nicht erfolgen.
- Biomasse-Anlagen sind von der Leistungsgröße deutlich kleiner als konventionelle KWK-Anlagen. Optimierte Technologien, z. B. im Bereich von Turbinen, stehen hier noch nicht zur Verfügung. Die Realisierung von KWK-Projekten in einem für biogene Energieträger interessanten Leistungsbereich unterhalb 5 MW elektrischer Leistung scheitert an einer nicht verfügbaren adäquaten Technologie.
- Biogene Brennstoffe zeichnen sich durch im Vergleich zu fossilen Energieträgern höhere Brennstoffpreise aus. Damit sind sie zu-

nächst einmal prädestiniert für den Einsatz in KWK-Anlagen, um eine möglichst hohe Brennstoffausnutzung zu ermöglichen. Kommen allerdings zu den hohen Brennstoffkosten noch entsprechend hohe Investitionskosten für die Erzeugungsanlagen und Kosten für das notwendige Wärmeverteilnetz hinzu, so ist eine Grundlage für einen dauerhaft wirtschaftlichen Betrieb oft nicht mehr gegeben.

- Biomasse eignet sich bevorzugt für die dezentrale Energieerzeugung im ländlichen Raum, also nahe am Entstehungsort des Brennstoffs. In diesen Gebieten ist aber – mit Ausnahme weniger industrieller Abnehmer – oft kein hinreichender Wärmeabsatz garantiert, der im Sinne der Ausschöpfung der Potentiale einer KWK erforderlich ist. Darüber hinaus stehen in ländlichen Regionen die notwendigen Wärmeverteilnetze zur Nah- und Fernwärmeversorgung nicht zur Verfügung. Aufgrund der Siedlungsstruktur sind diese Netze oft sehr weitläufig mit einer geringen Wärmeabnahme pro Kilometer Netzlänge. Damit belasten diese Verteilkosten derartige Projekte zusätzlich.

Zum 1.4.2000 trat das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in Kraft, welches das bestehende Stromeinspeisegesetz von 1998 ablöste und damit geänderte Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern schafft. Wesentliche Änderungen des Gesetzes für den Einsatz von Biomasse im Vergleich zu den bisherigen Regelungen betreffen zum einen die Höhe der Vergütung und zum anderen den erweiterten Geltungsbereich.

Zog das Stromeinspeisegesetz bei einer installierten elektrischen Leistung von 5 MW die Grenze, so verschiebt sie das EEG auf 20 MW und damit in eine Region, die nach heutiger Einschätzung eine wirtschaftlich sinnvolle Obergrenze für den Einsatz biogener Brennstoffe darstellt. Für Strom, der aus Biomasse erzeugt und in das Netz abgegeben wird, sieht das EEG die in folgender Tabelle aufgeführten Vergütungssätze vor.

	<b>Maximale Leistung</b>	<b>Einspeisevergütung</b>	<b>bei installierter Leistung</b>	<b>Absenkung der Vergütung für Neuanlagen</b>
Biomasse	20 MW	20,0 Pf/kWh	0,5 MW	Ab 2002 jährlich um 1,0%
		18,0 Pf/kWh	0,5-5 MW	
		17,0 Pf/kWh	über 5 MW	

Derzeit offen ist noch die Frage, was Biomasse im Sinne des Gesetzes ist. Die derzeit im Gesetz enthaltene Definition faßt diesen Begriff sehr weit, erteilt aber gleichzeitig dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit den Auftrag, im Rahmen einer Verordnung zum EEG eine genauere Definition zu erarbeiten. Damit bleibt bis zur Verabschiedung dieser Verordnung eine gewisse Grauzone und Unsicherheit, die alle biomassebefeueten Stromerzeugungsanlagen betrifft und nicht – wie oft angenommen – nur die Großanlagen im Leistungsbereich von 5-20 MW.

Es stellt sich nun die Frage, welche Auswirkungen das EEG auf den Ausbau der KWK im Bereich biogener Energieträger haben kann. Zunächst einmal ist festzustellen, daß das EEG dafür sorgt, die Biomasse-KWK vor den gegenwärtigen Turbulenzen des liberalisierten Strommarkts zu schützen, da hier feste Vergütungen für den eingespeisten Strom unabhängig von Marktpreisen für konventionellen Strom garantiert werden. Abbildung 2 verdeutlicht die derzeitige wirtschaftliche Situation für Biomasse-KWK-Anlagen. Da das EEG den Stromerlös fest schreibt, ist in dieser Darstellung die für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb notwendige Wärmegutschrift der entscheidende Parameter. Geht man von durchschnittlichen Fernwärmepreisen in Deutschland von 80-90 DM/MWh aus und zieht von diesen Verkaufserlösen die Aufwendungen für die Verteilung (Fernwärmenetz, Hausanschlußleitungen, Hausübergabestationen) sowie die notwendigen Ausgaben für Verbrauchsmessung, Abrechnung und Verwaltung ab, so bleiben erzeugungsseitig Wärmegutschriften von 20-45 DM/MWh übrig. Diese Spannweite wird insbesondere durch die Kosten des Verteilnetzes beeinflußt. Damit zeigt sich auch hier der hohe Einfluß, den eine möglichst kostengünstige Gestaltung der Wärmeverteilung auf den gesamten Prozeß der KWK hat.

Bei den genannten Wärmegutschriften wird deutlich, daß nicht alle verfügbaren Technologien zu einem wirtschaftlichen Anlagenbetrieb führen. So ist ein Rapsöl-BHKW nach dieser Darstellung wirtschaftlich nicht betreibbar. Ein Biogas-BHKW käme nur bei sehr hohen Vollbenutzungsstundenzahlen von mehr als 8000 h /Jahr in den Bereich der Wirtschaftlichkeit.

Bei der Holzverbrennung mit nachgeschalteter Dampferzeugung ergeben sich bereits bei etwa 6000 h/a konkurrenzfähige Kosten. Damit liegt die KWK hier in einem Bereich, der zumindest in vielen industriellen Anwendungen durchaus erreicht werden kann. Noch deutlich attraktiver

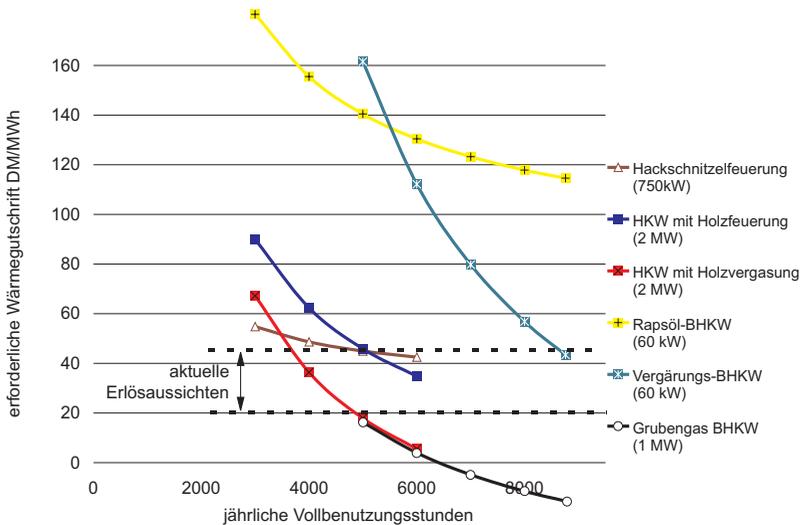


Abbildung 2: Erforderliche Wärmeerlöse für Biomasse-KWK

ist der Einsatz der Holzvergasung mit der anschließenden Nutzung des Synthesegases in einer Gasturbine. Aufgrund der höheren Stromausbeute in diesem Prozeß sind konkurrenzfähige Wärmepreise bereits bei etwa 4.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr zu erwarten.

Selbst wenn das EEG dafür sorgt, daß sich die Nutzung von Biomasse in KWK-Anlagen in einem von Liberalisierungstendenzen geschützten Marktsegment entwickeln kann, so kann das Gesetz allein nicht sämtlichen Hemmnissen, die einem verstärkten Ausbau der KWK insgesamt entgegen stehen, begegnen.

So stehen unabhängig von der Liberalisierung weitere Einflüsse der KWK-Nutzung entgegen, die hier schlaglichtartig genannt werden sollen:

- Der Einsatz von Biomasse ist insbesondere im ländlichen Raum interessant – und damit vorrangig für kleinere Kommunen und kleinere Unternehmen, die oftmals nicht über das notwendige Eigenkapital für die Investitionen in die Erzeugungs- und Verteiltechnik verfügen.
- Bau und Betrieb von KWK-Anlagen erfordern teilweise aufwendige und langwierige Genehmigungsverfahren, die gerade von Unternehmen als Hemmnis angesehen werden,

- Im industriellen Bereich müssen sich Investitionen im Energiebereich oft den gleichen Rentabilitätserwartungen wie Investitionen im produzierenden Bereich stellen. Die daraus resultierenden äußerst kurzen Zeiträume, in denen ein „pay-back“ erwartet wird, sind nicht verträglich zu den oftmals erst auf längere Sicht rentablen Investitionen in KWK-Anlagen.
- Dem Ausbau der Fernwärme stehen neben subjektiven Bedenken der potentiellen Kunden auch das Vordringen von Erdgas in nah- und fernwärmewürdige Versorgungsgebiete entgegen.

Damit wird deutlich, daß neben Maßnahmen wie dem EEG, die vorrangig finanzielle Anreize schaffen, auch flankierende Maßnahmen erforderlich sind, um den Ausbau der KWK auf Biomasse-Basis forcieren zu können. Dazu gehören insbesondere Kostensenkungsmaßnahmen sowohl bei der Erzeugungstechnik als auch im Bereich der Wärmeverteilung, rechtliche Veränderungen aber auch weiterbildende Maßnahmen über Möglichkeiten und Grenzen der Biomasse-KWK.

## 5 KWK und Klimaschutz

Eine zusätzliche Rechtfertigung für die Förderung und den weiteren Ausbau der KWK, insbesondere von mit Biomasse befeuerten Anlagen, könnte sich aus Klimaschutzgründen ergeben, wenn sie einen effizienten Beitrag zur Erreichung der angestrebten CO<sub>2</sub>-Minderungsziele leisten kann. Die durch eine Kraft-Wärme-Kopplung erzielbare CO<sub>2</sub>-Einsparung hängt insbesondere vom Vergleichssystem der getrennten Erzeugung, der KWK-Technik und dem Brennstoff der KWK-Anlage ab. Im Vergleich zu mit fossilen Brennstoffen betriebenen KWK-Anlagen weisen KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse nur geringe CO<sub>2</sub>-Emissionen auf, die aus den vorgelagerten Prozeßschritten der Biomassegewinnung und des Anlagenbaus stammen.

Die Bedeutung und der Beitrag der verschiedenen KWK-Technologien für eine volkswirtschaftlich effiziente Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen läßt sich aufgrund der Vernetzung der Energiesysteme und der wechselseitigen Beeinflussungen der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen sowie ihrer unterschiedlichen Kosten nicht aus Einzelfallbetrachtungen ableiten. Hierzu sind systemare Betrachtungen des Gesamtsystems von Energienachfrage und Erzeugung erforderlich.

Um den Beitrag der verschiedenen Kraft-Wärme-Kopplungsoptionen zur Erreichung des nationalen Minderungsziels von -025 % bezogen auf das Emissionsniveau des Jahres 1990 zu untersuchen, wurden Modellrechnungen mit Hilfe des Energiesystemmodells E<sup>3</sup>Net durchgeführt. Das verwendete Modell E<sup>3</sup>Net bildet das gesamte Energiesystem von der Förderung bzw. dem Import der Primärenergieträger bis hin zur Nutzenergie bzw. den Energiedienstleistungen in den Sektoren Haushalte, Industrie, Kleinverbraucher und Verkehr ab. Mit Hilfe des methodischen Ansatzes der Linearen Optimierung wird unter jeweils vorgegebenen Restriktionen (wie z.B. CO<sub>2</sub>-Minderungszielen) der kostenminimale Pfad von Niveau und Struktur der Energieversorgung zur Deckung eines vorgegebenen Bedarfs an Energiedienstleistungen bzw. an Nutzenergiebedarf ermittelt. Insofern sind die jeweiligen Kosten, im Zusammenhang mit den exogenen Vorgaben und den verfügbaren technologischen Optionen, das zentrale Steuerprinzip. Zur Einordnung der im folgenden erläuterten Ergebnisse ist zu berücksichtigen, daß entsprechend des methodischen Ansatzes die exogen vorgegebene Nachfrage nach Energiedienstleistung unverändert bleibt. Gegebenenfalls auftretende Rückwirkungen der Kosten für die CO<sub>2</sub>-Minderung auf das Wirtschaftswachstum sowie auf die Entwicklung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen werden nicht erfaßt. Für alle Modellrechnungen wurden die folgenden energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen unterstellt:

- Die Laufzeit der bestehenden Kernkraftwerke beträgt 40 Zeitjahre. Ein Ersatz durch einen Neubau von Kernkraftwerken findet nicht statt.
- Es soll ein Mindesteinsatz von deutscher Steinkohle in Deutschland in Höhe von 700 PJ im Jahr 2005 erfolgen.
- Ebenso ist ein Mindesteinsatz von ostdeutscher Braunkohle von 640 PJ und von westdeutscher Braunkohle von 810 PJ unterstellt.
- Der Grenzübergangswert für Rohöl beträgt konstant 20 \$ pro bbl, zwischen 2000 und 2005. Importsteinkohle kostet im gleichen Zeitraum 80 DM pro t. Der Grenzübergangswert für Erdgas steigt linear von 1,42 Pf/kWh für das Jahr 2000 auf 1,58 Pf/kWh im Jahr 2005 an.
- Das Bruttoinlandsprodukt wächst real um durchschnittlich 2,2 % bis zum Jahr 2005. Die Bevölkerung nimmt von 82,1 Mio. (1998) auf 83,6 Mio. im Jahr 2005 zu.

Um den Beitrag der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen zur Erreichung künftiger CO<sub>2</sub>-Minderungsziele ermitteln zu können, wird von einer Referenzentwicklung der Energieversorgung in Deutschland ausgegangen, die keine über die bereits eingeleiteten Maßnahmen hinausgehenden Klimaschutzstrategien unterstellt.

Basierend auf den Rahmenannahmen sinkt der Primärenergieverbrauch von rund 14500 PJ im Jahr 1997 auf ca. 13870 PJ im Jahr 2005 in Deutschland (vgl. Abbildung 3). Dies entspricht einer Reduktion um 4 %. Hierbei reduziert sich der Anteil der Kohlen am Primärenergieverbrauch von ca. 25 % im Jahr 1997 auf 22 % im Jahr 2005 bzw. von 3634 PJ auf rund 3040 PJ. Der Verbrauch an Mineralölen sinkt von 5750 PJ in 1997 auf rund 5530 PJ in 2005. Dagegen steigt der Primärenergieverbrauch an Naturgas zwischen 1997 und 2005 um ca. 190 PJ von ca. 2799 PJ auf rund 2990 PJ an. Das entspricht einer Anteilsteigerung von rund 1,5 Prozentpunkten. Der Anteil der Kernenergie nimmt leicht von 1858 PJ auf rund 1830 PJ ab. Der Primärenergieverbrauch der „Sonstigen“ (Biomasse, Müll) und von Wind und Wasser steigt um 130 PJ im Vergleich zwischen 1997 und 2005.

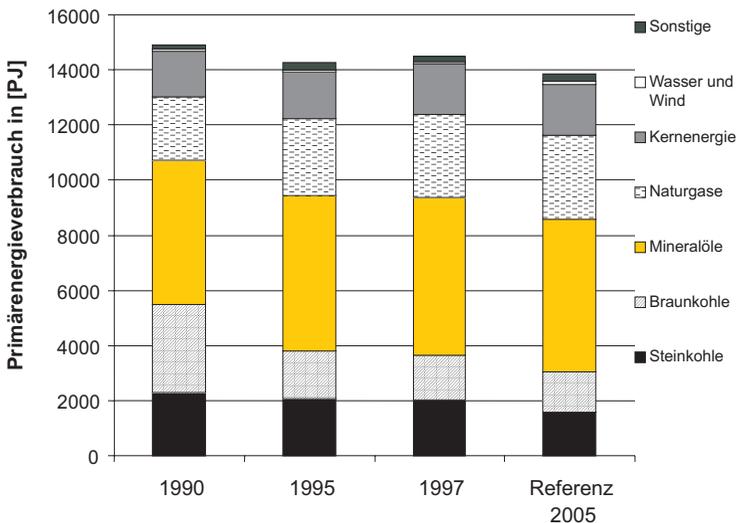


Abbildung 3: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Deutschland im Referenzfall

In der Referenzentwicklung ergeben sich die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen im Jahr 2005 zu rund 800 Mio. t. Dies entspricht einer Abnahme der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 8 % bzw. von 69 Mio. t CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1997. Der Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen ist im wesentlichen auf den Rückgang des Verbrauchs an Stein- und Braunkohle zurück zu führen. Insgesamt würde aber die von der Bundesregierung eingegangene Selbstverpflichtung, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2005 um 25 % gegenüber 1990 zu reduzieren, um rund 60 Mio. t verfehlt.

In sogenannten CO<sub>2</sub>-Minderungsszenarien wurden nun die Maßnahmen untersucht, die zur kosteneffizienten Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Richtung auf die Erreichung des Reduktionsziels beitragen können. Dabei wurden ausgehend von den 800 Mio. t an CO<sub>2</sub>-Emissionen im Referenzfall, die im Jahr 2005 zu erreichenden CO<sub>2</sub>-Emissionen schrittweise um 10 Mio. t reduziert. Die Minderungsszenarien werden im folgenden mit „Referenz -X Mio. t CO<sub>2</sub>“ bezeichnet, wobei X für die gegenüber dem Referenzszenario reduzierte CO<sub>2</sub>-Menge im Jahr 2005 steht.

Die für das Jahr 2005 sukzessive verschärften CO<sub>2</sub>-Ziele erfordern zusätzliche CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen in den verschiedenen Bereichen der Energieversorgung, die jeweils entsprechend ihrer Kosteneffizienz ausgewählt werden. Der Beitrag der verschiedenen Sektoren der Energieversorgung zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in den Minderungsszenarien ist in Abbildung 4 dargestellt.

Der Anteil der KWK-Anlagen und Heizwerke an den CO<sub>2</sub>-Einsparungen für die unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele steigt von 11 % auf 39 % kontinuierlich an. Bei einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 10 Mio. t gegenüber dem Referenzfall entfällt auf den Sektor KWK und Heizwerke nur ein Beitrag von 1,1 Mio. t. Im Szenario „Referenz -60 Mio. t CO<sub>2</sub>“, das dem nationalen Minderungsziel entspricht, tragen die KWK und Heizwerke mit 23,6 Mio. t zum Erreichen des vorgegeben CO<sub>2</sub>-Einsparziels bei. Auf sie entfällt mit rund 40 % der größte Anteil an den gesamten CO<sub>2</sub>-Minderungen von 60 Mio. t gegenüber der Referenzentwicklung.

Bezogen auf die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen des Jahres 1997 sind zur Erreichung des 25%-tigen Minderungsziel die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2005 um insgesamt 130 Mio. t zu reduzieren. Im Rahmen eines kosteneffizienten Maßnahmenbündels tragen die KWK-Anlagen und Heizwerke mit rund 51 Mio. t zur notwendigen CO<sub>2</sub>-Minderung bei.

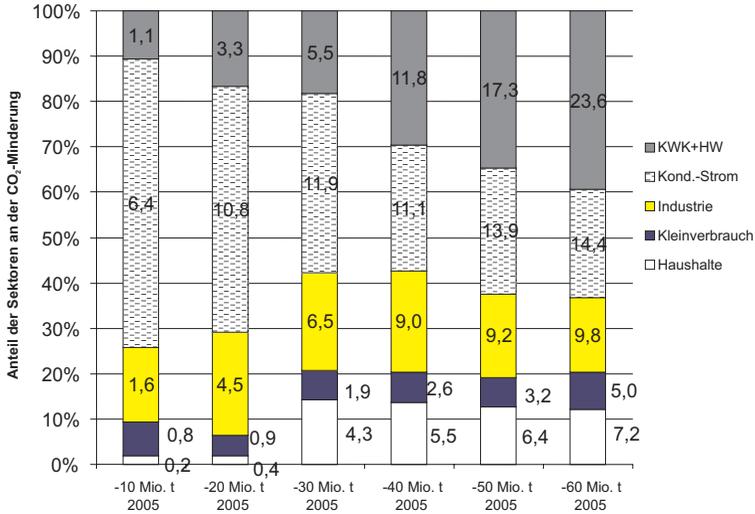


Abbildung 4: Anteile und absolute CO<sub>2</sub>-Minderung der verschiedenen Sektoren in Abhängigkeit des CO<sub>2</sub>-Minderungsziels

Wie aus Abbildung 4 ersichtlich wächst der Anteil der KWK und Heizwerke an der CO<sub>2</sub>-Minderung mit wachsender Minderungsnotwendigkeit zu Lasten des Beitrags aus dem Bereich der Kondensationsstromerzeugung. Dies resultiert aus der mit der Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele einhergehenden Ausweitung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen. So nimmt die Stromerzeugung mit Verschärfung der Minderungsziele um rund 14 TWh zu. Die in KWK-Anlagen und Heizwerken erzeugte Nah- und Fernwärme steigt dabei von 119 TWh im Referenzfall auf 121,5 TWh im „Referenzfall -60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ nur wenig an.

Die in den Minderungsszenarien ausgewiesenen CO<sub>2</sub>-Reduktionen im Bereich der KWK-Anlagen und Heizwerke ergeben sich zum einen durch den höheren Gesamtwirkungsgrad sowie die höheren Stromkennziffern der neu zugebauten KWK-Anlagen und zum anderen aus der Verschiebung der in den KWK-Anlagen und Heizwerken eingesetzten Brennstoffe hin zu Brennstoffen mit geringerem Kohlenstoffgehalt (siehe Abbildung 5). Der Anteil der eingesetzten Kohlen geht von 44 % im Referenzfall auf 19 % im „Referenzfall -60 Mio. t CO<sub>2</sub>“ zurück. Im Gegen-

zug steigt der Anteil der eingesetzten Naturgase von 44 % auf 63 % an. Der Anteil der „Sonstigen“ Brennstoffe, worunter neben Müll auch Biomasse, Klärgas und Deponiegase subsummiert sind, erhöht sich von 5 % auf 14 %.

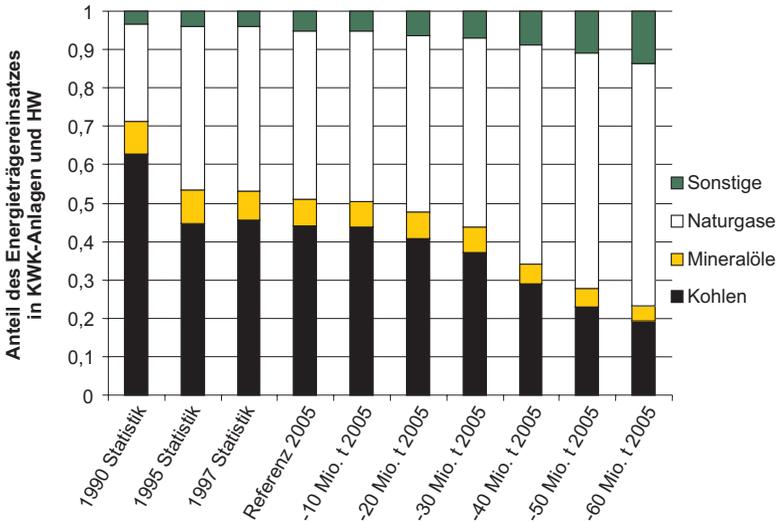


Abbildung 5: Struktur des Energieträgereinsatzes in KWK-Anlagen und in Heizwerken

In Tabelle 3 ist der Beitrag der Biomasse-KWK zur kosteneffizienten Minderung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen noch einmal gesondert ausgewiesen.

Mit zunehmenden Minderungserfordernissen wächst die Nutzung der Biomasse in KWK-Anlagen. Im Fall der Erreichung des nationalen Minderungsziels (Referenz -60 Mio. t CO<sub>2</sub>) steigt der Einsatz von Biomasse in Heizkraftwerken (HKW) gegenüber 1997 um 350 % an. Biogas-befeuerte BHKW weiten ihren Beitrag um rd. 50 % aus. Gemessen an der gesamten Stromerzeugung im Jahr 2005 wäre der Anteil auf Basis Biomasse immer noch klein, aber die Ausweitung der Biomasse in KWK-Anlagen ist ein Element einer kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategie in Deutschland.

**Tabelle 3: Energieträgereinsatz und Nettostromerzeugung aus Biomasse**

	1997		2005			
	Statistik		Referenz		Referenz -60 Mio. t. CO <sub>2</sub>	
	Energieträger- einsatz (ges.)	Nettostrom- erzeugung	Energieträger- einsatz (ges.)	Nettostrom- erzeugung	Energieträger- einsatz (ges.)	Nettostrom- erzeugung
	[PJ]	[TWh]	[PJ]	[TWh]	[PJ]	[TWh]
Müll HKW	24,2	2,1	25,5	1,9	25,45	1,9
Holz/Biomasse HKW	4,8	0,3	9,4	0,6	17,2	1,1
Biogas-BHKW	7,9	0,7	9,8	0,9	12,3	1,1

## 6 Literatur

- /1/ Schmitz, W.: Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung, Studie im Auftrag des Niedersächsischen Ministeriums für Landwirtschaft und Forsten, Hannover 1996
- /2/ AGFW (Hrsg.): Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besondere Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energie Kurzfassung einer Studie im Auftrag des BMWI, Frankfurt, März 2000

*Anschrift des Autors:*

*Prof. Dr. A. Voß*

*Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)*

*Universität Stuttgart*

*Hessbrühlstr. 49a*

*70565 Stuttgart*

# Stromerzeugung aus Biomasse: Überblick über die technischen Verfahren und deren Wirtschaftlichkeit

*P. Heinrich, B. Jahraus  
Fichtner GmbH & Co. KG, Stuttgart*

Die folgenden Ausführungen stellen einen Teil der Zwischenergebnisse eines Gutachtens zu „Strategien und Handlungsempfehlungen für eine zielorientierte Förderung und den Abbau von rechtlichen und administrativen Hemmnissen bei der Wärme- und Stromerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen“ dar. Dieses Gutachten wird durch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten gefördert (FKZ: 98NR109). Es ist seit Mitte 1999 in Bearbeitung und wird im Oktober 2000 abgeschlossen.

## 1 Einführung

Die Stromerzeugung aus Biomasse stellt, vorzugsweise in Kombination mit der Nutzung der dabei anfallenden Abwärme in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK), eine interessante Alternative zur reinen Wärmeerzeugung dar. Insbesondere wird der gekoppelten Erzeugung von elektrischer Energie und Nutzwärme in der energiepolitischen Debatte ein hohes Energieeinspar- und CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungspotential beige-messen.

Der vergleichsweise geringe volumenbezogene Energiegehalt von Biomassen bedingt, daß deren energetische Nutzung vorzugsweise in dezentralen Anlagen kleiner und mittlerer Leistung, möglichst in enger räumlicher Nähe zum Ort des Anfalls der Biomassen, sinnvoll ist. Dezen-

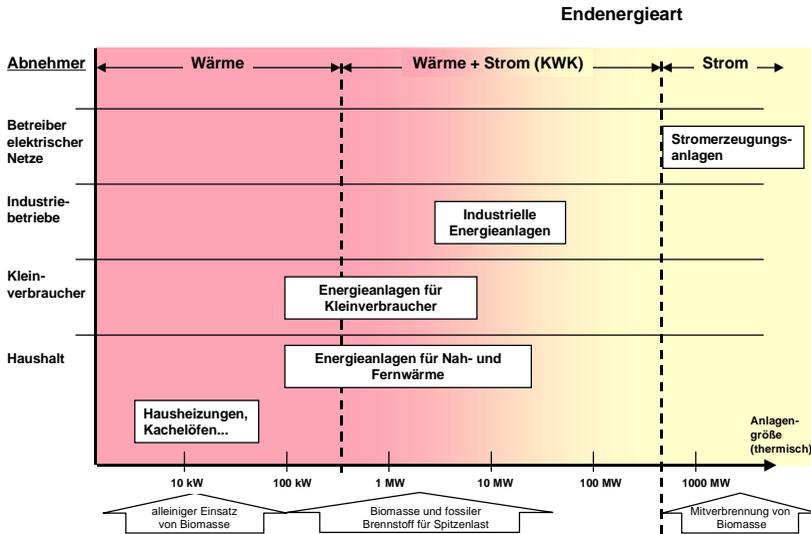


Abbildung 1: Geeignete Anwendungsbereiche der energetischen Biomassenutzung

trale Energieanlagen dienen nahezu ausnahmslos der reinen Wärmeerzeugung oder der gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung. Hierbei handelt es sich zunächst um Heizungen zur Wärmeversorgung von Haushalten mit Leistungen von meist deutlich unter 100 kW. Bei Leistungen über 100 kW kommt für die energetische Biomassenutzung die Energieversorgung von Kleinverbrauchern (öffentliche Einrichtungen wie Schulen, Schwimmbäder etc., Handwerksbetriebe, land- und forstwirtschaftliche Betriebe) sowie von Gewerbe- und Industriebetrieben in Betracht. Daneben kann die Biomasse als Brennstoff für Nah- oder Fernwärmesysteme eingesetzt werden. Diese Anlagen sind sowohl als reine Wärmeerzeugungsanlagen als auch als KWK-Anlagen denkbar, wobei mittels der Biomasse meist die Grundlast des Wärmebedarfs gedeckt wird.

Eine Alternative zur ausschließlichen Verbrennung von Biomassen in Anlagen kleiner und mittlerer Leistung ist deren Mitverbrennung in fossil befeuerten Anlagen großer Leistung, vorzugsweise in Kohle(heiz)kraftwerken.

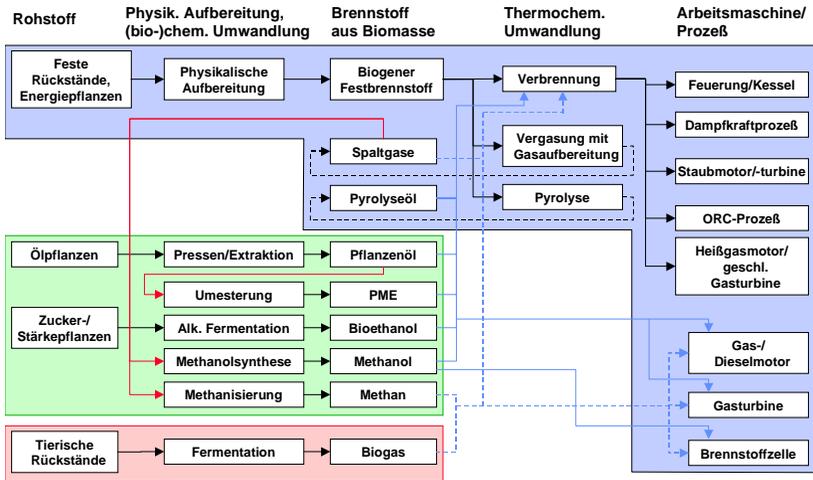


Abbildung 2: Übersicht über die Konzepte zur Stromerzeugung aus Biomassen

Die Konzepte zur Stromerzeugung aus Biomassen können wie folgt untergliedert werden:

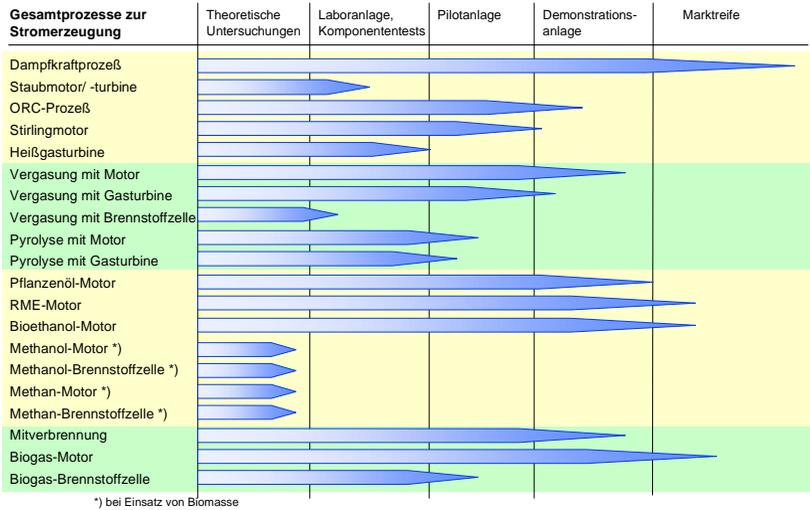
- Verfahren zur thermochemischen Umwandlung fester land- und forstwirtschaftlicher Haupt- und Nebenprodukte:  
Feste Biomassen können nach einer meist nur physikalischen Aufbereitung (Häckseln etc.) direkt als biogene Festbrennstoffe verwendet werden. Zu deren thermochemischer Umwandlung existieren die Verfahren Verbrennung, Vergasung und Pyrolyse:
  - Die bei der Verbrennung frei werdende Wärme kann entweder zu Heizzwecken verwendet werden, oder in verschiedenen Arbeitsmaschinen bzw. Prozessen zur Stromerzeugung genutzt werden.
  - Bei der Vergasung und der Pyrolyse entsteht ein Produktgas bzw. Pyrolyseöl, das sich auch in – für feste Brennstoffe nicht verwendbaren – Arbeitsmaschinen wie dem Gas-/Dieselmotor oder der Gasturbine zur Verstromung nutzen läßt.
- Verfahren zur Erzeugung und Nutzung flüssiger Bio-Brennstoffe und von Sekundärenergieträgern:  
Hierfür existieren die folgenden Möglichkeiten:

- Aus Ölpflanzen lassen sich durch Pressen bzw. Extraktion Pflanzenöle gewinnen, die entweder direkt (in speziell angepaßten Motoren) oder über die Umesterung zu Pflanzenölmethylester in Arbeitsmaschinen zur Stromerzeugung eingesetzt werden können.
- Sowohl zucker- als auch stärkehaltige Pflanzen können als Ausgangsprodukt zur Erzeugung von Bioethanol eingesetzt werden, das sich ebenfalls in verschiedenen Arbeitsmaschinen zur Verstromung eignet.
- Daneben kann das Produktgas aus der Vergasung als Ausgangsprodukt zur Herstellung der handelsüblichen Energieträger Methan und Methanol dienen.
- Biogaserzeugung und -verwendung:  
Insbesondere tierische Rückstände (Gülle) eignen sich zur Erzeugung von Biogas, einem stark methanhaltigen Gas, durch anaerobe Vergärung. Auch Biogas kann beispielsweise in Gasmotoren verstromt werden.

## 2 Entwicklungsstand der KWK-Technologien, Entwicklungsaktivitäten in Deutschland

Eine Übersicht des Entwicklungsstandes der KWK-Technologien für den Brennstoff Biomasse ist der Abb. 3 zu entnehmen. Daraus ist ersichtlich, daß die meisten der KWK-Konzepte derzeit noch nicht marktverfügbar sind. So sind von den Verfahren zur thermochemischen Umwandlung fester land- und forstwirtschaftlicher Haupt- und Nebenprodukte lediglich der Dampfkraftprozeß ausgereift und ausreichend mit dem Brennstoff Biomasse erprobt. Auch Biogas-Motoren sowie die Nutzung von RME und von Bioalkoholen in Verbrennungsmotoren sind marktverfügbare Technologien, doch fehlen teils Langzeiterfahrungen.

Biomassebefeuerte Stirlingmotor- oder ORC-Anlagen werden zwar derzeit im Rahmen von Demonstrations- und Pilotprojekten entwickelt und erprobt, stehen bislang allerdings nicht bzw. nur eingeschränkt kommerziell zur Verfügung. Auch die Vergasung von Biomasse mit Nutzung des Produktgases in Gasmotoren oder -turbinen zur gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung wird bislang lediglich in Demonstrations- und Pilotanlagen getestet. Problematisch hierbei sind Teere und sonstige kon-



**Abbildung 3: Entwicklungsstand**

densierbare Bestandteile des Produktgases, die vor der Nutzung in Arbeitsmaschinen entfernt werden müssen.

Noch größeren Entwicklungsbedarf weist der Einsatz von Brennstoffzellen zur Stromerzeugung aus fester Biomasse oder Biogas auf, da diese generell höhere Anforderungen an die Reinheit des einzusetzenden Gases stellen. Den geringsten Entwicklungsstand weisen Verfahren zur Erzeugung von Methanol oder Methan aus Biomasse auf, für die bislang lediglich theoretische Untersuchungen durchgeführt wurden.

Eine Zusammenfassung der derzeitigen wesentlichen Entwicklungsaktivitäten in Europa ist in Abb. 4 aufgeführt.

### 3 Charakterisierung der Konzepte zur Stromerzeugung

Die technisch und ökonomisch sinnvollen Leistungsbereiche der verschiedenen KWK-Konzepte sind in Abb. 5 dargestellt. Demnach eignen sich Motorkonzepte (Dampf-, Stirling-, Gasmotor) vorwiegend für den Leistungsbereich bis mehrere MW<sub>el</sub>, für den diese aufgrund ihres einfacheren apparativen Aufbaus häufig ökonomisch vorteilhafter sind.



Dampf- oder Gasturbinenprozesse dagegen sind i. d. R. erst bei Leistungen ab mehreren MW<sub>el</sub> (GuD-Anlagen erfahrungsgemäß erst bei weit über 10 MW<sub>el</sub>) wirtschaftlich. So sind beispielsweise Dampfmaschinen bei Leistungen bis etwa 2 MW<sub>el</sub> häufig kostengünstiger als Dampfturbinen.

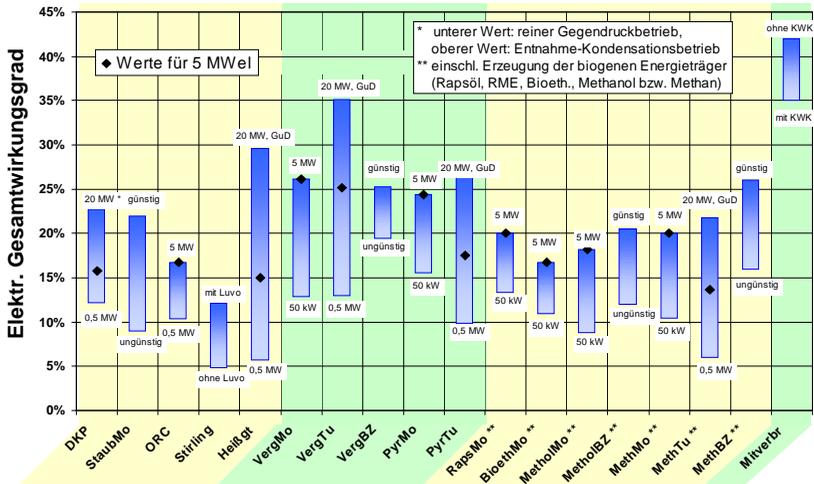


Abbildung 6: Elektrischer Systemwirkungsgrad (netto) der Technologien

Ein weiterer wesentlicher Gesichtspunkt zur Bewertung der verschiedenen KWK-Konzepte ist der in Abb. 6 dargestellte elektrische Wirkungsgrad. Hierbei handelt es sich um den Systemwirkungsgrad (netto) der Konzepte. D. h., daß die Teilwirkungsgrade der Prozesse zur Erzeugung der biogenen Brennstoffe (z. B. Erzeugung von Pflanzenöl, Methanol etc.) entsprechend berücksichtigt sind. Energetische Aufwendungen zur Bereitstellung der biogenen Rohstoffe (Ernte, Transport etc.) blieben dagegen außer Betrachtung. Die dargestellten Werte sind als grobe Anhaltswerte zu verstehen, die, insbesondere aufgrund des geringen Entwicklungsstandes einzelner Verfahren, teils mit hohen Unsicherheiten verbunden sind, jedoch dennoch die folgenden Trendaussagen erlauben:

- Bei vergleichbarer Leistung (beispielsweise 5 MW<sub>el</sub>) sind mit Motorkonzepten höhere Wirkungsgrade erzielbar – eine der Anreize zur Weiterentwicklung dieser Konzepte.

- Eine wesentliche Erhöhung des elektrischen Systemwirkungsgrades gegenüber Dampfturbinenanlagen mit Leistungen  $> 10 \text{ MW}_{\text{el}}$  ist jedoch nur bei GuD- oder Brennstoffzellen-Prozessen möglich bzw. durch die Mitverbrennung von Biomasse in Kohle(heiz)kraftwerken realisierbar.

Auffallend ist der geringe Wirkungsgrad der biomassebefeuerten ORC- und Stirlingmotor-Anlagen. Grund hierfür ist im Falle des ORC-Konzepts das vergleichsweise niedrige Temperaturniveau des Kreisprozesses. Ursache für den geringen Wirkungsgrad der Stirlingmotor-Anlagen ist der Umstand, daß durch die hohe obere Prozeßtemperatur des Stirlingmotors lediglich ein Teil der Rauchgaswärme an den Motorprozeß übertragen werden kann.

#### 4 Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der KWK aus Biomasse

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der KWK aus Biomasse werden im Rahmen des eingangs genannten Gutachtens ökonomische Berechnungen durchgeführt. Dies erfolgt für repräsentative Vorhaben, sogenannte Modellfälle, die die Gesamtheit der Anwendungen der energetischen Biomassenutzung ausreichend genau darstellen sollen. Die Modellfälle sind insbesondere aufgrund der sehr unterschiedlichen Leistungsgrößen und der damit verbundenen Unterschiede bei der Kosten- und Erlössituation (Wärme-, Stromvergütung) zu differenzieren. Die Anlagenleistung der Modellfälle, bei denen jeweils (mit Ausnahme der Hausheizungen) ein Heizwerk zur reinen Wärmeerzeugung sowie eine KWK-Anlage zugrunde gelegt wird, ist der Abb. 7 zu entnehmen.

Für die Investitionskosten der innovativen Verfahren wurde unterstellt, daß diese marktreif verfügbar sind und in Kleinserien gefertigt werden. Das bedeutet, die meist weitaus höheren Kosten der derzeit in Betrieb befindlichen Demonstrationsvorhaben finden keine Berücksichtigung.

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen erfolgen modellhaft, d. h. unter Zugrundelegung typischer Werte und Randbedingungen, von denen die wesentlichen der Abb. 8 zu entnehmen sind.

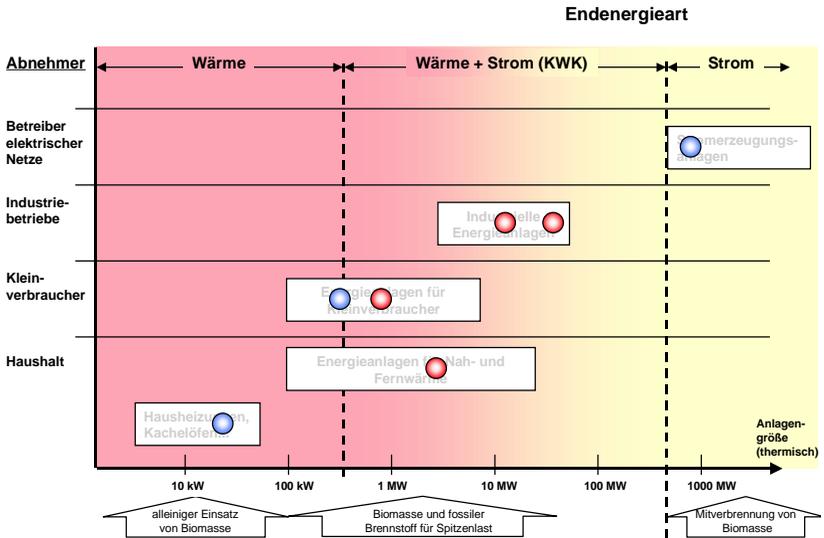


Abbildung 7: Modellfälle

## Bestimmungsgrößen

Brennstoffkosten	Feste Biomasse: 90 DM/t Rapsöl / RME: 0.9 DM/l; Bioethanol: 1,2 DM/l; Methanol: 1 DM/l; Methan: 1,5 DM/m <sup>3</sup>
Investitionskosten	Werte für modellhafter Anlagenumfang; Annahme: Kleinserie
Stromvergütung	gemäß EEG
Wärmevergütung	Marktpreise, unterschiedlich bei verschiedenen Modellfällen
Vollaststunden	Stromerz.: 6.000 h/a; Wärmeerz.: 700 kW <sub>th</sub> , 3.000 h/a, sonst 5.000 h/a

## Vergleichskriterium

Restkosten der Wärmeversorgung

## Methodik

Annuitätenmethode (15 a Betrachtungsdauer, 5 % realer Mischzinssatz)

Abbildung 8: Methodik, Randbedingungen der Wirtschaftlichkeitsrechnungen

## 5 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsabschätzungen

Auszugsweise sind den Abbildungen 9 bis 12 die spezifischen Wärmeerzeugungskosten für ausgewählte Modellfälle zu entnehmen, die jeweils der erzielbaren Wärmevergütung vergleichend gegenübergestellt sind. Aus den Abbildungen lassen sich für die Nutzung land- und forstwirtschaftlicher Haupt- und Nebenprodukte die folgenden Aussagen ableiten:

- Die Verfahren zu Nutzung flüssiger biogener Brennstoffe (Rapsöl etc.) bzw. von Sekundärenergieträgern aus Biomasse (Methanol, Methan) weisen die weitaus höchsten Wärmeerzeugungskosten auf.
- Bei Leistungen  $< 1 \text{ MW}_{\text{th}}$  ist die KWK, auch beim Einsatz innovativer Verfahren, bei den derzeitigen energiewirtschaftlichen Randbedingungen i. d. R. nicht wirtschaftlich.
- Im mittleren Leistungsbereich (einige MW bis ca.  $20 \text{ MW}_{\text{th}}$ ) kann zwar eine KWK-Anlage mit einem Dampfkraftprozeß geringere Wärmeerzeugungskosten als eine Anlage zur reinen Wärmeerzeugung aufweisen. Ein kostendeckender Anlagenbetrieb wird damit bei der derzeit ansetzbaren Wärmevergütung und bei Biomassekosten von  $90 \text{ DM/t}$  i. d. R. dennoch nicht ermöglicht. Dagegen können Vergasungs- und Pyrolysekonzepte mit Nutzung des erzeugten Produkts in Verbrennungsmotoren oder in Brennstoffzellen nach deren Markteinführung wirtschaftlich aussichtsreich sein.
- Als wirtschaftlich aussichtsreich ist zudem der Staubmotor zu bezeichnen, dessen Kosten beim derzeitigen Kenntnisstand jedoch mit großen Unsicherheiten verbunden sind.
- Bei großen Leistungen ( $20 \text{ MW}_{\text{el}}$ ) ist die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung bei Biomassekosten von  $90 \text{ DM/t}$  wirtschaftlich. Jedoch weisen die innovativen Gasturbinenkonzepte keine eindeutigen wirtschaftlichen Vorteile gegenüber dem Dampfkraftprozeß (dessen spezifische Kosten in diesem Leistungsbereich weitaus niedriger als bei kleinen Leistungen sind) auf.

Diese Aussagen werden bestätigt durch die Darstellungen der Abb. 13 bis 15. Diese enthalten für ausgewählte Verfahren die spezifischen, auf die Nutzwärmeleistung bezogenen Investitionskosten, die den anlegbaren Investitionskosten – beim Vergleich mit der reinen Wärmeerzeugung – gegenübergestellt sind. Anzumerken ist, daß es sich bei den anlegbaren

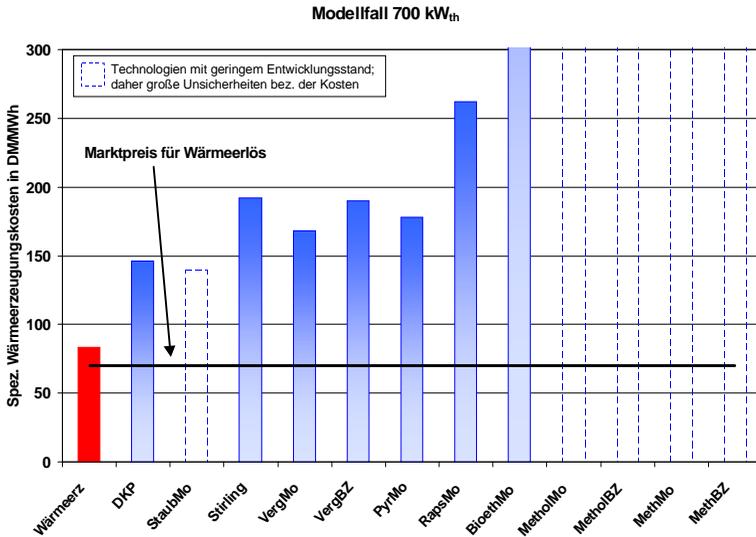


Abbildung 9: Spezifische Wärmeerzeugungskosten, Modellfall 700 kW<sub>th</sub>

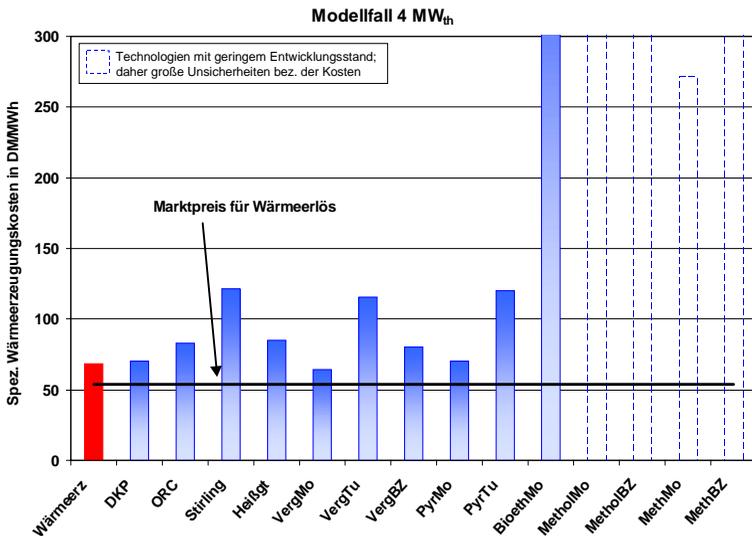


Abbildung 10: Spezifische Wärmeerzeugungskosten, Modellfall 4 kW<sub>th</sub>

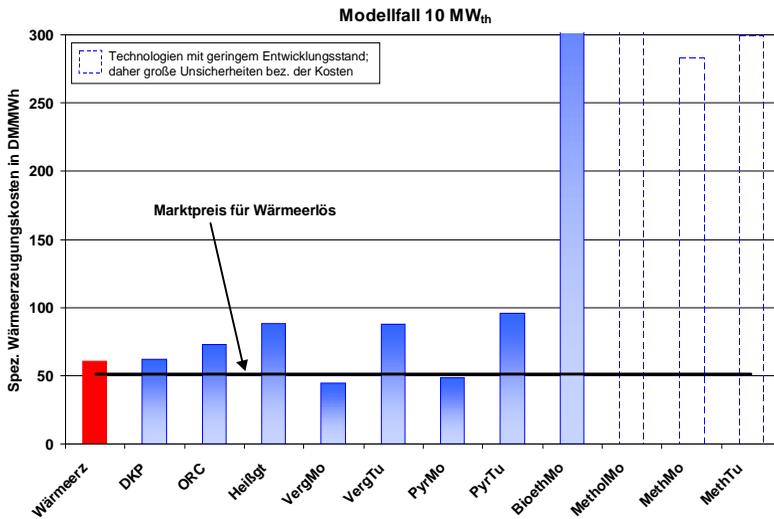


Abbildung 11: Spezifische Wärmeerzeugungskosten, Modellfall 10 kW<sub>th</sub>

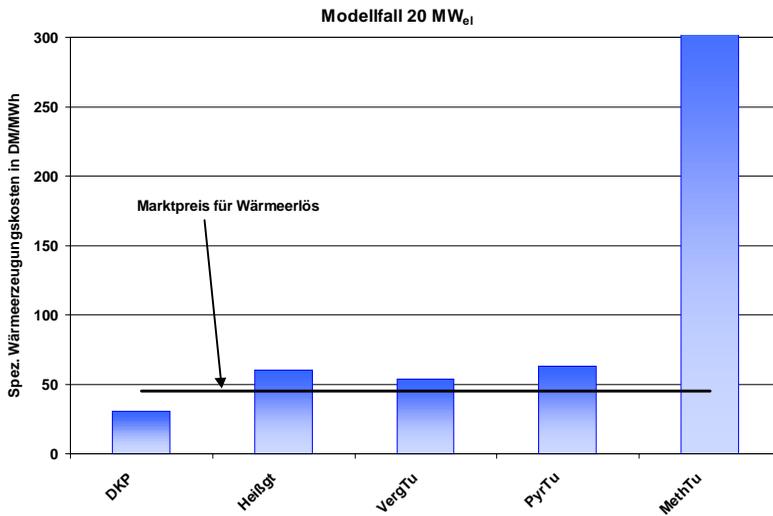


Abbildung 12: Spezifische Wärmeerzeugungskosten, Modellfall 20 kW<sub>th</sub>

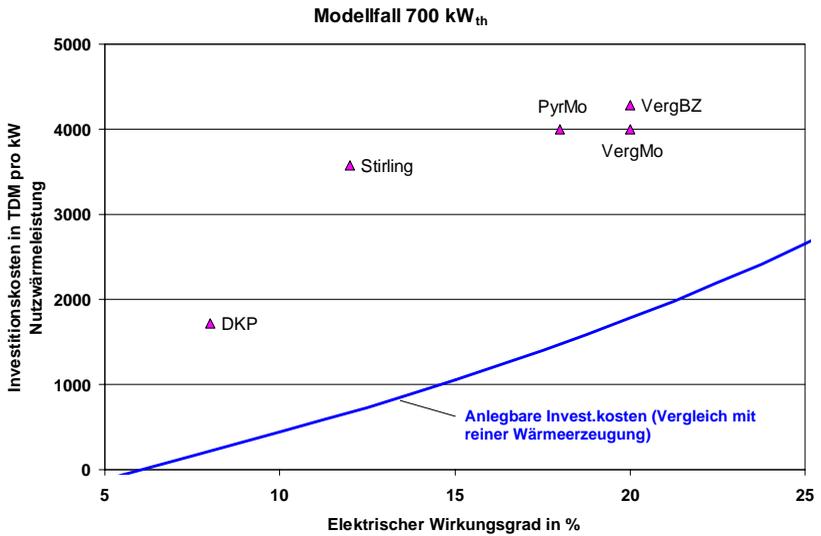


Abbildung 13: Anlegbare Investitionskosten, Modellfall 700 kW<sub>th</sub>

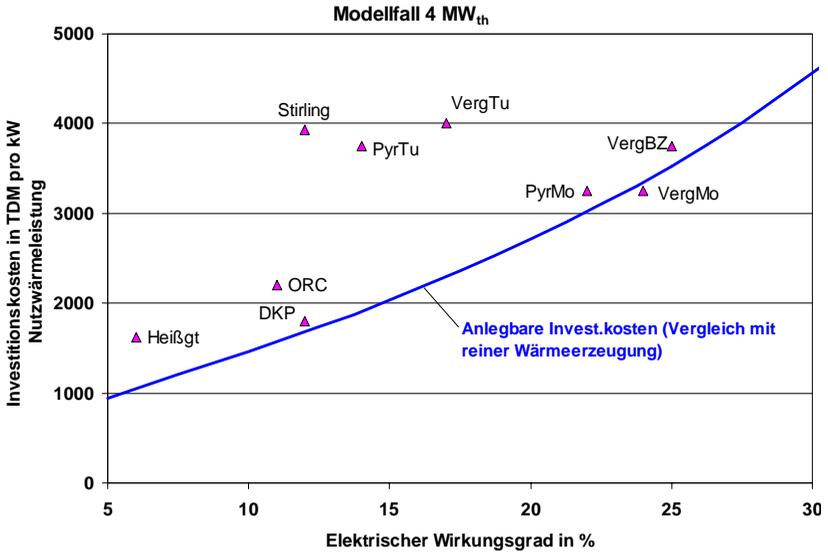


Abbildung 14: Anlegbare Investitionskosten, Modellfall 4 kW<sub>th</sub>

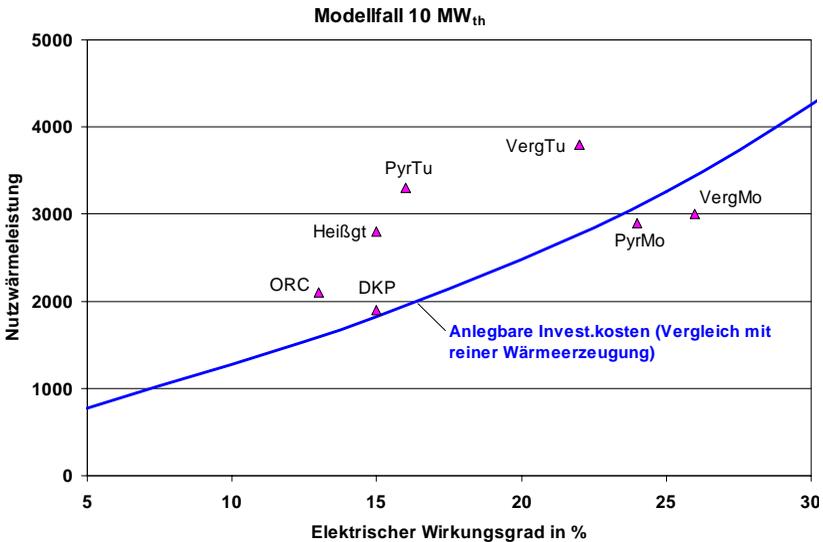


Abbildung 15: Anlegbare Investitionskosten, Modellfall 10 kW<sub>th</sub>

Investitionskosten um eine grobe Schätzung handelt, bei der Unterschiede bei den verschiedenen Konzepten wie unterschiedliche jährliche Kosten für die Instandhaltung oder für Betriebspersonal nicht berücksichtigt sind. Aus den Abbildungen ist ersichtlich, daß im kleinen Leistungsbereich (< 1 MW<sub>th</sub>) die Investitionskosten der KWK-Verfahren teils um mehr als 50 % erniedrigt werden müßten, um einen Kostengleichstand mit der reinen Wärmeerzeugung zu erzielen – eine auch in Einzelfall eher unwahrscheinliche Reduktion. Im mittleren bis großen Leistungsbereich (> 1 MW<sub>th</sub>) dagegen sind teils geringe Kostenreduktionen ausreichend, so daß im individuellen Fall die Erzielung der Konkurrenzfähigkeit zur reinen Wärmeerzeugung als möglich erscheint.

**Legende zu den Abbildungen:**

- Wärmeerz      Kesselanlage zur reinen Wärmeerzeugung aus fester Biomasse
- DKP            Dampfkraftprozeß
- StaubMo       Staubmotor
- ORC            ORC-Prozeß

Stirling	Stirlingmotor-Prozeß
Heißgt	Heißgasturbinen-Prozeß
VergMo	Vergasung mit Nutzung des Produktgases in einem Verbrennungsmotor
VergTu	Vergasung mit Nutzung des Produktgases in einer Gasturbine
VergBZ	Vergasung mit Nutzung des Produktgases in einer Brennstoffzelle
PyrMo	Pyrolyse mit Nutzung des Pyrolyseöls in einem Verbrennungsmotor
PyrTu	Pyrolyse mit Nutzung des Pyrolyseöls in einer Gasturbine
PyrBZ	Pyrolyse mit Nutzung des Pyrolyseöls in einer Brennstoffzelle
RapsMo	Rapsöl-/RME-Motor
BioethMo	Bioethanol-Erzeugung mit Nutzung in einem Verbrennungsmotor
MetholMo	Methanol-Erzeugung aus Biomasse mit Nutzung in einem Verbrennungsmotor
MetholBZ	Methanol-Erzeugung aus Biomasse mit Nutzung in einer Brennstoffzelle
MethMo	Methan-Erzeugung aus Biomasse mit Nutzung in einem Verbrennungsmotor
MethTu	Methan-Erzeugung aus Biomasse mit Nutzung in einer Gasturbine
MethBZ	Methan-Erzeugung aus Biomasse mit Nutzung in einer Brennstoffzelle
Mitverbr	Mitverbrennung von Biomasse in Kohle(heiz)kraftwerken

*Anschrift der Autoren:*

*Dipl.-Ing. Peter Heinrich, B. Jahraus*

*Fichtner GmbH & Co. KG*

*Sarweystr. 3*

*70191 Stuttgart*

## Die dezentrale Kraft-Wärme-Koppelung für den ländlichen Raum: Fördermaßnahmen des BML und der Bundesregierung

*G. Justinger*

*Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, Bonn*

Die Kraft-Wärme-Koppelung durch den klassischen Dampfprozess, durch ORC-Prozess oder Stirlingmotor, aber zunehmend auch durch Vergasung von Biomasse und Nutzung des Gases im Motor oder in Turbinen, die BHKW-Technik mittels Pflanzenölen und die Biogaserzeugung zur Nutzung im Motor kennzeichnen die Forschungs- und Entwicklungsfelder, auf die sich seit Jahren große Hoffnungen richten, wo aber der konkrete Technologiedurchbruch noch auf sich warten lässt. Bisher waren auch die ökonomischen Rahmenbedingungen gerade für die Stromerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen noch sehr ungünstig. Die oft erwähnte Option des Landwirtes als Energiewirt war bisher noch nicht sehr tragfähig und wird auch zukünftig erst langsam an Kontur gewinnen.

Diese Tagung soll dazu beitragen, dass wir auf dem Weg zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse einen Schritt weiterkommen. An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass in der Bundesregierung die Zuständigkeit für erneuerbare Energien wie für die Energiepolitik insgesamt beim Bundesminister für Wirtschaft liegt. Das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten ist nur für die Bioenergie zuständig, wobei jedoch die überschneidenden Teile der Politik in gegenseitiger Abstimmung bearbeitet werden. Für die Umweltaspekte kommt dann jeweils noch der Umweltminister hinzu, wie jüngst das Beispiel des Gesetzes zur Förderung erneuerbarer Ener-

gien zeigt. Es stellt sich aber in einer Marktwirtschaft die Frage, welche Aufgabe der Staat überhaupt bei der Versorgung der Volkswirtschaft mit Energie hat. Hier ist vor allem die Zielbestimmung im **Energiewirtschaftsgesetz** zu beachten, die bis 1997 ausschließlich vorsah, dass der Staat im Interesse der Allgemeinheit die ordnungspolitischen Rahmenbedingungen so setzen soll, dass eine **sichere** und **preisgünstige** Energieversorgung gewährleistet ist. Diese beiden Ziele wurden in der Vergangenheit durch die Energiewirtschaft über lange Jahre weitgehend gesichert. Die Bevölkerung und die Wirtschaft haben immer ausreichend Energie und zu verhältnismäßig niedrigen Preisen zu Verfügung gehabt. Allerdings zeigten die Erdölpreiskrisen der 70er und 80er Jahre die Abhängigkeit unseres Landes von Import dieses Rohstoffes sehr deutlich und die Wirtschaft brauchte Jahre, um den durch die extremen Energiepreisausschläge bewirkten Konjunkturerinbruch zu überwinden. In den letzten zwei Jahrzehnten wuchs im Hinblick auf die Energieversorgung ein weiteres Argument heran, das in der öffentlichen Zielsetzung der Energiepolitik beachtet werden muss. Im Abschlussbericht der „Brundtland-Kommission“ der Vereinten Nationen wurde 1987 der Begriff der „nachhaltigen Entwicklung“ geprägt und er wurde 1992 in der UNO-Konferenz für Umwelt und Entwicklung in Rio de Janeiro in die breite Öffentlichkeit getragen. Dies ist eine Auswirkung der langjährigen Bemühungen von Menschen, denen die Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen ein ernsthaftes Bedürfnis ist. Obwohl die Hauptsätze der Thermodynamik bereits seit den 60er Jahren des 19. Jahrhunderts bekannt sind, und auch die Theorie des Treibhauseffektes und seiner Verstärkung durch anthropogene Energienutzung bereits sehr lange vorliegt, stützt sich unsere Energieversorgung heute noch fast ausschließlich auf die entropievermehrnde Nutzung fossiler Bioenergieträger sowie der Kernenergie.

Allerdings hat die beginnende Umweltdiskussion auch die Energiepolitik beeinflusst. Die Neuformulierung des Energiewirtschaftsgesetzes bot die Möglichkeit, auch die **Umweltverträglichkeit der Energienutzung** als gesetzliches Ziel für die Energieversorgung vorzugeben.

Nun richtet sich die Auswahl des Energieträgers durch Verbraucher und Wirtschaftsunternehmen fast ausschließlich nach ökonomischen Überlegungen. Der preiswerteste Energieträger, der die jeweiligen Energiebedürfnisse zu decken vermag, wird gewählt. Umweltaspekte spielen

bisher nur bei einem kleinen Teil der Wirtschaftssubjekte bei der Wahl des Energieträgers eine Rolle.

Es ist grundsätzlich festzustellen, dass die umweltverträglicheren erneuerbaren Energieträger durchweg erheblich teurer sind als die fossilen Energieträger. Dies liegt teilweise an Entwicklungsrückständen, weil durch die ausschließliche Ausrichtung der Energieversorgung auf die marktrelevanten Energieträger die Forschung und Entwicklung bei den jahrhundertlang beherrschenden erneuerbaren Energieträgern Windkraft, Wasserkraft und Bioenergie eingestellt worden ist. Zum Teil sind aber die erneuerbaren Energien auch systembedingt teurer als die fossilen Energien. Einerseits ist bei Sonne, Wind und Wasser die geringe Energiedichte ein Hemmnis, andererseits verursacht bei der Bioenergie der erhöhte mechanische Aufwand sowie die aufwendigere Bereitstellung für eine automatische Energieversorgung deutlich höhere Kosten, als dies bei fossilen Energieträgern üblich ist.

Um aus Vorsorgegründen dennoch zu einer umweltverträglichen Energieversorgung zu gelangen, muss der Staat aktiv handelnd in den Energiesektor eingreifen. Dies geschieht durch ordnungsrechtliche, finanzpolitische und forschungspolitische Ansätze. Hieraus ergibt sich auch die Rechtfertigung für konkrete Fördermaßnahmen der Bundesregierung für die erneuerbaren Energien.

Eine der großen Herausforderungen der Energiepolitik wird es sein, jetzt die Weichen für eine sichere und umweltverträglichere Energieversorgung zu stellen.

Dies betrifft sowohl die Gestaltung der **Rahmenbedingungen** als auch die Entwicklung der hierfür notwendigen **Technologie**.

Ziel der Bundesregierung ist eine **nachhaltige Energiepolitik** – eine Politik, die gleichzeitig **ökologische, ökonomische und gesellschaftliche Anliegen** in Einklang bringt. Daher setzt sich die Bundesregierung für eine ökologische Modernisierung in der Energieerzeugung ein. Die Energieversorgung soll so umstrukturiert werden, dass dem sparsamen Energieeinsatz und der Nutzung erneuerbarer Energien Vorrang eingeräumt wird. Begrenzt verfügbare Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas sollen künftig effizienter und zunehmend im Verbund mit erneuerbaren Energieträgern eingesetzt werden.

Die künftige Energieversorgung soll auf vielen Säulen stehen. **Dezentrale Versorgungsstrukturen** werden daher an Bedeutung gewinnen. Dabei können vor allem erneuerbare Energieträger und vor allem die ein-

heimische Biomasse in fester, flüssiger und gasförmiger Ausprägung eine wesentliche Rolle übernehmen.

Ein konkreter Schritt zur Verbesserung der **Rahmenbedingungen** für erneuerbare Energien erfolgte mit der bereits einleitend gestreiften Reform des Energiewirtschaftsgesetzes.

- Neu ist z. B., dass neben der Versorgungssicherheit und der preisgünstigen Versorgung künftig auch der **Umweltschutz als gleichberechtigtes Ziel** zu berücksichtigen ist.
- Ausdrücklich wird dabei die Nutzung von erneuerbarer Energie und Kraft-Wärme-Kopplung als umweltpolitisch erwünscht hervorgehoben.
- Auch beim Vollzug der Strompreis- und Kartellaufsicht soll die Umweltverträglichkeit künftig verstärkt berücksichtigt werden.
- In Zukunft kann der Zugang Dritter zum Netz verweigert werden, wenn dadurch der Einsatz erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung gefährdet wird.
- Neu ist auch, dass Tarifkunden künftig Energie zur Eigenversorgung aus erneuerbarer Energie und Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen können, ohne dass sie ihren Anspruch auf Anschluss und Versorgung zu Tarifbedingungen verlieren.
- Um Energie zu erzeugen, ist künftig keine Genehmigung mehr erforderlich.

Diese Neuerungen werden die Verwendung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung begünstigen.

Neben gesetzlichen Maßnahmen zur Begünstigung des Einsatzes erneuerbarer Energien sind die Förderung von Forschung, Entwicklung, Demonstration und Markteinführung die entscheidenden Möglichkeiten der Bundesregierung zur aktiven Beschleunigung der erneuerbaren Energien.

So hat der Bund in den letzten 25 Jahren mehr als 3 Milliarden DM für Forschung, Entwicklung und Demonstration im Bereich erneuerbarer Energien aufgebracht. Auch in der laufenden Finanzplanung sind im Haushalt des Bundesministers für Wirtschaft für die kommenden Jahre zur Forschungsförderung erneuerbarer Energien ohne Biomasse jährlich 235 Millionen DM vorgesehen.

Für die Bioenergie hat das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten in den letzten fünf Jahren zusätzlich **25 Mio. DM** an Fördermitteln für Forschungs-, Entwicklungs- und

Demonstrationsvorhaben über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe bewilligt. Trotz der schwierigen Haushaltslage ist es gelungen, das Volumen für den **Fördertitel „Nachwachsende Rohstoffe“** auch in diesem Jahr auf einem Niveau von **51 Mio. DM** zu halten.

Zusätzlich werden im diesem Jahr noch **5 Mio. DM** und in den beiden kommenden Jahren jeweils 20 Millionen DM für ein neues Markteinführungsprogramm **„Biogene Treib- und Schmierstoffe“** bereitgestellt. Damit besteht eine gute Ausgangslage, um Forschung, Entwicklung und Demonstration im Bereich nachwachsender Rohstoffe auch in den nächsten Jahren angemessen fördern zu können.

Neu im Förderkonzept des BML für nachwachsende Rohstoffe ist, dass künftig auch Vorhaben zu biogenen Rest- und Abfallstoffen berücksichtigt werden, wenn sie zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit beitragen und Aspekte der Abfallentsorgung nicht überwiegen.

Neu ist auch, dass Vorhaben zur Energiegewinnung aus Biogas in das Förderkonzept aufgenommen wurden. Dies erfolgt vor dem Hintergrund, dass die Verwendung von **Biogas** in der Landwirtschaft erleichtert wurde. Die Bundesregierung hat in Brüssel erreicht, dass als nachwachsender Rohstoff angebaute Biomasse künftig in **hofeigenen Biogasanlagen** eingesetzt werden darf. Mit dieser Änderung erhält die Landwirtschaft eine zusätzliche Möglichkeit, um

- stillgelegte Flächen durch den Anbau nachwachsender Rohstoffe zu nutzen und damit
- einen wertvollen Beitrag zur Erzeugung ökologisch sinnvoller, erneuerbarer Energien zu leisten.

Ziel der Bundesregierung ist es jedoch, die **Situation für Biomasse** als erneuerbarem Energieträger insgesamt zu **verbessern** und das **Potential von Biomasse stärker** als bisher zu **nutzen**.

Dazu hat sie eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, wie z.B. die Schaffung günstiger Rahmenbedingungen.

Die Bereitstellung von Biomasse durch die Landwirtschaft wird unter anderem dadurch verbessert, dass Biomasse als nachwachsender Rohstoff auf stillgelegten Flächen unter **Beibehalt der vollen Flächenprämie** angebaut werden kann.

Mit der Festlegung des **Regelstilllegungssatzes** auf **10 %** im Rahmen der Agenda 2000 wird die Flächenstilllegung ihre Bedeutung auch künftig beibehalten.

Diese Regelung ist besonders für den Anbau von Raps zur Biodieselherstellung von Gewicht. Vor allem aufgrund der Stilllegungsregelung werden **EU-weit** gegenwärtig auf rund **2 Mio. ha** landwirtschaftliche Nutzfläche nachwachsende Rohstoffe angebaut.

Insgesamt wird deutlich, dass auch künftig die **Bioenergie** zu den **Schwerpunktbereichen** der Forschungsförderung durch die Bundesregierung gehören wird.

**Ziel** der verbesserten Rahmenbedingungen ist, erneuerbare Energien zunehmend im Rahmen **marktwirtschaftlicher Entwicklungsprozesse auszubauen**.

Um die Marktchancen erneuerbarer Energien zu verbessern, kommt es letztlich darauf an,

- auf der einen Seite fossile Energieträger zu verteuern und
- auf der anderen Seite die ökologischen Vorteile der erneuerbaren Energien auch monetär zu honorieren.

Ein wichtiger Schritt in diese Richtung erfolgte mit der zum 1. April 1999 in Kraft getretenen mehrstufigen Ökosteuern. Hier wäre sicherlich eine umfassende Freistellung des Stroms aus erneuerbaren Energieträgern umweltpolitisch wünschenswert gewesen. Doch ließ sich das bekanntlich aus EG- und GATT-rechtlichen Gründen leider nicht verwirklichen. Eine Freistellung kann nur über eine EU-weite Regelung erfolgen. Die Bundesregierung unterstützt daher die Bemühungen der Kommission, die Besteuerung des Energieverbrauchs EU-weit zu harmonisieren. Ein entsprechender Richtlinienentwurf der EU-Kommission sieht vor, dass erneuerbare Energien mit geringeren Steuern belastet bzw. ganz freigestellt werden können.

Dies könnte EU-weit zu einer deutlichen Verbesserung der Wettbewerbsstellung erneuerbarer Energieträger beitragen.

Als weitere Fördermaßnahme der Bundesregierung für den Einsatz erneuerbarer Energien speziell zur Stromerzeugung bzw. Wärme-/Kraft-Koppelung ist auch die Novellierung des **Stromeinspeisungsgesetzes** zu bezeichnen.

Seit der letzten Novellierung im Jahre 1998 konnte bereits Strom aus Biomasse, unabhängig von deren Herkunft, eingespeist werden. Dadurch wurde zusätzliches Nutzungspotential für die Stromgewinnung aus Biomasse erschlossen.

Sie wissen, dass zum 1. April 2000 das „Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien (EEG)“ das alte Stromeinspeisungsgesetz abgelöst hat. Das BML hat mit Nachdruck und erfolgreich dafür gekämpft, dass die Vergütung für Strom aus Biomasse spürbar angehoben und eine feste Vergütung eingeführt wird. Auf diese Weise kann mehr Sicherheit für die Investitionsplanung erreicht werden, die Abhängigkeit der Einspeisevergütung vom Strompreisniveau wurde beendet. Der 5 %-Deckel wurde abgeschafft und die Mehrkosten werden auf alle Netzbetreiber umgelegt. Dies sind Voraussetzungen, damit auch in Zukunft der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, wie z. B. Biomasse, verstärkt fortgesetzt wird.

Die umstrittene Härteregelung wurde durch einen Ausgleichsanspruch ersetzt, der vorsieht, dass je nach Anteil der Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien im Verhältnis zum Bundesdurchschnitt wird ein Ausgleichsanspruch gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber begründet wird.

Die Vergütungen für Strom aus Biomasse wurden deutlich angehoben und betragen:

- bis zu 500 kW installierter elektrischer Leistung      20 Pf./kWh
- bis zu 5 Megawatt installierter elektrischer Leistung    18 Pf./kWh
- ab 5 Megawatt elektrischer Leistung                      17 Pf./kWh.

Als weitere bedeutende Maßnahme der Bundesregierung zur Förderung erneuerbarer Energien ist das seit dem 1. September 1999 deutlich aufgestockte „**Marktanreizprogramm erneuerbare Energien**“ anzusehen. Mit diesem Programm soll der Investitionskostennachteil der erneuerbaren Energien gegenüber den im Markt eingeführten fossilen Energien reduziert werden. Die Bundesregierung hat dafür jährlich 200 Millionen DM, in den nächsten **fünf Jahren 1 Milliarde DM** an Fördermitteln vorgesehen. Einer der wichtigsten Förderschwerpunkte werden dabei Biomasse-Verbrennungsanlagen sowie Biogasanlagen sein.

Und nicht zuletzt führt natürlich auch die Ökosteuer zu einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Bioenergieträgern zur Wärme- und Treibstoffherzeugung.

Abschließend soll noch auf eine spezielle Förderaktivität der Bundesregierung zu dem Thema Vergasung hingewiesen werden. Am 11. März hat das BML im Bundesanzeiger eine Bekanntmachung veröffentlicht, mit dem um Beteiligung an einer Evaluierung des bisherigen Entwicklungsstandes der thermochemischen Vergasung zur energetischen Nut-

zung von Biomasse gebeten wird. Eine Vielzahl von Aktivitäten ist im diesem Bereich der Bioenergienutzung zu beobachten und um zu konkreten umsetzbaren Verfahren zu kommen, soll eine Ist-Analyse der Bundesregierung Entscheidungshilfe für den weiteren Weg liefern.

Alle Fördermaßnahmen der Bundesregierung zusammen haben das Ziel, die Verwendung von erneuerbaren Energieträgern und darunter auch der Biomasse zu stärken. Für die Zukunft kommt es darauf an, Schritt für Schritt die Kette von der Produktion über die Aufbereitung, Logistik bis zur effizienten Umwandlung in Energie hin zu wettbewerbsfähigen Nutzenergien weiterzuentwickeln.

Der ländliche Raum profitiert bereits derzeit vom zunehmenden Interesse an der Bioenergie. Bei allen Projekten, bei denen Erdgas und Erdöl als Energieträger ersetzt werden, fließt das Geld für den Brennstoff nicht ins Ausland, sondern es bleibt in der Region. Leider ist das derzeit noch nicht so viel, wie vom Potential her möglich wäre, aber ein Anfang ist gemacht. Die seit Anfang des Jahres spürbare Verteuerung der fossilen Rohstoffpreise hat das Interesse an Biobrennstoffen wie Holz, Holzpellets und Biogas deutlich wachsen lassen. Die Förderung der Bundesregierung wird dazu beitragen, dass dieses Einkommenspotential für den ländlichen Raum zunehmend erschlossen werden kann.

*Anschrift des Autors:*

*Dr. Gerhard Justinger*

*Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten*

*Rochusstr. 1*

*53123 Bonn*

# Der klassische Dampfprozeß: Möglichkeiten und Grenzen in der Praxis

*H. Roll, J. Matschke*  
*EnBW Ingenieure GmbH, Stuttgart*

## 1 Allgemeines

Die nachhaltige Energieversorgung mit CO<sub>2</sub>-neutralen Brennstoffen, wie Biomasse, gewinnt weltweit zunehmend an Bedeutung. Neue politische Rahmenbedingungen, wie z. B. das Erneuerbare-Energien-Gesetz, unterstützen die breite Markteinführung von biomassegefeuerter Anlagen in Deutschland. Insbesondere die von der EU festgelegte Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen kann nur durch umfangreichen Einsatz von erneuerbaren Energien erreicht werden. Hierbei besitzen biogene Brennstoffe eine große Bedeutung für die Durchsetzung der Ziele.

In einer modernen ökologischen Energiewirtschaft sollten zur Bereitstellung von Elektroenergie und Wärme für den thermischen Energieumwandlungsprozeß vorliegende, heimische Brennstoffe genutzt werden. Sind diese nicht in ausreichender Menge vorhanden, können sie in gewissem Umfang produziert werden (nachwachsende Rohstoffe, „Energiepflanzen“). Unter bestimmten Bedingungen lassen sich auch Abfallprodukte aus Industrie und Gewerbe nutzen. Damit können die CO<sub>2</sub>-Emissionen weiter gesenkt werden und die regionale Wirtschaft, vor allem die klein- und mittelständische Industrie, profitiert von der Wertschöpfung (Recyclinghöfe, Biomassebereitstellung).

Dies verlangt den Einsatz von Verfahren, die feste Brennstoffe nutzen können, hohe Wirkungsgrade erzielen und eine hohe Zuverlässigkeit aufweisen.

Heute werden zur Verstromung fester Biomassen fast ausschließlich Dampfkraft-Prozesse eingesetzt. Dampfkraft-Prozesse stellen bis heute die einzige robuste und zuverlässige Technologie zur thermischen Nutzung von Biomassen dar und besitzen daher eine große Bedeutung.

## 2 Charakterisierung von Biomasse, Aufkommen, Potentiale und Preise

Das technische Energiepotential von festen biogenen Energieträgern in Deutschland wird von [1,2] mit ca. 1.185 PJ/a angegeben (Tabelle 1).

Tabelle 1: Technisches Potential von Bioenergien [3]

Energieträger	Technisches Energiepotential in der BRD
Waldrestholz (ohne Auswirkung des Orkans „Lothar“)	ca. 142 PJ/a
Sonst. Restholz	ca. 99 PJ/a
Stroh	ca. 104 PJ/a
Biogas – Gülle, Mist	ca. 81 PJ/a
Deponiegas	ca. 16 PJ/a
Klärgas	ca. 27 PJ/a
Biogas – Biomüll	ca. 11 PJ/a
Energiepflanzen – Festbrennstoffe <sup>a</sup>	max. ca. 840 PJ/a
Energiepflanzen – Pflanzenöl <sup>a, b</sup>	max. ca. 92 PJ/a
Energiepflanzen – Alkohol <sup>a, b</sup>	max. ca. 425 PJ/a
<b>Summe am Beispiel Festbrennstoffe</b>	<b>ca. 1.185 PJ/a</b>

- a. Bezugsbasis der verfügbaren Anbaufläche 4 Mio. Hektar; die verschiedenen Energiepflanzenarten konkurrieren um diese begrenzte Anbaufläche, so daß die genannten Potentiale die jeweiligen Maximalwerte unter Ausschluß der Konkurrenzprodukte darstellen
- b. Unter Berücksichtigung von Fruchtfolgerestriktionen

Biomassen sind durch eine geringe Energiedichte gekennzeichnet, d. h. es ist ein relativ großes Volumen Brennstoff je Energiegehalt verglichen mit konventionellen Brennstoffen zu handhaben. Daraus folgt ein erhöhter Aufwand bei der Brennstofflogistik und somit eine wirtschaftliche und ökologische Begrenzung für den Transportweg bei der Biomasseverbrennung. Stellvertretend für die breite Palette an biogenen Brennstoffen, die unter dem Namen Biomasse zusammengefaßt werden, sei hier kurz auf die beiden wichtigsten Vertreter, Holz und Stroh, eingegangen.

## 2.1 Holz – Charakteristik, Vorkommen, Verwendung

Der Brennstoff Holz ist gegenüber anderen nachwachsenden Rohstoffen durch einen hohen Anteil an Wasser (Frischholz) und einem geringen Anteil an Asche gekennzeichnet. In naturbelassenem Holz liegen relativ wenig Schadstoffe und Schwermetalle vor.

Holz besteht aus organischen Komponenten in einer Vielzahl von einzelnen Zellen. Die Hauptbestandteile des Holzes sind Cellulose, Hemicellulose, Lignin und Holzpolyosen.

Bei der thermischen Nutzung von Holz wird der Hauptteil der Holzsubstanz bei der Pyrolyse in flüchtige Bestandteile aufgespalten. Rund 82 % der Holzmasse werden vor der Oxidation zu Gasen umgewandelt, nur 18 % bleiben als Holzkohle und knapp 1 % als Asche zurück [4]. Dies führt zu einem guten Zündverhalten und einem schnellen Abbrand des Holzpartikels.

Altholz ist ein Abfallprodukt aus dem Stoffkreislauf und fällt am Ende der Gebrauchsdauer verschiedenster Holzsortimente an, z. B. Verpackungsholz, Paletten sowie Bahnschwellen, Telefonmasten und Bauholz. Der Rohstoff Holz wird bei den letztgenannten Sortimenten zur Erhöhung der Nutzungs- und Lebensdauer teilweise mit Flammschutz- und Holzschutzmitteln behandelt oder man versiegelt seine Oberfläche. Dabei sind Hölzer mit halogenorganischen Beschichtungen und mit Holzschutzmitteln behandelte Hölzer besonders zu beachten. Diese Mittel zur Verbesserung der Gebrauchseigenschaften des Holzes sind gekennzeichnet durch einen hohen Anteil an toxischen organischen Stoffen, Schwermetallen und Halogeniden.

KALTSCHMITT und BRIDGEWATER [5] schätzen das technisch nutzbare Holzaufkommen in der Europäischen Union auf 1.048 PJ/a. Wenn man

bei Anlagen mit Holznutzung von 5.000 Volllaststunden im Jahr ausgeht, ergibt das eine Leistung von 200 GW. Das entspricht circa der in Deutschland eingesetzten Brennstoffleistung.

Das gesamte jährliche Aufkommen an Brennholz in Deutschland beträgt derzeit 13,5 Mio. m<sup>3</sup> (7 Mio. m<sup>3</sup> Industrieresthölzer, 4,5 Mio. m<sup>3</sup> aus der Forstwirtschaft; 2 Mio. m<sup>3</sup> Papierindustrie). Diese Menge entspricht einem Energieinhalt von 3,5 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten oder 100 PJ/a [4].

Das Nutzungspotential der Forstwirtschaft wird mit 10-15 Mio. m<sup>3</sup> eingeschätzt.

Mit diesen Mengen könnte man 2-3 % des Primärenergiebedarfs Deutschlands abdecken (11 bis 13 Mio. t SKE oder 350 PJ/a).

Der Energieertrag von potentiell energiemarktrealisierbaren Holz in Deutschland wird in [3] mit 97 PJ/a angegeben. Dabei ist der Anteil der verschiedenen Hölzer am jährlichen Aufkommen recht unterschiedlich.

*Tabelle 2: Das potentiell energiemarktrealisierbare Holzangebot (ohne Auswirkung des Orkans „Lothar“) [3]*

<b>Holzart</b>	<b>Energieertrag, PJ/a</b>
Waldrestholz	29
Durchforstungsholz	26
Pflege- und sonst. Holz	0,4
Summe Waldholz	55
Industrierestholz	34
Verfügbares Altholz	7
Summe Gebrauchtholz	41
<b>Gesamtsumme</b>	<b>97</b>

Heute spielt in Deutschland der Einsatz von Holz als Brennstoff mit einem Anteil von 7 % an erneuerbaren Energien eine untergeordnete Rolle [6]. Wenn Holz zu energetischen Zwecken eingesetzt wird, erfolgt die Anwendung vorwiegend im unteren Leistungsbereich [7]. Damit ist Holz mit weniger als 1 % an der Primärenergie in Deutschland beteiligt.

Die Preise für Holz können, je nach Herkunft, Angebot und Nachfrage, positiv oder negativ sein. Im Allgemeinen zahlt man für unbehandeltes Altholz etwa bis 30 DM/t. Waldrestholz dagegen kostet ca. 120 DM/t. Für kontaminierte Hölzer werden üblicherweise Erlöse von 100 bis 200 DM/t erzielt. Die folgende Tabelle zeigt die Preisentwicklung bei den Althölzern von 1997 bis 1998.

*Tabelle 3: Altholzpreise nach [3]*

Preis in DM/t	17.10.1997	23.04.1998	30.07.1998	30.10.1998
<b>1. Unbehandeltes Holz, absolut sauber</b>				
Nicht geschreddert	-20 bis +20	0 bis +15	-5 bis +25	0 bis +25
Geschreddert	-10 bis +30	+10 bis +25	+5 bis +25	+10 bis +30
<b>2. Behandeltes Holz</b>				
Nicht vorgebrochen	-60 bis -30	-50 bis -20	-50 bis -20	-50 bis -20
Vorgebrochen	-50 bis -20	-35 bis -10	-35 bis -10	-35 bis -10
<b>3. Kontaminiertes Holz</b>				
Nicht geschreddert	-250 bis -100	-250 bis -100	-250 bis -100	-250 bis -100
Preise gelten für größere Mengen frei Verwerter				
Bei negativen Preisangaben handelt es sich um Zahlungen des Sortierers an den Verwerter				

Zum Einsatz in Feuerungen wird Holz heute überwiegend gehäckselt und geschreddert. In der Holzverarbeitenden Industrie sowie in der Papierindustrie ist die thermische Nutzung von Sägespänen und Rinde verbreitet.

## 2.2 Stroh – Charakteristik, Aufkommen, Verwendung

Stroh ist wie Holz ein organisches Material auf pflanzlicher Basis und besteht somit ebenfalls zum großen Teil aus Kohlenstoff und Sauerstoff. Der Anteil an Wasser und Asche ist gering. Mit einem Heizwert von durchschnittlich 15.000 kJ/kg und einem hohen Gehalt an Flüchtigen bietet sich dieser Stoff zur energetischen Nutzung an. Die Anteile von Stickstoff und Chlor sind allerdings in diesem Brennstoff vergleichsweise sehr

hoch. Ursache dafür ist der Einsatz von Düngemitteln in der Landwirtschaft.

Stroh als „Abfallprodukt“ hat in der Landwirtschaft einen festen Platz und ist in einem Stoffkreislauf eingebunden. Um diesen Kreislauf der Landwirtschaft nicht zu unterbrechen, können daher nur 10-20 % des vom Feld eingebrachten Strohs nutzbar gemacht werden. Dies führt zu einem Potential in Deutschland von ca. 104 PJ/a.

Stroh wird mit einem Feuchtegehalt von etwa 30 % geerntet und auf dem Feld getrocknet. Das hat den Vorteil, daß der Brennstoff vorgetrocknet zur Verfügung steht. Die Nutzung erfolgt mit einer Restfeuchte von 15 bis 16 %.

Stroh als Brennstoff wird überwiegend pelletiert oder als Ballen eingesetzt. Diese Art der Brennstoffaufbereitung hat den Vorteil, daß das Stroh sich so leichter stapeln läßt, ermöglicht einen automatischen Transport vom Lager zum Kessel, verbilligt die Lagerung und ist verfahrenstechnisch günstiger zu handhaben.

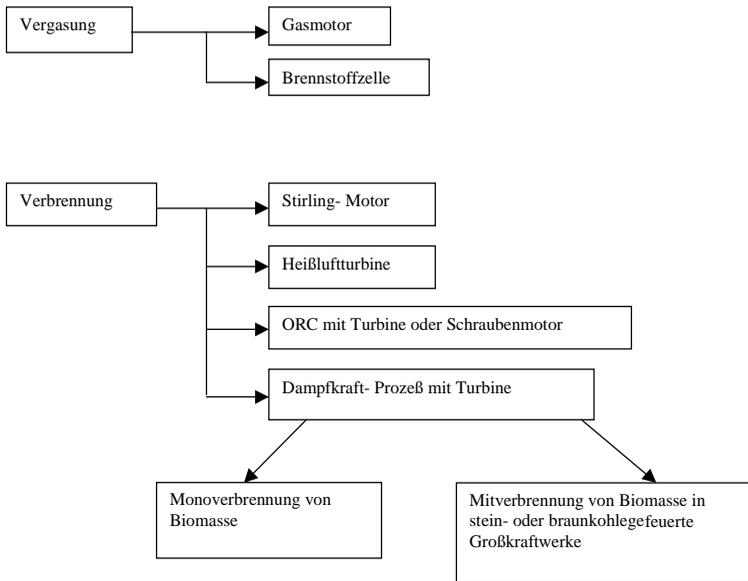
Bei der Verwendung von Stroh als Energieträger kann die vorhandene Infrastruktur der Landwirtschaft hinsichtlich der Speicherung und Trocknung genutzt werden.

Stroh wird als Brennstoff in einigen Heizkraftwerken bereits zugefeuert. Dabei ist Dänemark in Europa ein Vorreiter auf diesem Gebiet. 1993 wurde das erste und bisher einzige Stroh-Heizwerk Deutschlands in Schkölen (Thüringen) in Betrieb genommen.

Da Stroh und Getreidepflanzen in der Landwirtschaft produziert werden und mit dem Anstreben kurzer Transportwege des Brennstoffs zum Verbraucher, erfolgt ein Einsatz hauptsächlich in Energieanlagen zur dezentralen Energieversorgung im ländlichen Bereich.

### **3 Prozesse zur Stromerzeugung aus fester Biomasse**

Heute gibt es eine breite Palette unterschiedlicher Verfahren zur energetischen Verwendung von Biomasse (Abbildung 1). Dabei besitzt die Verbrennung der Biomasse und die Nutzung der thermischen Energie in Dampfkraft-Prozessen die größte Bedeutung. Darüber hinaus kann die Nutzung der bei der Verbrennung freiwerdenden Wärme in einem Stirling-Motor, einer Heißluftturbine oder mit einem ORC-Prozeß erfolgen.



*Abbildung 1: Prozesse zur Stromerzeugung aus fester Biomasse*

Neben der Verbrennung versuchen sich neue alternative Verfahren, wie die Vergasung mit gekoppeltem Gasmotor oder Brennstoffzelle, am Markt zu positionieren. Allerdings befinden sich diese Verfahren größtenteils erst im Entwicklungs- bzw. Demonstrationsstadium.

Im Allgemeinen erfolgt heute die Bereitstellung von Elektroenergie und Wärme durch Verfahren auf Grundlage thermodynamischer Kreisprozesse. Dabei besitzt der Dampfkraft-Prozeß als Grundprozeß nahezu aller Kraftwerksanlagen eine enorme Bedeutung.

## 4 Auslegung und Wirkungsgrade von Dampfkraft-Prozessen

### 4.1 Thermodynamische Grundlagen (Der ideale Clausius-Rankine-Prozeß)

Beim idealen Clausius-Rankine-Prozeß wird Speisewasser in den Dampferzeuger gefördert, isobar verdampft und gegebenenfalls überhitzt. Da-

nach erfolgt eine isentrope Entspannung des Dampfes in der Turbine und anschließend wird der Dampf im Kondensator isobar verflüssigt. Das Wasser wird danach wieder über die Speisepumpen dem Dampferzeuger zugeführt.

Abbildung 2 zeigt schematisch den Dampfkraft- Prozess.

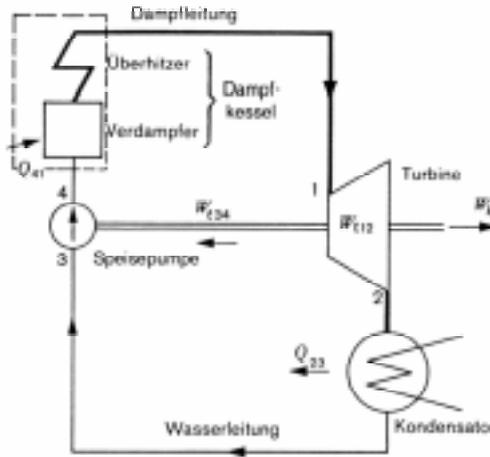


Abbildung 2: Schaltbild des Dampfkraft- Prozesses [8]

Im T-s-Diagramm läßt sich dieser Prozeß wie in Abb. 3 gezeigt darstellen.

Der Quotient aus der Nutzenergie ( $H_1-H_2$ ) und der zugeführten Brennstoffenthalpie ( $H_1-H_4$ ) ergeben den theoretischen Wirkungsgrad des Dampfkraft- Prozesses.

Bei einem Prozeß mit einem Frischdampf (FD)-Druck von 20 bar, einer FD-Temperatur von 500 °C und einem Kondensationsdruck von 1 bar, liegt der Wirkungsgrad des thermodynamischen Kreisprozesses bei ca. 22 %.

Wie in Abbildung 3 dargestellt, ist die spezifische Leistung die eingeschlossene Fläche des Kreisprozesses. Durch eine Vergrößerung dieser Fläche kann eine Anhebung des Wirkungsgrades erfolgen. Dazu bestehen im Prinzip folgende Möglichkeiten:

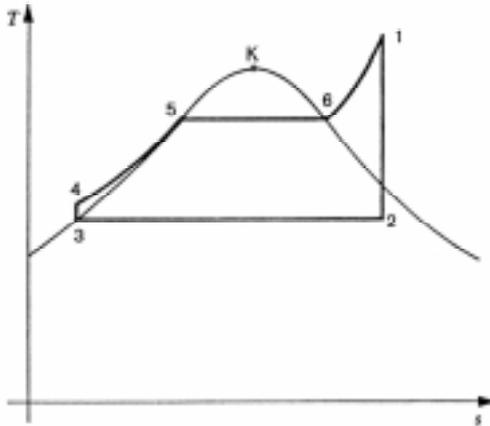


Abbildung 3: Clausius-Rankine-Prozess im T-s-Diagramm [8]

- Erhöhung der Frischdampf Temperatur
- Erhöhung des Frischdampfdruckes
- Verringerung des Kondensatordruckes
- Anzapf vorwärmung

Dabei ist eine Erhöhung der Frischdampf Temperatur und des Frischdampfdruckes begrenzt durch einen wirtschaftlichen Einsatz der zur Verfügung stehenden Werkstoffe sowie durch konstruktive Probleme an den Turbinen (Laufschaukelgröße und Spaltverluste). Heute werden für Dampfkraftprozesse mit geringeren elektrischen Leistungen FD-Parameter von 450–480 °C und 2–5 MPa realisiert. Großkraftwerke arbeiten mit über 540 °C und überkritischen Dampfdrücken (> 25 MPa).

Ein weiterer Weg zur Erhöhung des Wirkungsgrades besteht in der Verringerung des Kondensationsdruckes im Kondensator. Dieser Druck wird maßgeblich durch die Umgebungsbedingungen und/oder das Kühlverfahren bestimmt. Luftgekühlte Anlagen erreichen Kondensationsdrücke von etwa 0,2–0,5 bar, wassergekühlte Anlagen bis zu 0,01 bar. Wird Heizwärme bzw. Heißdampf ausgekoppelt, ist durch die Anforderungen des Verbrauchers der Expansionsenddruck festgelegt. Wie weit bei den Kondensations- oder Entnahme-Kondensationsturbinen die Kondensationslinie im T-s-Diagramm nach unten verschoben werden kann,

ist abhängig von der zulässigen Dampffeuchte im Niederdruckteil der Turbine.

Um die Dampffeuchte zu verringern, besteht die Möglichkeit der Zwischenüberhitzung des Dampfes und damit einer Vergrößerung des nutzbaren Enthalpiegefälles in der Dampfturbine. Diese Maßnahme erhöht den Wirkungsgrad um etwa 0,5 %.

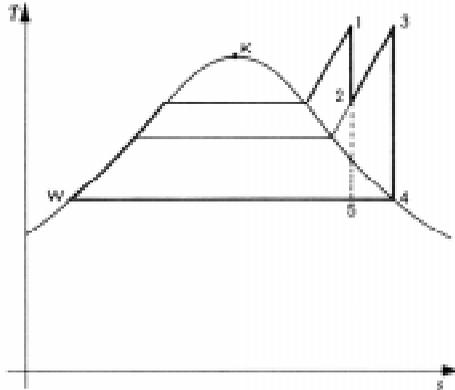


Abbildung 4: Zwischenüberhitzung im T-s-Diagramm [8]

Den größten Einfluß auf die Wirkungsgradsteigerung besitzt die Verringerung des Kondensationsdruckes. Eine Anhebung des Frischdampfdruckes ist weniger effektiv. Den geringsten Einfluß hat, innerhalb der realisierbaren Grenzen, die Erhöhung der Frischdampftemperaturen (Abbildung 5).

Ein weiterer Weg, den Wirkungsgrad des Dampfkraft-Prozesses anzuheben, ist mit einer Vorwärmung des Speisewassers durch Dampfenentnahmen aus der Turbine gegeben.

Wenn man aus einem Dampfkraft-Prozeß mit den oben genannten FD-Parametern und Kondensationsdruck (20 bar, 500 °C, 1 bar) eine Anzapfmenge von 10 % bei einer Druckstufe von 3 bar entnimmt und eine Direktvorwärmung realisiert, führt das zu einer Wirkungsgrad-erhöhung von rund 2,5 %.

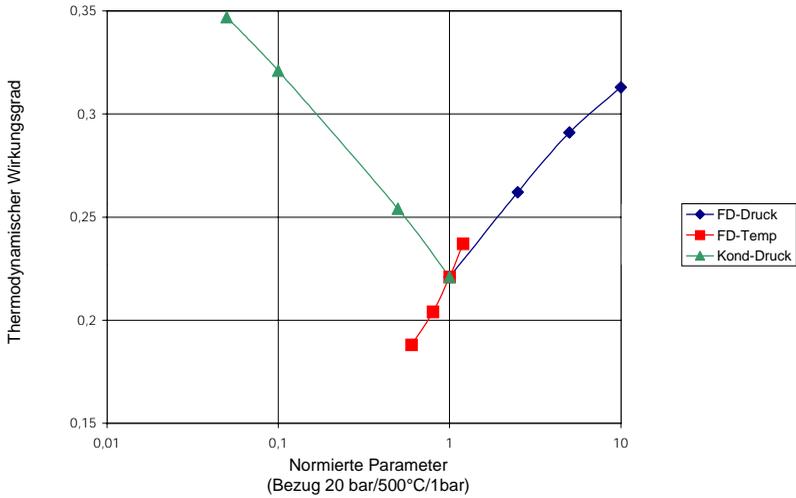


Abbildung 5: Einfluß der bestimmenden Parameter des Dampfkraft-Prozesses auf eine Wirkungsgradsteigerung

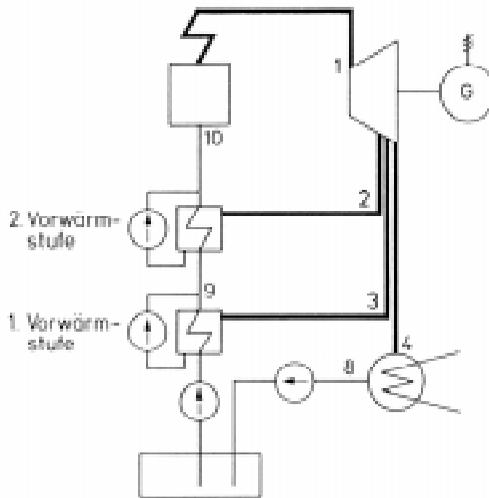


Abbildung 6: Vorwärm-schaltung im Dampfkraft- Prozeß [8]

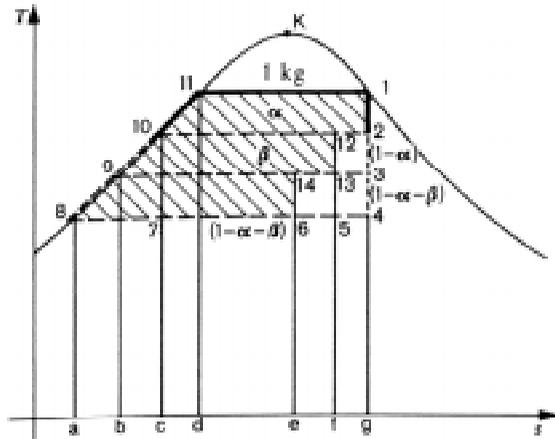


Abbildung 7: Die Speisewasser-Vorwärmung im T-s-Diagramm [8]

## 4.2 Der reale Dampfkraft-Prozeß

Der reale Dampfkraftprozeß besteht aus einer Vielzahl von Einzelkomponenten und stellt ein komplexes Energieumformungssystem dar (Abbildung 8). Die wichtigsten Komponenten sind der Dampferzeuger, die Turbine, der Kondensator oder Fernheizsystem, die Kondensatpumpen, der Speisewasserbehälter und die Speisewasserpumpen. Im Allgemeinen wird eine Vorwärmung des Speisewassers aus energetischen Gründen angestrebt, der Einsatz erfolgt aber nur bei entsprechender Wirtschaftlichkeit.

Die Dampfparameter des realen Dampfkraft-Prozesses sind, im Gegensatz zum idealen Prozeß aus oben genannten Gründen, begrenzt.

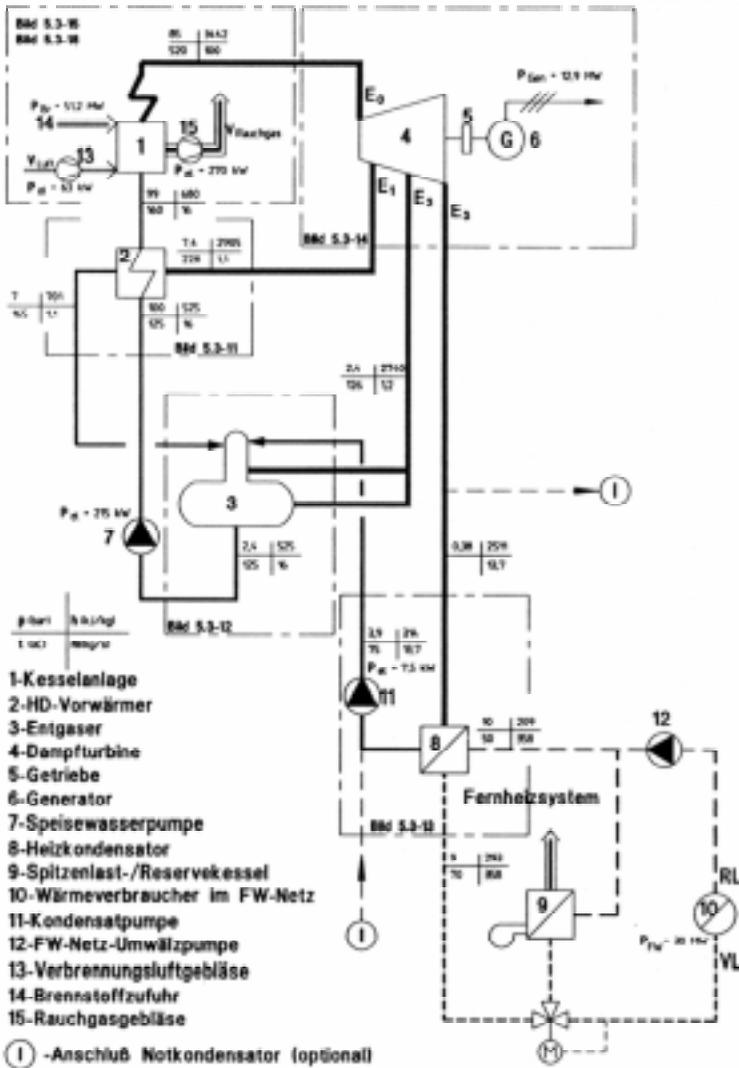


Abbildung 8: Beispielhaftes Dampfprozessschema [7]

Dabei werden bei der Auslegung üblicherweise folgende Werte angestrebt:

Tabelle 4: Typische Frischdampfzustände bei Dampfkraftwerken

Thermische Nutzleistung des Heizkraftwerks	Frischdampfdruck [bar]	Frischdampftemperatur [°C]
Bis 25 MW	25 40/42	250 420/450
Von 25 bis 100 MW	60 80	485 525
Von 100 bis 200 MW	125	530
Über 200 MW	185 (mit ZÜ) 160 (mit ZÜ)	535 (mit ZÜ) 535 (mit ZÜ)

#### 4.3 Wirkungsgrade bei realen Dampfkraftprozessen

Wie in Abbildung 9 gezeigt wird, setzt sich der reale Wirkungsgrad aus den Einzelwirkungsgraden zusammen.

Der elektrische Nettowirkungsgrad läßt sich daher wie folgt darstellen:

$$\eta_{el,real} = \eta_{th} * \eta_{Turb,is} * \eta_{RL} * \eta_{Kessel} * \eta_{mech} * \eta_{Gen} * \eta_{eigen} \quad [\text{Gleichung 1}]$$

- $\eta_{th,is}$  thermischer Wirkungsgrad des verlustlosen Kreisprozesses
- $\eta_{Turb,is}$  Vergleichsgütegrad der Expansion (innerer oder isentroper Turbinenwirkungsgrad)
- $\eta_{RL}$  Rohrleitungswirkungsgrad zwischen Kesselhaus und Turbine
- $\eta_{Kessel}$  Kesselwirkungsgrad
- $\eta_{mech}$  mechanische Wirkungsgrad der Turbine (evtl. auch Getriebe)
- $\eta_{Gen}$  Generatorwirkungsgrad
- $\eta_{eigen}$  Eigenbedarfswirkungsgrad

Die Teilwirkungsgrade sind stark abhängig von der Anlagengröße. Je kleiner die Komponenten werden, um so größere spezifische Verluste weisen sie auf (Tabelle 5).

Wenn man mit den in der angegebenen Teilwirkungsgraden den oben genannten Prozeß (500 °C/20 bar/1 bar) berechnet, so erhält man für den

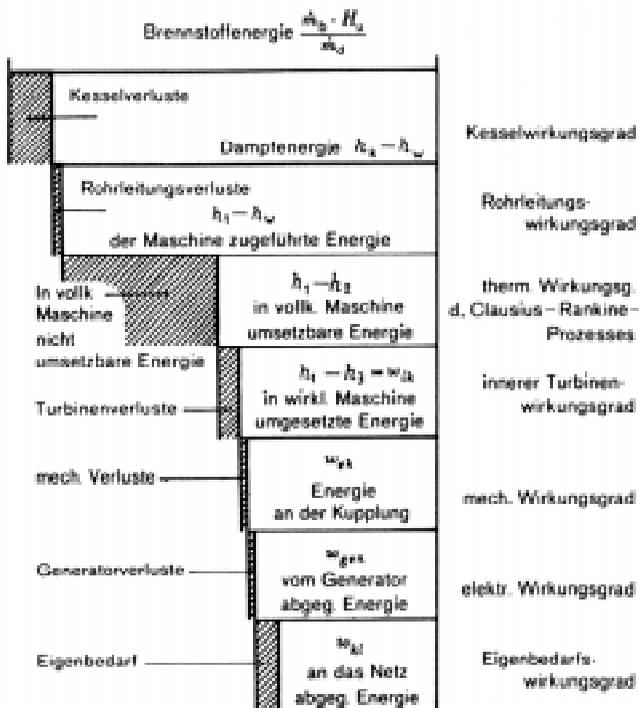


Abbildung 9: Wirkungsgrade bei Dampfkraftanlagen

Tabelle 5: Teilwirkungsgrade von Turbine und Generator [7]

	Generatorklemmleistung	
	0,1 bis 5 MW <sub>el</sub>	5 bis 50 MW <sub>el</sub>
$\eta_{Turb,is}$	0,65 bis 0,82	0,78 bis 0,85
$\eta_{mech}$	0,98	0,99
$\eta_{Getriebe}$	0,96 bis 0,97	0,97 bis 0,98
$\eta_{Gen}$	0,96 bis 0,97	0,97 bis 0,98

realen Dampfkraft-Prozeß einen Nettowirkungsgrad von nur noch 13-19 %. Das entspricht etwa  $\frac{1}{2}$  bzw.  $\frac{3}{4}$  des theoretisch möglichen Wirkungsgrades des Clausius- Rankine- Prozesses von 22 % (Tabelle 6).

**Tabelle 6:** Beispielrechnung des realen Prozeßwirkungsgrades aus den Teilwirkungsgraden

	Generatorklemmleistung	
	0,1 bis 5 MW <sub>el</sub>	5 bis 50 MW <sub>el</sub>
$\eta_K$	0,8	0,85
$\eta_{RL}$	0,99	0,99
$\eta_{th, is}$	500 °C/50 bar/1 bar -> 0,262	500 °C/100 bar/1 bar -> 0,291
$\eta_{Turb, is}$	0,65 – 0,82	0,78 – 0,85
$\eta_{mech+Getr}$	0,95	0,965
$\eta_{Gen}$	0,96 – 0,97	0,97 – 0,98
<b><math>\eta_{Gesamt}</math></b>	<b>0,507*<math>\eta_{th, is}</math></b>	<b>0,65*<math>\eta_{th, is}</math></b>
<b><math>\eta_{Prozeß}</math></b>	<b>0,133</b>	<b>0,189</b>

#### 4.4 Grenzen des Dampfkraft-Prozesses

Wie unter Kapitel 4.1 bereits erwähnt, sind die Möglichkeiten zur Wirkungsgraderhöhung in der Praxis begrenzt. In Tabelle 7 sind die wichtigsten Maßnahmen dargestellt.

#### 4.5 Wirkungsgrade realisierter Anlagen

Mit den Begrenzungen der Betriebsparameter von Dampfkraft-Prozessen werden heute bei kleinen Anlagen, wie in der Tabelle 7 dargestellt, etwa Wirkungsgrade um 14–18 % erreicht. Mittelgroße Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer 10–15 MW können mit entsprechendem Investitionsaufwand Wirkungsgrade bis etwa 30 % realisieren. Große Anlagen, mit einer elektrischen Leistung über 100 MW, erreichen heute Wirkungsgrade, die herkömmlichen Großkraftwerken (ca. 40 %) entsprechen.

Insbesondere das Konzept des Biomasse-HKW's in Altenstadt mit einer optimierten Technik (Vorwärmung und niedrigem Expansions-

Tabelle 7: Begrenzungen der Wirkungsgraderhöhung beim Dampfkraft-Prozeß

Parameter	Einfluß auf	Begrenzender Faktor
FD- Temperatur	$\eta_{th,is}$	Werkstoff und die entsprechenden Investitionskosten, Verschlackung, Betriebssicherheit, Korrosion
FD- Druck	$\eta_{th,is}$	Werkstoff und die entsprechenden Investitionskosten, passende Dampfturbine in der jeweiligen Leistungsklasse, Betriebssicherheit
Kondensationsdruck	$\eta_{th,is}$	Kühlmitteltemperatur, z. B. Luft 35 °C oder Temperatur der Wärmenutzung, Temperaturdifferenz Kühlmedium/Dampf, Verschmutzung, Dampffeuchte am Turbinenaustritt
Vorwärmung	$\eta_{th,is}$	Investitionskosten, Betriebssicherheit
Anzahl der Dampfturbinenstufen	$\eta_{Turb,is}$	Investitionskosten
Economiser, Luftvorwärmer	$\eta_K$	Investitionskosten, Taupunkt und Taupunktkorrosion, Verschmutzung

druck) zeigt, daß auch Anlagen mit geringerer elektrischer Leistung hohe Wirkungsgrade erzielen können [9]. Allerdings steht hier der Nachweis für diese hohen Werte noch aus.

Durch die wirtschaftlichen Randbedingungen (siehe Kapitel 5) ist bei der thermischen Nutzung von Biomasse eine Auskopplung von Heizwärme in den meisten Fällen erforderlich. Damit können keine reinen Kondensationsturbinen eingesetzt werden. Der Gegendruck ist oftmals hoch (> 1 bar). Dies begrenzt die erreichbare elektrische Leistung und auch den elektrischen Wirkungsgrad (siehe Kapitel 4.1).

Wenn es gelingt, oben genannte Maßnahmen zur Erhöhung des Wirkungsgrades wirtschaftlich einzusetzen, sind Wirkungsgrade über 25 % möglich.

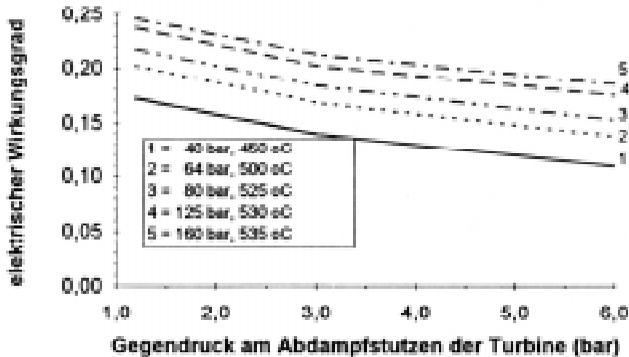


Abbildung 10: Klemmenwirkungsgrade typischer Dampfturbinen Heizkraftwerke [7]

Tabelle 8: Vergleich der Betriebsparameter und Wirkungsgrade ausgeführter Anlagen

Name der Anlage	Brennstoff	FWL (MW)	FD- Temp. FD-Druck Kond-Druck	$P_{el}$ (MW)	$P_{th}$ (MW)	$\eta_{el,brutto}$ (%)	$\eta_{th}$ (%)	Besonderheiten
Oberrot	Rinde	2 x 18	420 °C/42 bar/ 0,2 bar	4,9	12	14	50	
Altenstadt	Waldrestholz, Sägerestholz, Grünschnitt	35		<11,5	<20	<31,8	<43,2	3stufige Vorwärmung (2HD, 1ND)
Hornitex (Beeskow)	Altholz,	Ca. 85	480 °C/89 bar					
Cuijk (NL)	Waldrestholz	78	525 °C/100 bar	24,6		31,5 (netto)		
Alholmens (SF)	Rinde, Restholz, Torf	550	545 °C/165 bar ZÜ: 545°C/40 bar	240		43,6		ZÜ, hohe Dampfparameter
Heilbronn Block 7	Steinkohle	2000	540 °C/220bar/ 0,02 bar/ ZÜ: 540°C/52 bar	640	340	46	20	

## 5 Ökonomische Randbedingungen

### 5.1 Biomassepreise

Der Begriff Biomasse umfaßt ein breites Spektrum an verschiedenen biogenen Stoffen. Den bedeutendsten Anteil bei der thermischen Nutzung weisen die Reststoffe aus der Land- und Forstwirtschaft auf.

Im Allgemeinen sind zur thermischen Nutzung die Reststoffe, die es sonst zu entsorgen gilt, billiger als die extra angebauten „Energiepflanzen“. Hier können sogar negative Brennstoffpreise erzielt werden. Dagegen müssen für Waldrestholz hohe Preise von bis zu 40 DM/MWh<sub>H<sub>u</sub></sub> gezahlt werden (siehe Tabelle 3). Dieser Preis wird sehr stabil gehalten, selbst wenn ein Überschuß vorhanden ist (Sturmschäden 1999). Daher zählen zu den am meisten eingesetzten biogenen Energieträgern Sägestholz, Recyclingholz, Rinde, Stroh, Grünschnitt, Pflügeheu. Aufgrund der schwierigen wirtschaftlichen Situation von Biomasseanlagen erfolgt heute zunächst die Nutzung des Potentials der preiswerten Biomasse. Daher haben insbesondere die Reststoffe aus der Holzverarbeitenden Industrie gegenwärtig einen großen Anteil an der energetischen Nutzung von Biomasse. Für Rinde, die entsorgt werden muß, sind heute Preise von < 15 DM/MWh<sub>H<sub>u</sub></sub> realistisch.

### 5.2 Erlöse für Strom und Wärme bei der energetischen Biomasse-nutzung

#### 5.2.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz und Biomasseverordnung

Am 25.02.2000 verabschiedete der Deutsche Bundestag das „Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)“ [10]. Hierin werden u. a. die Vergütung von mit Biomasse bereitgestelltem Strom geregelt. In das EEG fallen alle Anlagen mit einer elektrischen Leistung unter 20 MW<sub>el</sub>.

*„Dabei bemißt sich die Leistung nach dem Jahresmittel der in den einzelnen Monaten gemessenen mittleren elektrischen Wirkleistung.“* [10].

Des Weiteren kommt das EEG nur für Anlagen zur Geltung, die ausschließlich Elektroenergie auf Grundlage unbelasteter Biomasse erzeugen. Dabei findet das Ausschließlichkeitsprinzip Anwendung, d. h. es gilt *„nicht für Bahnschwellen, Spanplatten mit synthetischen Bestandteilen, schadstoffhaltige Hölzer“*.

Die Vergütung der aus Biomasse erzeugten Elektroenergie ist abhängig von der bereitgestellten elektrischen Wirkleistung. Wie oben bereits erwähnt, steigen die spezifischen Investitionskosten mit abnehmender Leistung stark an. Daher wurden die in der Tabelle 9 angegebenen gestaffelten Vergütungen eingeführt.

Die Vergütung für neue Anlagen erfolgt mindestens 20 Jahre, ohne das Jahr der Inbetriebnahme gerechnet.

*Tabelle 9: Vergütung des Stromes aus Biomasseanlagen in Abhängigkeit von der Leistung [nach 10]*

Elektrische Wirkleistung	Vergütung des Stromes
500 kW	20 Pf/kWh
< 5000 kW	18 Pf/kWh
> 5000 kW	17 Pf/kWh

Für das oben genannte Biomasse-HKW Altenstadt wurden Investitionskosten von 5.320 DM/kW<sub>el</sub> angegeben [9]. Herkömmliche Kohlekraftwerke erreichen dagegen 2.000 DM/kW<sub>el</sub> oder weniger. Es ist wirtschaftlicher, die Anlagen möglichst groß auszulegen, sofern die Abgabe von Elektroenergie und Wärme möglich ist. Eine weitere Kostenreduktion kann durch Standardisierung der Anlagen erfolgen.

### 5.2.2 Wärmeerlöse

Biomasseanlagen werden heute oftmals zur Wärmeversorgung eingesetzt. Dabei stehen sie unter erheblichem Wettbewerbsdruck mit Erdgas und HEL. Durch die Verteuerung der Konkurrenzenergieträger (Erhöhung des Rohölpreises) und durch die Ökosteuer sind höhere Erlöse für erzeugte Wärme bzw. Dampf aus biomassegefeuerten Anlagen möglich.

## 6 Verfahrenskonzepte zur energetischen Nutzung von Biomasse in Dampfkraft-Prozessen

### 6.1 Mitverbrennung in kohlegefeuerten Großkraftwerken

Kohlegefeuerte Großkraftwerke ( $P > 100 \text{ MW}_{\text{el}}$ ) arbeiten heute überwiegend mit einer Staubfeuerung oder als ZWS mit nachgeschaltetem Dampfkraft-Prozeß.

Der Dampfkraft-Prozeß ist dabei charakterisiert durch hohe FD-Drücke ( $> 18 \text{ MPa}$ ) und FD-Temperaturen ( $> 530 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Kondensationsturbinen oder Entnahme-Kondensationsturbinen mit niedrigem Abdampfdruck kommen ebenso zum Einsatz wie 8-9 Anzapfvorwärmstufen. Zur Vergrößerung des elektrischen Wirkungsgrades erfolgt eine 1-fache oder 2-fache Zwischenüberhitzung des Dampfes. Aufgrund der Anlagengröße resultieren geringe spezifische Verluste und hohe Teilwirkungsgrade der Komponenten (Kessel, Turbine etc.) und damit hohe Gesamtwirkungsgrade.

Die Vorteile der Mitverbrennung von Biomasse in kohlegefeuerten Großkraftwerken liegen in der Ausnutzung der sehr hohen elektrischen Wirkungsgrade von 40-42 %. Niedrige Zusatz-Investitionskosten von ca.  $300 \text{ DM/kW}_{\text{th}} \equiv 750 \text{ DM/kW}_{\text{el}}$  bei Staubfeuerungsanlagen begünstigen hier die thermische Nutzung von Biomasse. ZWS-Kraftwerke können aufgrund eines sehr breiten Brennstoffbandes Biomasse ohne größere Umbauten verarbeiten.

Nachteilig für den breiten Einsatz von Biomasse in Großkraftwerken ist die geringere Anzahl an ZWS-Kraftwerken. Meist kommen Staubfeuerungen zum Einsatz. Hier führt allerdings der Aufwand zur Brennstoffaufbereitung (Mahlaufwand) zu hohen Betriebskosten. Schlecht geeignet für die Mitverbrennung in Staubfeuerungen ist Biomasse mit einem hohem Wassergehalt (Aufbereitung).

Da die Mitverbrennung von Biomasse nicht unter das EEG fällt, sind die Stromerlöse sehr niedrig.

Im Allgemeinen ist die Wirtschaftlichkeit bei positiven Biomassekosten nicht gegeben. An ausgewählten Standorten können ZWS-Anlagen, u. U. mit geringen Brennstoffkosten, wirtschaftlich betrieben werden.

## 6.2 Monoverbrennung von Biomasse in dezentralen HKW

Je nach Brennstoff und Leistungsbedarf werden Rost-, SWS- und ZWS-Feuerungen mit nachgeschaltetem Dampfkraft-Prozeß eingesetzt. Dabei sind für die Auswahl des Verbrennungssystems die Investitions- und Betriebskosten entscheidend. Im unteren Leistungsbereich werden bevorzugt Rostfeuerungen eingesetzt. Wirbelschichtfeuerungen sind im Betrieb etwas aufwendiger, können aber ein wesentlich größeres Brennstoffspektrum verarbeiten. Wirtschaftlich werden ZWS-Feuerungen erst ab 20-25 MW<sub>th</sub> eingesetzt.

Der Dampfkraft-Prozeß von dezentralen Biomasse-HKW's ist charakterisiert durch niedrige bis mittlere FD-Drücke und FD-Temperaturen. Aufgrund der Wärmeauskopplung wird mit Gegendruck-Turbinen oder Entnahme-Kondensationsturbinen gearbeitet. Auf Anzapfungen wird aus wirtschaftlichen Gründen oft verzichtet. Bei einigen Anlagen kommt eine Vorwärmstufe zum Einsatz. Eine Zwischenüberhitzung des Dampfes ist ebenfalls aus wirtschaftlichen Gründen nicht möglich. Die Anlagenkomponenten weisen durch die kleinere Bauweise höhere spezifische Verluste auf und damit erreichen der Kessel und die Turbine nur durchschnittliche Wirkungsgrade.

Der Vorteil von dezentralen Biomasse-HKW's liegt in den hohen spezifischen Stromerlösen (EEG) sowie in der hohen Brennstoffausnutzung durch KWK.

Die Nachteile dieser Anlagen liegen in den hohen spezifischen Investitionskosten, die stark abhängig von der Effizienz des Prozesses sind. Oft werden nur niedrige elektrische Wirkungsgrade erreicht (Tabelle 10).

Tabelle 10: Spezifische Investitionskosten von Biomasseanlagen

Standort	Spezifische Investitionskosten		Elektrische Leistung (MW <sub>el</sub> )	Elektrischer Wirkungsgrad (-)
	(DM/kW <sub>th</sub> )	(DM/kW <sub>el</sub> )		
Oberrot	830	6100	5,0	14,0
Altstadt	1700	5200	11,5	31,8
Projektstudie Papierfabrik	1000	4850	28,0	21,1

Als Beispiel für eine erfolgreiche Anlagentechnik zur thermischen Biomassenutzung wird gern das Biomasse-HKW Altstadt, aufgrund seiner hohen Wirkungsgrade, herangezogen. Aber auch diese Anlage kann trotz des neuen EEG mit den gegebenen Brennstoffpreisen von Waldrestholz nicht ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden (Tabelle 11).

Der Brennstoffpreis ohne Förderung müßte unter 75 DM/t (30 DM/MWh) fallen, damit die Anlage wirtschaftlich arbeitet. Diese Preise sind aber momentan am Markt schwer zu realisieren.

Daran ist zu erkennen, daß trotz EEG und hochgezüchteter Dampfkraft-Prozesse die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte entscheidend von den Brennstoffkosten abhängt.

*Tabelle 11: Wirtschaftlichkeitsabschätzung des Biomasse-HKW's Altstadt*

<b>Position</b>	<b>Schätzung für Kosten und Erlöse</b>
Investitionskosten (DM)	60,00 Mio.
Kapitaldienst (DM/a)	7,45 Mio.
Wartung und Instandhaltung (DM/a)	1,8 Mio.
Personal (DM/a)	0,5 Mio.
Brennstoff (120 DM/t) (DM/a)	7,8 Mio.
<b>Kosten</b>	<b>17,55 Mio.</b>
Stromerlös (18 Pf/kWh)	9,3 Mio.
Dampferlös (50 DM/MWh)	3,4 Mio.
<b>Erlöse</b>	<b>12,7 Mio.</b>

## 7 Fazit

Hohe Wirkungsgrade sind heute bei der thermischen Biomassenutzung durch höhere Dampfzustände und Anzapfvorwärmung technisch möglich. Die Einspeisevergütung hilft bei der Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Allerdings kann nach wie vor nicht auf günstige Brennstoffe und hohe Wärmeauskopplung verzichtet werden.

Bei dezentralen Energiesystemen mit einer Feuerungswärmeleistung von unter 20 MW<sub>el</sub> ist davon auszugehen, daß der Einsatz mit größeren thermodynamischen Verlusten verbunden ist und elektrische Wirkungsgrade nur deutlich unter 30 % realisiert werden können.

Der Einsatz von Biomasse in Großkraftwerken ist für die Elektroenergiebereitstellung mit wesentlich höheren Umwandlungswirkungsgraden möglich als in dezentralen, rein biomassegefeuerten Anlagen. Nicht unkompliziert gestaltet sich in den Großanlagen die Brennstoffaufbereitung und -logistik. Dies führt zu Betriebsproblemen und erhöhten Betriebskosten. Da die bei der Mitverbrennung aus Biomasse gewonnene Elektroenergie durch das EEG nicht gefördert wird, sind Projekte zur Mitverbrennung nur schwer wirtschaftlich zu realisieren.

In einem Gebiet mit ausgebauter Versorgungsstruktur, wie man es in Deutschland vorfindet, werden Biomasseanlagen auf Grundlage von Dampfkraft-Prozessen nur eine Ergänzung zur herkömmlichen öffentlichen Energieversorgung darstellen und vorwiegend im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen anzutreffen sein.

## 8 Literatur

- /1/ Kaltschmitt, M., Wiese, A.  
Erneuerbare Energieträger in Deutschland, Potentiale und Kosten, Berlin, Heidelberg 1993
- /2/ Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi): Berichte aus den Gesprächszirkeln  
BMWi-Dokumentation Nr. 361, 1994
- /3/ Baumert, M.  
Energie aus Holz – Marktchancen in Deutschland  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 49Jg (1999) Heft 10
- /4/ Remler, N.  
Belastet der Brennstoff Holz die Umwelt?  
<http://www.lwf.uni-muenchen.de/veroeff/lwfaktuell4-95/ur4-Belastet.html>  
14.05.1997, 15:45 Uhr, Last modified: Dec 27, 1995
- /5/ Kaltschmitt N., Bridgewater, A.V.  
Biomass Gasification and Pyrolysis – State of the Art and Future  
Newbury 1997, EU- Project AIR-3CT94-2284
- /6/ Scheffer, K.  
Anbau von Energiepflanzen und ihr Einsatz über Verbrennung oder Vergasung- logistische Anforderungen und ökologische Bewertung  
Aus: Flaig, H., Mohr, H.

Energie aus Biomasse – Eine Chance für die Landwirtschaft  
Springer Verlag 1993

- /7/ Schmitz, K.W., Koch, G.  
Kraft-Wärme-Kopplung  
VDI Verlag, Düsseldorf 1996
- /8/ Cerbe, G., Hoffmann, H.-J.  
Einführung in die Wärmelehre  
Carl Hanser Verlag, München Wien, 1987
- /9/ Gierse, H.  
Biomasse – ein neues Kraftwerksprojekt  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 49 Jg. (1999) Heft 10
- /10/ <http://www.uni-muenster.de/Energie/re/iwr/info0005.html>  
02.05.2000

*Anschrift des Autors:*

*Dr. Hansjörg Roll*

*EnBW Ingenieure GmbH*

*Ossietzkystraße 8*

*70174 Stuttgart*

# Energetische Nutzung von Pflanzenölen in BHKW: Die Praxis im Spiegel der derzeitigen Nutzung

*B. Widmann, K. Thuncke*

*Technische Universität München*

*Institut und Bayerische Landesanstalt für Landtechnik, Freising-Weihenstephan*

## 1 Einleitung

Bis zum Jahr 2010 soll in der EU der Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch 12 % betragen. Deutschland liegt mit einem Anteil von ca. 2 % (1995), davon ca. 50 % Biomassenutzung, im Vergleich zu anderen EU-Ländern, wie z. B. Schweden, Österreich, Finnland oder Portugal, aber auch gegenüber dem EU-Durchschnitt von ca. 5,5 % deutlich zurück. Zum Erreichen des gesteckten Zieles müsste dieser Anteil in den nächsten 10 Jahren etwa versechsfacht werden.

Eine von vielen Möglichkeiten im künftigen Energiemix ist der Einsatz von Pflanzenölen als Kraftstoff für Dieselmotoren in Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung. Pflanzenöl trägt einerseits wegen dessen Regenerierbarkeit zur Ressourcenschonung bei und leistet andererseits einen Beitrag zum Umweltschutz durch das geringere Gefährdungspotential auf Boden und Gewässer sowie durch die verbesserte CO<sub>2</sub>-Bilanz.

Auf den 11,8 Mio ha Ackerfläche der Bundesrepublik Deutschland wurden 1999 760.000 ha Nachwachsende Rohstoffe angebaut (6,4 % der Ackerfläche), wobei inzwischen rund 50 % (386.000 ha) auf die nicht stillgelegte Basisfläche entfallen (SCHÖN et al. 1999). Den größten Anteil der angebauten Rohstoffe nehmen dabei die non-food-Ölpflanzen mit rund 602.000 ha (5,1 % der AF) ein. Davon werden etwa zwei Drittel energetisch, also als Treibstoff genutzt. Bei einem Ölertrag von rund 1,2 t/ha

wurden damit in Deutschland 1999 Ölsaaten für schätzungsweise 480.000 t Pflanzenöle als Treibstoff, überwiegend in Form von Rapsölmethylester, aber auch in naturbelassener Form für pflanzenölaugliche Dieselmotoren produziert.

Die Nachfrage nach pflanzenölauglichen Motoren ist sowohl im Bereich von Fahrzeugen als auch bei Stationärmotoren (v. a. BHKW) steigend. Dies hängt neben dem zunehmenden Umweltbewusstsein auch mit der in der letzten Zeit verbesserten Wirtschaftlichkeit zusammen.

Der Rohölpreis zeigt seit über einem Jahr eine stetig stark steigende Tendenz von rund 11 \$/Barrel Anfang des Jahres 1999 auf rund 27 \$/Barrel Mitte Mai 2000 (Tecson GmbH 2000). Hinzu kommt die von der Bundesregierung eingeführte Ökosteuer, die eine stufenweise Verteuerung der fossilen Treib- und Brennstoffe nach sich zieht.

Im März 2000 lag der durchschnittliche Preis für fossilen Dieseldieselkraftstoff bei DM 1,55/l, der Preis für Heizöl EL betrug etwa DM 0,62/l. Rapsölmethylester wurde mit etwa DM 1,39/l gehandelt (IWR Bioenergie 2000, Tecson GmbH 2000).

Neben diesen in langfristiger Tendenz steigenden Preisen bleibt vollraffiniertes oder auch kaltgepresstes Rapsöl voraussichtlich auf dem langjährigen Preisniveau von ca. DM 0,80 bis DM 1,00/l konstant.

Ein weiterer Grund für das starke Interesse der Praxis am Einsatz erneuerbarer Energieträger und auch an Technologien zur energetischen Nutzung von Pflanzenölen ist das vor kurzem verabschiedete Erneuerbare-Energien-Gesetz, das erhöhte Vergütungen für die Stromspeisung (bei gleichzeitig gesunkenen Strompreisen) vorsieht. Für Strom aus Biomasse (inkl. Pflanzenöl) beträgt der Vergütungssatz DM 0,20/kWh.

Trotz dieser günstiger werdenden Rahmenbedingungen ist eine Reihe von Voraussetzungen für einen sinnvollen und erfolgreichen Einsatz von Pflanzenölen in Blockheizkraftwerken zu beachten. Die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung kann nur dort sinnvoll und wirtschaftlich eingesetzt werden, wo auch die neben dem erzeugten Strom anfallende Wärme möglichst ganzjährig benötigt wird. Eine weitere Voraussetzung ist ein sicherer und umweltschonender Betrieb des BHKW. Dies erfordert zum einen ausgereifte Motoren sowie auf Motor und Kraftstoff abgestimmte Peripheriekomponenten (Kraftstoffsystem, Wärmetauscher, Abgassystem etc.) und zum anderen eine hohe und standardisierte Qualität des verwendeten Kraftstoffes, die nach den bisherigen praktischen Erfahrungen eine wichtige Rolle spielt. Eine wesentliche Bedeutung für die Kraft-

stoffqualität hat dabei die verwendete Technologie der Pflanzenölbereitung.

## 2 Kraftstoffbereitstellung

Für die Bereitstellung von Pflanzenöl als Kraftstoff für Dieselmotoren bestehen derzeit zwei Produktionswege: das herkömmliche Verfahren in industriellen Ölmühlen und die Ölsaatenverarbeitung in dezentralen Anlagen in der Hand der Landwirtschaft.

### 2.1 Technologie der Pflanzenölgewinnung in zentralen Anlagen

Die Gewinnung von Pflanzenölen erfolgt üblicherweise in zentralen Großanlagen mit Verarbeitungskapazitäten von bis zu 4.000 t Ölsaaten pro Tag. Der klassische Verfahrensablauf gliedert sich dabei in folgende Verfahrensschritte:

- **Vorbehandlung der Ölsaaten**  
Vor der Entölung wird die Ölsaaten gereinigt, getrocknet, eventuell entschält sowie zerkleinert und konditioniert. Bei der Konditionierung wird die zerkleinerte Ölsaaten mit Dampf thermisch behandelt und klimatisiert.
- **Ölgewinnung** (Vorpressung, Lösungsmittelextraktion)  
Ein großer Teil des in der Saaten enthaltenen Öles wird bei ölreichen Saaten (Ölgehalt > 20 %) durch eine Vorpressung in einer Schneckenpresse abgetrennt. Der Rückstand aus dieser Verarbeitungsstufe (Presskuchen oder Ölschilfer) mit einem Restölgehalt von 11 bis 25 Gew.-% wird durch Lösungsmittelextraktion mit technischem Hexan weiter entölt.
- **Nachbehandlung des Extraktionsschrotts**  
Die Nachbehandlung dient in erster Linie der Entfernung und Rückgewinnung des Lösungsmittels, bei Sojaschrot auch der Inaktivierung von Trypsininhibitoren (z. B. Urease) zur Verbesserung der Futterqualität.
- **Raffination**  
Durch die intensive Vorbehandlung und Entölung enthält das gewonnene Rohöl unerwünschte Begleitstoffe, wie Schmutz, Phosphatide, Kohlenhydrate, Eiweiße, Fettsäuren und deren Oxidati-

onsprodukte, Farbstoffe, Metallspuren etc., die Geschmack, Haltbarkeit, aber auch die technische Verwendbarkeit beeinträchtigen können. Ziel der Raffination ist es also, alle für die vorgesehene Verwendung störenden Stoffe weitgehend zu entfernen.

Die Raffination beinhaltet die Schritte *Entschleimung* zur Entfernung von Phospholipiden, *Entsäuerung* zur Entfernung freier Fettsäuren, *Bleichung* zur Minimierung von Farbstoffen und Spurenmetallen sowie *Desodorierung* zur Entfernung von Geschmackstoffen und Oxidationsprodukten

Nach der Raffination wird das Öl als Vollraffinat bezeichnet und weist Speiseölqualität auf. Die Raffination ist bei diesem Verfahren für nahezu alle Verwendungsrichtungen notwendig, da durch die intensive Entölung eine Vielzahl unerwünschter Begleitstoffe in das Öl übergeführt werden. Der Energiebedarf für die Ölsaatenverarbeitung in zentralen Anlagen beträgt etwa 1,7 GJ/t Ölsaart; davon entfallen rund 0,7 GJ auf die Raffination. Am gesamten Energieverbrauch der Ölsaatenverarbeitung hat die Dampferzeugung einen Anteil von etwa 66 %.

## 2.2 Technologie der Ölsaatenverarbeitung in dezentralen Anlagen

Ebenso ist es auch möglich, Pflanzenöl in dezentralen Anlagen in der Hand landwirtschaftlicher Genossenschaften ö. ä. zu produzieren. Dezentrale Anlagen haben Vorteile hinsichtlich der Logistik sowie der Transportkosten und begünstigen das Wirtschaften in Stoffkreisläufen. Die Voraussetzung dafür ist eine entsprechende Marktstruktur für die Anlieferung des Rohstoffs auf der einen und die Abnahme der Produkte (Pflanzenöl und Presskuchen) auf der anderen Seite. Damit dezentrale Anlagen wirtschaftlich und umweltschonend arbeiten können, müssen die technische Ausstattung und der Verfahrensablauf so einfach wie möglich sein, verbunden mit einem entsprechend niedrigen Energiebedarf.

Der Verarbeitungsprozess beinhaltet somit lediglich folgende Prozessstufen:

### - **Vorbehandlung der Ölsaart**

Auch bei diesem Verfahren ist die gründliche Reinigung der Ölsaart von Fremdbesatz und Fremdkörpern (z. B. Steine, Metallteile) die Grundvoraussetzung für eine gesicherte Ölqualität und die Scho-

nung der Presswerkzeuge. Außerdem ist eine ausreichende Trocknung auf einen Wassergehalt von etwa 7 Gew.-% Wasser für hohe Ausbeute und Ölqualität wichtig und unterstützt die Lagerstabilität der Ölsaaten. Weitere Vorbehandlungsmaßnahmen, wie die Konditionierung, sind nicht erforderlich, sie würden sogar die Ölqualität (Phospholipide!) verschlechtern.

- **Ölgewinnung**

Die Entölung erfolgt bei diesem Verfahren ausschließlich auf mechanischem Wege, in der Regel in Schneckenpressen, auf Restölgehalte im Presskuchen von etwa 11 bis 18 %, entsprechend einer Ausbeute (Abpressgrad) von etwa 75 bis 85 %. Der höhere Restfettgehalt lässt sich in der Futterration berücksichtigen (höhere Energiezufuhr).

- **Ölreinigung**

Das gewonnene Öl enthält 1 bis 12 Gew.-% Trubstoffe, die im Prozessschritt der Ölreinigung entfernt werden. Hierfür bieten sich Verfahren der Sedimentation, Filtration und Zentrifugation an.

Der Energiebedarf beträgt bei diesem Verfahren 0,1 bis 0,5 GJ/t Ölsaaten.

Das gereinigte Pflanzenöl kann bei entsprechender Qualität ohne Raffination in den verschiedensten Anwendungsbereichen, vom kaltgepressten Speiseöl über Schmier- und Verfahrensstoffe (Grundöl oder z. T. direkte Nutzung) bis hin zum Kraftstoff eingesetzt werden. Von entscheidender Bedeutung ist dabei die Einhaltung der wesentlichen Qualitätskriterien.

### 3 Kraftstoffeigenschaften und Qualitätskriterien

Die Kraftstoffqualität stellt bei der Nutzung in pflanzenölauglichen Motoren einen der entscheidendsten Einflussfaktoren dar. Häufig ist eine mangelnde Qualität des Pflanzenöles der Hauptgrund für Betriebsstörungen am BHKW. Deshalb ist es für Hersteller, Planer und Betreiber notwendig, die besonderen Eigenschaften und die daraus resultierenden Maßnahmen für den richtigen Umgang mit Pflanzenölen zu kennen.

Hauptbestandteile der pflanzlichen Öle sind die Triglyceride, Ester aus dem dreiwertigen Alkohol Glycerin und in der Regel drei Fettsäuren (Triglyceride). In Abbauprodukten können auch eine oder zwei Fettsäuren abgespalten sein (Di- und Monoglyceride). Das Schema eines Tri-

glycerids ist in Abb. 1 dargestellt. Die **Fettsäuren** (Carbonsäuren) bestehen aus Kohlenstoffketten mit gerader Anzahl an Kohlenstoffatomen und können gesättigt (keine Doppelbindungen zwischen benachbarten Kohlenstoffatomen), einfach ungesättigt (eine Doppelbindung) oder mehrfach ungesättigt sein (mehrere Doppelbindungen). Die Anteile der vorkommenden Fettsäuren an der gesamten Fettsäuremenge in einem Pflanzenöl ist weitgehend genetisch fixiert und wird als Fettsäuremuster bezeichnet. Die Fettsäurezusammensetzung ist für die charakteristischen Grundeigenschaften eines Pflanzenöles, wie Dichte, Viskosität, Flammpunkt, Oxidationsneigung etc. verantwortlich.

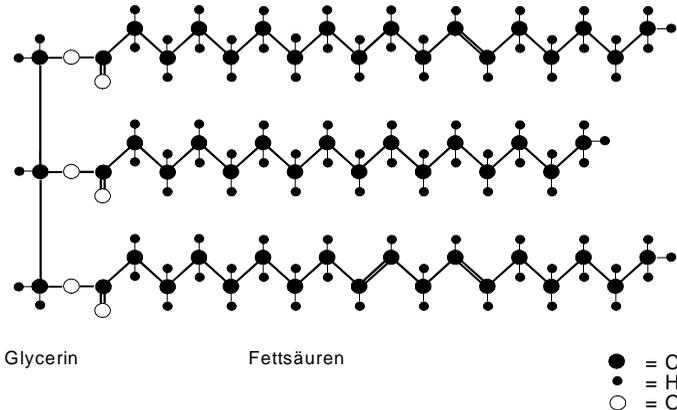


Abbildung 1: Schematische Darstellung eines Triglycerids

Neben den in Triglyceriden gebundenen Fettsäuren können auch sogenannte **freie Fettsäuren** in pflanzlichen Ölen und Fetten vorkommen; sie sind jedoch wie Di- und Monoglyceride in der Regel bereits Spaltprodukte des Fettabbaus.

Neben den Glyceriden sind in den Fetten und Ölen einige Fettbegleitstoffe, wie zum Beispiel Phospholipide enthalten. **Phospholipide** sind eine vielfältige Stoffgruppe, zu der auch das Lecithin zählt. Sie wirken im Samen stabilisierend auf das als Energiereserve gespeicherte Öl, in gewonnenen Pflanzenölen setzen sie jedoch die Oxidationsstabilität herab und verursachen vor allem in technischen Prozessen Störungen durch die Hydratisierbarkeit (Quellung mit Wasser) der meisten Phos-

pholipide, wodurch Verstopfungen von Filtern, Einspritzdüsen etc. verursacht werden können. Phosphor wirkt außerdem schädlich auf Oxidationskatalysatoren. Deshalb sollte der Phosphorgehalt für die Verwendung als Kraftstoff so niedrig wie möglich sein.

Die Zusammensetzung pflanzlicher Öle und Fette, vor allem die oben beschriebene Fettsäurezusammensetzung bestimmen wesentlich die chemischen und physikalischen Eigenschaften:

- Pflanzenöle sind wasserunlöslich
- Durch Sauerstoffzutritt, unterstützt von Licht und Wärme (Zufuhr von Energie) und durch katalytisch wirkende Schwermetallionen (z. B. Eisen, Kupfer) sind Pflanzenöle und Fette oxidativem Verderb ausgesetzt. Öle mit einem hohen Anteil gesättigter Fettsäuren sind an der Luft relativ beständig. Je höher der Anteil an ungesättigten Fettsäuren ist und je mehr Doppelbindungen in den Fettsäuren enthalten sind, desto weniger haltbar ist das Öl. In Pflanzenölen natürlich vorkommende Antioxidantien verzögern diese Alterungsprozesse
- Fette und Öle sind gegen den alleinigen Angriff von Wasser sehr resistent. In Gegenwart von Enzymen (Lipasen) oder Mikroorganismen wird jedoch die hydrolytische Spaltung begünstigt. Dadurch werden Fettsäuren vom Glyceridmolekül abgespalten. Die mikrobielle Aktivität nimmt mit steigendem Wassergehalt zu
- Beim Umgang und der Lagerung von Pflanzenölen ist deshalb darauf zu achten, dass der Sauerstoffeintrag, der Kontakt mit Wasser und hoher Luftfeuchte, hohe Temperaturen, Licht sowie der Kontakt mit katalytisch wirkenden Metallen, wie z.B. Kupfer minimiert werden
- Pflanzenöle enthalten 77-78 % Kohlenstoff, 11-12 % Wasserstoff und 10-11 % Sauerstoff
- Der Schwefelgehalt in Rapsöl liegt unter 0,001 Gew.-%
- Pflanzenöle sind innerhalb von 21 Tagen zu über 95 % biologisch abgebaut (gemäß CEC L-33-A-94), keine Einstufung in eine Wassergefährdungsklasse
- Rapsöl weist einen unteren Heizwert von ca. 36 kJ/g auf
- Der hohe Flammpunkt von Rapsöl von etwa 240 °C begünstigt eine hohe Lager- und Transportsicherheit (keine Einordnung in eine Gefährklasse gemäß VbF)

- Die kinematische Viskosität liegt mit  $78,7 \text{ mm}^2/\text{s}$  (bei  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ) bzw.  $33,1 \text{ mm}^2/\text{s}$  (bei  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ ) um mehr als den Faktor 10 über der von fossilem Dieseldieselkraftstoff

Um hohe Qualität von Pflanzenölen zu erzielen, empfiehlt es sich, die gesamte Prozesskette einem Qualitätssicherungssystem zu unterziehen. Ein wichtiger Aspekt ist neben der Auswahl der Ölsaaten und den Prozessbedingungen bei der Ölgewinnung die richtige Lagerung von Pflanzenölen hinsichtlich der Materialauswahl und der Bedingungen. Wichtige Maßnahmen, die sich aus den genannten Grundeigenschaften ableiten, sind in Abb. 2 zusammengestellt.

Pflanzenöle unterscheiden sich in einigen wesentlichen Eigenschaften, vor allem hinsichtlich der Viskosität, deutlich von Dieseldieselkraftstoff (siehe Tabelle 1), so dass ein Einsatz in konventionellen Dieselmotoren wegen ungenügender Zerstäubung und unvollständiger Verbrennung nicht möglich ist. Für deren Nutzung als Kraftstoff ist also entweder eine Veränderung des Kraftstoffes oder die Anpassung des Verbrennungsprinzips an das naturbelassene Pflanzenöl erforderlich.

Beim Einsatz von Rapsöl in dafür geeigneten Motoren ist es ebenso wie bei Dieseldieselkraftstoff oder Rapsölmethylester zwingend erforderlich, dass eine festgelegte und gesicherte Qualität des Kraftstoffes zugrunde gelegt wird. Ähnlich den Normen für Dieseldieselkraftstoff EN 590 und Fettsäuremethylester E DIN 51 606 wurde in Zusammenarbeit zwischen der Bayerischen Landesanstalt für Landtechnik (TU München), der Universität Hohenheim, den Herstellern und Umrüstern pflanzenöлтаuglicher Motoren, den Pflanzenölproduzenten sowie mit Analyseinstituten ein Qualitätsstandard erarbeitet, der in der Fassung vom 02.03.1999 noch vorläufigen Charakter hat, der aber Mitte des Jahres 2000 endgültig verabschiedet werden soll (siehe Abb. 3).

#### 4 Technologie pflanzenöлтаuglicher Motoren für Blockheizkraftwerke

Für die Verwendung von unverändertem Pflanzenöl als Kraftstoff ist es erforderlich, die Verbrennungstechnik des Dieselmotors an die Eigenschaften des Pflanzenöles anzupassen. Das im Vergleich zu Dieseldieselkraftstoff kompliziertere und verzweigte Pflanzenölmolekül benötigt eine bessere Zerstäubung bei der Einspritzung, höhere Verbrennungstempe-

**Ungünstige Einflüsse auf Lagerung:**

- Sauerstoff --> Oxidation
- Wasser --> Hydrolyse
- hohe Temperaturen --> Oxidation, Hydrolyse
- Licht --> Oxidation
- Metalle (Cu, Fe !) --> Katalysatoren für Oxidation

**Maßnahmen**

**Lagerung der Ölsaart**

- hoher Reifegrad
- niedriger Feuchtegehalt
- geringer Fremdbesatz
- kühle Lagertemperaturen mit ausreichendem Luft- und Wärmeaustausch

**Lagerung des Pflanzenöls**

- geringe Gesamtverschmutzung
- kühle Lagertemperaturen (z.B. Erdtank)
- Temperaturschwankungen vermeiden
- Lichteinfluss vermeiden (Metalltanks besser als transparente Kunststofftanks --> Edelstahl!)
- Sauerstoff- und Wasserzutritt vermeiden (gasdicht oder Inertgasabdeckung, kein "Plätschern")
- Buntmetalle vermeiden (Katalysator! --> Edelstahl!)
- Lagertanks sollten vollständig entleerbar und gut zu reinigen sein

*Abbildung 2: Maßnahmen für eine qualitätssichernde Lagerung von Pflanzenölen*

raturen sowie einen größeren Brennraum mit möglichst guter Vermischung von Kraftstoff und Verbrennungsluft.

Wie bei konventionellen Dieselmotoren werden auch bei Pflanzenölmotoren die beiden Prinzipien **Vor- und Wirbelkammerverfahren** und **Direkteinspritzung** unterschieden. Neben speziell für Pflanzenöl entwickelten oder weiterentwickelten Motoren werden auch Umrüstungen für Serienmotoren angeboten. Grundsätzlich ist die Nutzung von pflanzenöl-

Tabelle 1: Wichtige Kennwerte von Rapsöl im Vergleich zu Dieselkraftstoff (eigene Erhebungen)

Kenngröße	Diesel gemäß EN 590	Diesel handelsüblich	Rapsöl
Dichte (15 °C) [kg/dm <sup>3</sup> ]	0,820-0,860 <sup>a</sup>	0,842	0,920
kin. Visk. (20 °C) [mm <sup>2</sup> /s]	2,0-8,0 <sup>b</sup>	3,08	78,7
kin. Visk. (40 °C) [mm <sup>2</sup> /s]	2,0-4,5	3,2	33,1
Flammpunkt [°C]	mind. 55	68	240
CFPP-Wert [°C]	max. 0 <sup>a, c</sup>	-7	+5 <sup>d</sup>
Schwefelgehalt [%]	max. 0,2	0,2	0,009
Cetanzahl	mind. 49 <sup>a</sup>	51,5	~ 39 <sup>d</sup>
Heizwert H <sub>u</sub> [kJ/g]	k.A.	42,7	35,8-37,1

- a. klimatisch abhängige Anforderungen: gemäßigtes Klima
- b. nach bisher gültiger DIN 51 601
- c. CFPP Klasse B
- d. Werte sind mit Dieselkraftstoff nicht direkt vergleichbar, da Methode für Mineralöle

tauglichen Motoren sowohl in mobilen Antrieben, also in Pkw-, Nutzfahrzeug-, Landmaschinen- und Schiffsmotoren, als auch in stationären Einrichtungen, wie Stromaggregaten und Blockheizkraftwerken möglich. Letztere können wärme- oder stromgeführt mit hohem Gesamtwirkungsgrad (etwa 85 %) betrieben werden.

Im folgenden werden die wichtigsten derzeit verfügbaren Motorenkonzepte in ihren wesentlichen Grundzügen vorgestellt. Eine systematische Übersicht liefert Abb. 4.

#### 4.1 Pflanzenöлтаugliche Dieselmotoren mit Vor- bzw. Wirbelkammerverfahren

Beim Vor- und Wirbelkammerverfahren verläuft die Verbrennung in zwei Stufen. In der Vor- bzw. Wirbelkammer erfolgt die erste Stufe der Verbrennung unter hohem Druck, Kraftstoffüberschuss und Sauerstoffmangel. In der zweiten Stufe wird der restliche Kraftstoff bei geringerem Druck, niedrigerer Temperatur und Sauerstoffüberschuss sowie starker Durchmischung nahezu vollständig verbrannt. Für Pflanzenöle geeignet

	<b>LTV-Arbeitskreis Dezentrale Pflanzenölgewinnung, Weihenstephan</b>		in Zusammenarbeit mit:	
	<b>Vorläufiger Qualitätsstandard für Rapsöl als Kraftstoff (RK-Qualitätsstandard)</b> vom 22.08.1996, geändert am 02.03.1999		 	
Eigenschaften / Inhaltsstoffe	Einheiten	Grenzwerte		Prüfverfahren
		min.	max.	
<b>für Rapsöl charakteristische Eigenschaften</b>				
Dichte (15 °C)	g/ml	0,90	0,93	DIN EN ISO 3675 EN ISO 12 185
Flammpunkt (mit geschlossenem Tiegel nach Pensky-Martens)	°C	220		DIN EN ISO 22 719
Heizwert	kJ/kg	35000		DIN 51 900 T3
Kinematische Viskosität (40 °C)	mm <sup>2</sup> /s		38	DIN EN ISO 3104
Kälteverhalten	°C		noch festzulegen	noch festzulegen
Zündwilligkeit (Cetanzahl)	—	38 <sup>1)</sup>		in Anlehnung an ISO/DIS 5165
Iodzahl	g/100 g		120	DIN 53 241-1
Schwefelgehalt	Masse-%		0,001	ASTM D 5453
<b>variable Eigenschaften</b>				
Gesamtverschmutzung	mg/kg		25	DIN 51 419
Koksrückstand	Masse-%		0,4	DIN EN ISO 10 370
Neutralisationszahl <sup>*)</sup>	mg KOH/g		2,0	ISO 660
Oxidationsstabilität	min		noch festzulegen	ISO 6886
Phosphorgehalt <sup>*)</sup>	mg/kg		15 <sup>2)</sup>	ASTM D 3231-94
Sulfatasche	Masse-%		0,01 <sup>3)</sup>	DIN 51 575
Wassergehalt	mg/kg		1000	DIN EN ISO 12 937

<sup>\*)</sup> Vorgaben der Motorenhersteller können vom angegebenen Grenzwert abweichen

<sup>1)</sup> vorläufig, bis angepasstes Prüfverfahren verfügbar

<sup>2)</sup> vorläufig

<sup>3)</sup> vorläufig, bis Grenzwert nach DIN 51 575 geprüft



Abbildung 3: Vorläufiger Qualitätsstandard für Rapsöl als Kraftstoff

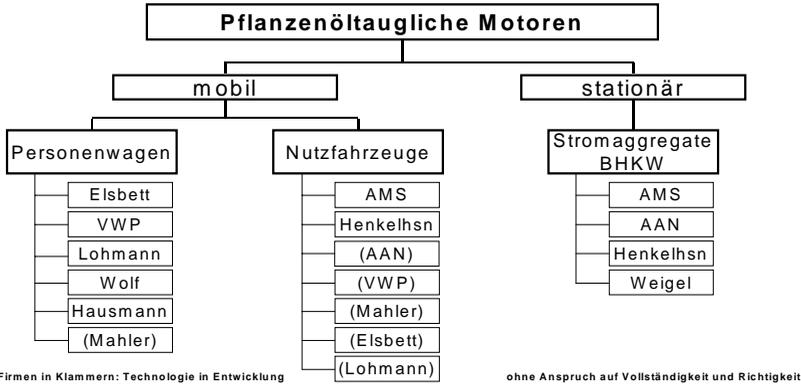


Abbildung 4: Hersteller und Umrüster pflanzenöлтаuglicher Motoren (Stand: Mai 2000)

sind lediglich großvolumige Motoren dieses Verbrennungsprinzips (Anbieter: Henkelhausen (KHD-Motoren)).

#### 4.2 Pflanzenöлтаugliche Dieselmotoren mit Direkteinspritzung

Charakteristische Merkmale von direkt einspritzenden Motoren für den Betrieb mit Pflanzenöl sind eine halbkugelförmige Brennmulde im Kolben (bzw. im Zylinderkopf) sowie für die bessere Zerstäubung des hochviskosen Kraftstoffes die Verwendung von Einloch-Einspritzdüsen.

##### Elsbett-Motoren:

Dieser wohl bekannteste pflanzenöлтаugliche Motor arbeitet nach dem sogenannten „Duotherm-Verfahren“, das von Ludwig Elsbett, abgeleitet vom MAN-M-Verfahren entwickelt wurde. Dabei wird mit der Einloch-Zapfendüse der Kraftstoff tangential in die Brennmulde eingespritzt. Der entstehende Gemischwirbel sorgt dafür, dass im Inneren des Brennraums eine zentrale heiße Brennzzone entsteht, während im äußeren Bereich die Wärmeübertragung an die Kolbenwand vermindert werden soll. Größere Motortypen sind mit zwei gegenüberliegenden Einspritzdüsen ausgestattet (Doppel-Duotherm-Verfahren).

Das Kolbenoberteil ist aus Sphäroguss gefertigt und ermöglicht hohe Passgenauigkeit, hohe Verbrennungstemperaturen und geringe Wärme-

verluste. Der Gleitstein als Kolbenunterteil ist aus leichterem Material hergestellt, da er weniger thermisch belastet wird. Beide Teile sind gelenkig mit dem Pleuel verbunden (Gelenkkolben). Aufgrund des Verbrennungsverfahrens muss der Motor weniger gekühlt werden. Auf eine Wasserkühlung wird verzichtet. Kolbenboden und Zylinderwand werden durch eine Ölkühlung gekühlt. Elsbett-Motoren sind in der Regel mit Abgasturbolader und Ladeluftkühlung ausgerüstet.

**AMS-Motoren:**

Die Pflanzenölmotoren der Firma **Antriebs- und Maschinentechnik**, Schönebeck (früher DMS, Dieselmotoren- und Gerätebau GmbH, Schönebeck) sind eine eigene Weiterentwicklung einer ursprünglichen Lizenz am Duotherm-Verfahren von Elsbett. Die Konstruktionsmerkmale sind im wesentlichen ähnlich denen des Elsbett-Motors. Es werden zwei gegenüberliegende Einloch-Zapfendüsen verwendet. Das Oberteil des Pendelschaftkolbens besteht aus Kugelgraphitguss, der Gleitstein aus Aluminiumguss. Auch bei diesem Motortyp werden Zylinderkopf, Zylinderlaufbuchse und Kolben mit Öl gekühlt. Haupteinsatzbereich der AMS-Motoren sind stationäre Anwendungen (z. B. Blockheizkraftwerke).

**AAN-Motoren:**

Ein weiterer direkt einspritzender Motor für Pflanzenölkraftstoffe ist die Entwicklung der Firma **Anlagen- und Antriebstechnik Nordhausen GmbH**, AAN (ehemals Thüringer Motorenwerke GmbH, Nordhausen). Hauptmerkmale sind auch hier ein etwa halbkugelförmiger Brennraum im Kolben sowie die Verwendung einer Einloch-Einspritzdüse. Der Ferrotherm-Kolben wurde zusammen mit der Firma Mahle GmbH, Stuttgart, entwickelt. Das Pflanzenöl wird bei diesem Motor vorgewärmt.

**Mahler-Motor:**

Eine etwas andere Bauform stellt die relativ neue Entwicklung von Willy Mahler (Schweiz) dar. Dieser Vielstoffmotor, ist in erster Linie für Alt-fette, aber auch für Pflanzenöle konzipiert. Die Brennraummulde liegt im Zylinderkopf, wodurch der Kolben weniger belastet wird, der Kolbenboden ist flach. Der Motor ist außerdem mit zwei Einspritzdüsen je Zylinder ausgerüstet. Das System ist derzeit in Entwicklung bzw. Erprobung.

#### 4.3 Umrüstung von Serienmotoren für Pflanzenölbetrieb

Neben eigens für den Pflanzenölkraftstoff konstruierten Dieselmotoren gewinnt die Umrüstung von Seriedieselmotoren auf den Pflanzenölbetrieb, unter anderem durch Modifikation des Brennraumes, der Einspritzdüsen und -elektronik, zunehmende Bedeutung.

Die Umrüstung von **Vor- und Wirbelkammermotoren** auf den Betrieb mit unverändertem Pflanzenöl ist seit längerem möglich und die Tauglichkeit wurde durch Erfahrungswerte gezeigt, wenn auch bislang noch keine belastbaren Messungen zum Betriebsverhalten vorliegen.

Umrüstkonzepte für **direkt einspritzende Serien-Dieselmotoren** bestehen zwar bereits für Pkw-Motoren, nicht jedoch derzeit für Nutzfahrzeuge oder Stationärmotoren.

Umrüstungen bieten zur Zeit folgende Firmen an (Stand: Mai 2000, ohne Anspruch auf Vollständigkeit und Richtigkeit):

- Anlagen- und Antriebstechnik Nordhausen GmbH (AAN), Nordhausen
- Bio Car, Lohmann Prototypenbau, München
- Elsbett Technologie GmbH, Thalmässing
- Siegfried Hausmann, Wülfershausen
- Vereinigte Werkstätten für Pflanzenöltechnologie, München
- Karl Weigel Energietechnik, Sulzkirchen
- Wolf Pflanzenöltechnik, Untereuerheim

Pflanzenöлтаugliche Motoren für Blockheizkraftwerke werden derzeit von vier Firmen angeboten (siehe Tabelle 2).

## 5 Praxiserfahrungen und Handlungsbedarf

In Deutschland werden derzeit etwa 50 pflanzenöлтаugliche Blockheizkraftwerke betrieben. Die Gesamtleistung beträgt nach vorläufigen Erhebungen ca.  $8 \text{ MW}_{\text{el}}$  in einem Bereich von  $5 \text{ kW}_{\text{el}}$  bis  $2,3 \text{ MW}_{\text{el}}$  (in 7 Modulen à  $330 \text{ kW}$ ).

Die Erfahrungen mit pflanzenölbetriebenen Blockheizkraftwerken sind äußerst unterschiedlich. Neben zahlreichen Anlagen, die, abgesehen von Anfangsschwierigkeiten, ohne größerer technischer Schwierigkeiten laufen, existiert eine ganze Reihe von BHKW mit zum Teil eklatanten Problemen bis hin zu kompletten Motorschäden.

**Tabelle 2:** Hersteller bzw. Umrüster von pflanzenöлтаuglichen Motoren für BHKW (Stand: Mai 2000, ohne Anspruch auf Vollständigkeit und Richtigkeit)

Hersteller bzw. Umrüster von Pflanzenölmotoren für BHKW	Verbrennungsverfahren	Leistungsbereich BHKW-Module
AMS - Antriebs- und Maschinentechnik GmbH 39218 Schönebeck	DI weiterentwickeltes Duotherm-Verfahren	54-144 kW <sub>el</sub> 65-175 kW <sub>th</sub>
AAN - Anlagen- und Antriebstechnik GmbH 99735 Nordhausen	DI und IDI	8-360 kW <sub>el</sub> 16-395 kW <sub>th</sub>
Henkelhausen GmbH & Co.KG Deutz 47809 Krefeld	IDI Dual-Brennstoff-System	4-11 kW <sub>el</sub> ; 8-23 kW <sub>th</sub> (auf Anfrage: 70-315 kW <sub>el</sub> )
Konrad Weigel Energietechnik 92342 Freystadt-Sulzkirchen	IDI	8-20 kW <sub>el</sub> 15-35 kW <sub>th</sub>

Diese Problemfälle sind derzeit noch nicht eingehend untersucht. Nach den bisherigen Erfahrungen von Betreibern bzw. Erhebungen bei einigen Anlagen sind für Betriebsstörungen folgende Schwachstellen verantwortlich:

- mangelnde Nutzung vorhandenen Wissens bei Neuerrichtungen
- Planungsfehler beim Kraftstoffsystem (Lagerungsbedingungen, Leitungen, Pumpen)
- falsche Materialauswahl für das Kraftstoffsystem (Leitungen, Filter, Dichtungen etc.)
- falsche Auswahl oder Auslegung Abgasreinigungsanlage (schnell verstopfende Partikelfilter)
- falsche Auswahl oder Auslegung der Wärmetauscher (Verrußung)
- Ausführung oft wenig wartungsfreundlich
- mangelhafte Dokumentation von Planung und Ausführung
- Motorentchnik (direkt einspritzende Motoren anfälliger als indirekt einspritzende)
- Überlastung von Einspritzpumpen

- mangelhafte Wartung (z.B. Ölwechselintervalle nicht eingehalten)
- Unterschätzung der Kontrollarbeiten, vor allem in der Anfangsphase
- mangelnde Kraftstoffqualität (Ablagerungen, Filterverstopfung, Wechselwirkungen mit Materialien, Verstopfung von Einspritzdüsen mit entspr. Folgen...)
- Wechselwirkungen zwischen Kraftstoff und Motorenöl (abh. von Qualität und Zustand)
- große Entfernung des Anbieters, dadurch Übernahme von Servicearbeiten durch Personal ohne oder mit wenig Fachwissen über Pflanzenöl und Pflanzenöltechnik
- Ansprechpartner des Herstellers durch zwischenzeitliche Firmenauflösung nicht mehr vorhanden
- Abhängigkeit des Erfolgs von der Motivation des Betreuungspersonals

Die technisch bedingten Schwierigkeiten haben also selten ihre Ursache im eigentlichen Prinzip des pflanzenölauglichen Motors, sondern hängen häufig mit Fehlern bei der Planung, Ausführung und beim Betrieb zusammen. Deshalb ist es wichtig, dass bei Neuplanungen vorhandenes Wissen stärker genutzt und dabei die Grundeigenschaften von Pflanzenölen (siehe auch Kapitel 3) berücksichtigt werden.

Um einen technisch zuverlässigen, umweltschonenden und letztlich auch wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen ist es erforderlich, eine geeignete Kraftstoffqualität durch die Prozesskette der Bereitstellung, des Transportes und der Lagerung von Pflanzenöl sicherzustellen sowie die BHKW-Technik hinsichtlich Motorbauart, Gesamtkonzeption und der Betriebsbedingungen zu optimieren (siehe Abb. 5).

Handlungsbedarf besteht insbesondere bei der Qualitätssicherung und Verfahrensoptimierung bei der Pflanzenölbereitstellung, verbunden mit der weiteren Standardisierung des Kraftstoffes Pflanzenöl und bei der technischen Optimierung der pflanzenölbetriebenen Blockheizkraftwerke, ausgehend von einer bundesweiten Erhebung der in der Praxis auftretenden technischen Probleme. Aufbauend auf derzeit stattfindende Emissionsmessungen an pflanzenölbetriebenen Blockheizkraftwerken ist es zudem möglich, den Ausstoß an gas- und partikelförmigen Emissionen zu minimieren.

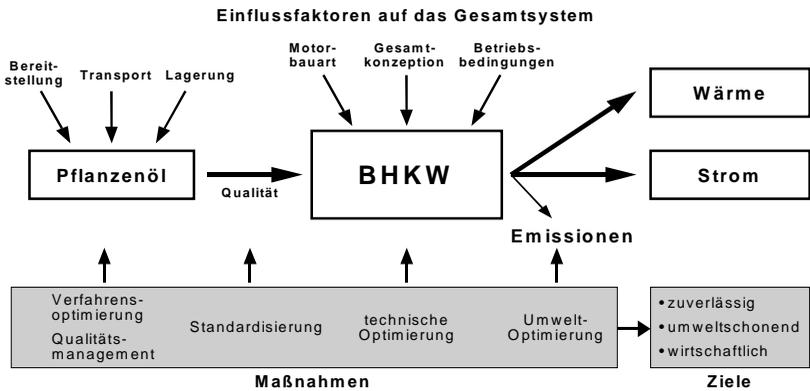


Abbildung 5: Pflanzenölbetriebene Blockheizkraftwerke – Einflussfaktoren auf das Gesamtsystem und notwendige Maßnahmen

Anschrift der Autoren:

Dr. Bernhard Widmann, Dipl.-Ing. agr. Klaus Thuneke

Technische Universität München

Institut und Bayerische Landesanstalt für Landtechnik

Vöttinger Str. 36

85354 Freising-Weihenstephan

# Strom aus der Vergärung landwirtschaftlicher Stoffe: Die rasante Entwicklung der letzten Jahre dargestellt anhand von Beispielen

*P. Weiland*

*Institut für Technologie und Biosystemtechnik*

*Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig*

## 1 Einleitung

Die Erzeugung von Strom aus Biogas hat in den letzten Jahren eine rasante Entwicklung zu verzeichnen, die sich in der wachsenden Zahl der Biogasanlagen und in der zunehmenden Größe der zur Vergärung eingesetzten Reaktoren widerspiegelt. Für die Landwirtschaft ist die Anwendung von Vergärungsverfahren als zusätzliche Einkommensquelle von steigender Bedeutung, gleichzeitig werden die Nebeneffekte der Vergärung aufgrund der erhöhten Anforderungen an den Umwelt- und Klimaschutz für die Landwirtschaft immer wichtiger. Hierzu zählen die Geruchsminderung von Gülle und Mist, die bessere Kalkulierbarkeit der Düngewirkung und damit die Einsparung von Mineraldünger, die verminderte Ätzwirkung beim Ausbringen von Wirtschaftsdünger in Pflanzenbestände sowie die Verminderung der Emission klimawirksamer Spurengase während der Lagerung und nach Ausbringung. Darüber hinaus haben Industrie und Kommunen erkannt, daß organische Abfälle in landwirtschaftlichen Anlagen kostengünstig und nutzbringend verwertet werden können und auch die Energiewirtschaft zeigt zunehmend Interesse an dieser Technik.

Wesentliche Gründe, die zu dem beschleunigten Einsatz von Biogasverfahren geführt haben, sind auf Änderungen der rechtlichen Rahmen-

bedingungen, auf Fördermaßnahmen des Staates und maßgeblich auch auf technische Fortschritte bei der Gaserzeugung und der Biogasverwertung zurückzuführen. Zu nennen sind hier insbesondere:

- Das Stromeinspeisegesetz (7.12.1990 und 19.07.1994), das erstmals die Einspeisung von Strom aus Biogas in das öffentliche Netz rechtlich sicherstellte und eine an den Durchschnittserlös der EVUs gekoppelte Vergütung gewährleistete [1].
- Das Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (27.09.1994), das der stofflichen und energetischen Verwertung organischer Abfälle den Vorrang vor der Beseitigung gibt [2].
- Die Bioabfallverordnung (21.09.1998), die im Hinblick auf die landwirtschaftliche Verwertung den Einsatz und die Qualitätsanforderungen von Kosubstraten regelt [3].
- Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (20.03.2000), das eine Vergütung von Strom zum Festpreis regelt, der nicht an die Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises gekoppelt ist [4].
- Zwei Marktanreizprogramme zur Förderung erneuerbarer Energien (10.09.1995 und 01.09.1999) sowie diverse Förderprogramme einzelner Bundesländer.
- Die Verwertung von außerlandwirtschaftlichen Abfällen zusammen mit Gülle in Kofermentationsanlagen (seit 1992).
- Die Entwicklung von kostengünstigen Biogasanlagen und Blockheizkraftwerken durch Anwendung modularer Bauteile.
- Die Entwicklung prozeßintegrierter Verfahren zur Entschwefelung von Biogas.

Hinzu kommt, daß das Leitbild für eine nachhaltige Entwicklung in allen Wirtschaftsbereichen zunehmend Beachtung findet, so daß gerade das Schließen von Nährstoffkreisläufen und die dezentrale Energieerzeugung, die durch den Einsatz von Vergärungsverfahren möglich werden, eine immer größere Bedeutung erlangen.

## 2 Substrate für Vergärungsverfahren

Für die Biogaserzeugung sind sämtliche biogenen Roh- und Reststoffe geeignet, die anaerob weitgehend abbaubar sind und Hemm- bzw. Schadstoffe nur in so geringer Konzentration enthalten, daß weder der Gärprozeß noch die nachfolgende landwirtschaftliche Verwertung des

Gärrückstandes nachteilig beeinflusst wird. Da sowohl feste und pastöse als auch flüssige Gärsubstrate für die Biogasproduktion gleichermaßen geeignet sind, ist das Potential an verwertbaren Substraten entsprechend groß [5].

Die klassische Biogasproduktion erfolgt auf der Basis von Gülle (Flüssigmist) oder von verflüssigtem Festmist und hat neben der energetischen Nutzung auch die Verbesserung der Anwendungseigenschaften der Gülle zum Ziel. Durch die Mitverarbeitung von organischen Abfällen aus Industrie und Gewerbe sowie von Bioabfällen aus der kommunalen Abfallentsorgung kann die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen erheblich verbessert werden, da einerseits für die Verarbeitung von außerlandwirtschaftlichen Abfällen Entsorgungserlöse gezahlt werden und andererseits durch die Mitverarbeitung dieser energiereichen Stoffe die Gasproduktivität erheblich verbessert werden kann (Abbildung 1).

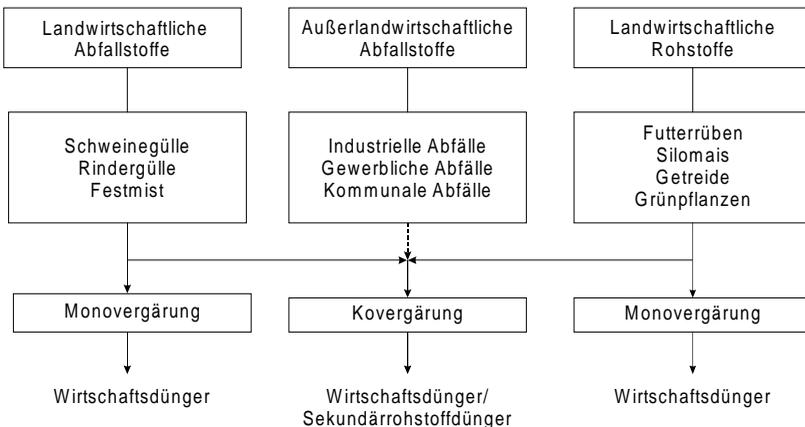


Abbildung 1: Substrate für landwirtschaftliche Vergärungsanlagen

Daneben gewinnt die Vergärung von Energiepflanzen aufgrund der erhöhten Einspeisevergütung und der vereinfachten Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen in Biogasanlagen (EU-VO 2461/99) eine steigende Bedeutung. Wie Abbildung 1 zeigt, kann die energetische Nutzung der Energiepflanzen sowohl alleinig (Monovergärung) als auch in Kombination mit Gülle und Festmist (Kofermentation) erfolgen. Auch die gemeinsame Verwertung mit außerlandwirtschaftlichen Abfällen ist

möglich, jedoch ist zu beachten, daß die landwirtschaftliche Verwertung der Gärückstände dann der Bioabfallverordnung [3] unterliegt.

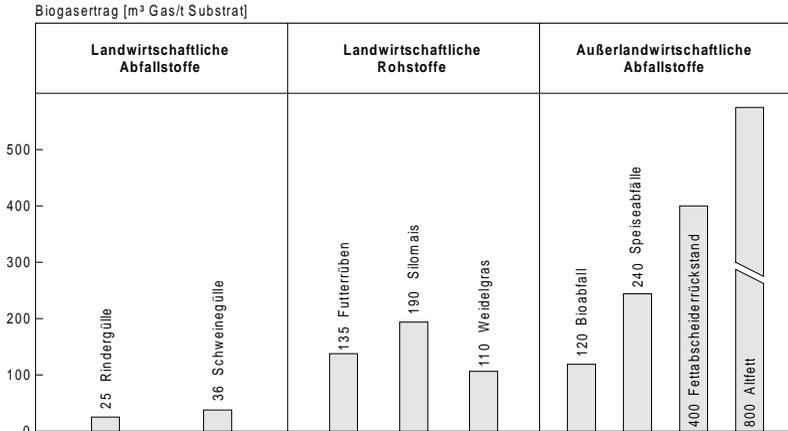


Abbildung 2: Biogausbeute verschiedener Substrate

Wie Abbildung 2 zeigt, ist der Gasertrag der landwirtschaftlichen Rohstoffe sowie der außerlandwirtschaftlichen Abfälle im Vergleich zu Flüssigmist wesentlich höher, so daß durch Mitverarbeitung dieser Substrate die spezifische Gasproduktivität von Biogasanlagen erheblich gesteigert werden kann. Anhand von Beispielen werden die unterschiedlichen Anwendungen von Vergärungsverfahren nachfolgend näher erläutert.

### 3 Entwicklung der letzten Jahre

Die Zahl der landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist seit 1990 stetig gestiegen, nachdem die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für den Bau und Betrieb von Vergärungsanlagen wesentlich verbessert wurden. Mehr als 550 Anlagen wurden seit 1990 gebaut und derzeit sind über 650 Anlagen in Betrieb (Abbildung 3).

Etwa als 2/3 der Anlagen werden mit Kosubstraten betrieben, weniger als 1/3 der Anlagen verarbeitet allein tierische Exkremente. Die Ver-

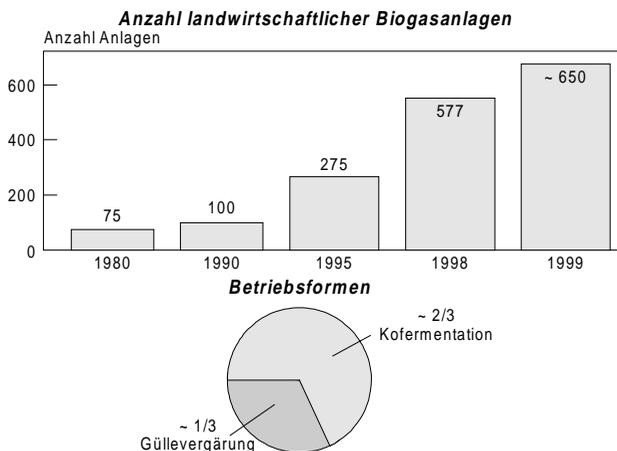


Abbildung 3: Landwirtschaftliche Biogasanlagen in Deutschland

gärung von Energiepflanzen wurde bisher nur versuchsweise von einigen Landwirten praktiziert, eine erste Praxisanlage zur ganzjährigen Verwertung von Futterrübensilage nimmt im Herbst 2000 den Betrieb auf. Während in der ersten Hälfte des vergangenen Jahrzehnts noch überwiegend relativ kleine Biogasanlagen mit Reaktorvolumina unter  $300 \text{ m}^3$  eingesetzt wurden, die nur teilweise eine Verstromung durchführten, ist mit dem Trend zur Kofermentation die durchschnittliche Reaktorgröße von bäuerlichen Einzelhofanlagen auf  $400\text{-}1.000 \text{ m}^3$  angestiegen, wobei das erzeugte Biogas überwiegend verstromt wird. Gleichzeitig wurden in den vergangenen 5 Jahren 14 Großanlagen mit bis zu  $4.000 \text{ m}^3$  Reaktorvolumina errichtet, die entweder als Gemeinschaftsanlage verschiedener Landwirte oder als regional zentralisierte Vergärungsanlage eines kommerziellen Betreibers betrieben werden (Tabelle 1).

Sämtliche Großanlagen werden mit Kovergärung industrieller, gewerblicher und kommunaler Bioabfälle betrieben. Aufgrund der Agrarstruktur werden Biogasgroßanlagen überwiegend in den neuen Bundesländern errichtet, da die zum Betrieb erforderlichen großen Güllemengen häufig bereits einzelbetrieblich anfallen, so daß umfangreiche Gülletransporte entfallen.

**Tabelle 1: Biogasgroßanlagen**

Anlagenstandort	Kosubstrate	Kapazität [t/a]	Reaktorvolumen [m <sup>3</sup> ]	Inbetriebnahme
Barth	org. Industrieabfälle	60.000	4.000	1998
Behringen	org. Industrieabfälle	23.000	2 x 800	1995
Bernstorf	org. Industrieabfälle	43.000	2 x 1.200	1995
Finsterwalde	org. Industrieabfälle	91.000	4 x 900	1995
Fürstenwalde	Bio- u. Gewerbeabfälle	85.000	2 x 3.300	1998
Göritz	Gewerbeabfälle	33.000	2 x 950	1996 *
Großmühlingen	Bioabfall	40.000	2 x 800	1996
Gröden	org. Industrieabfälle	110.000	2 x 3.100	1995
Neubukow	org. Industrieabfälle	80.000	2 x 2.300	1999
St. Michaelisdonn	org. Industrieabfälle	40.000	1 x 2.250	1996
Pastiz	org. Industrieabfälle	100.000	2 x 2.100	1997
Sagard	Bio- u. Gewerbeabfälle	48.000	3 x 725	1996
Surwold	org. Industrieabfälle	16.000	2 x 500	1996 *
Wittmund	org. Industrieabfälle	126.000	2 x 3.500	1996

## 4 Verfahrensexispiele

### 4.1 Gülleaufbereitung und Verwertung

Für die reine Güllevergärung werden vorwiegend kostengünstige Anlagen eingesetzt, die auf technischen Komponenten aus der Behälter- und Gülletechnik aufbauen und meist gemäß den Vorgaben eines Planungsbüros vom örtlichen Handwerk errichtet werden. Drei Verfahrenstypen kommen vorwiegend zum Einsatz: Speicheranlagen, kombinierte Durchfluß-Speicher-Anlagen und reine Durchflußanlagen (Abbildung 4).

Bei den Speicheranlagen wird der Güllelagerbehälter durch entsprechende Isolation sowie durch Einbau einer Heizung und eines Rührwerks selbst zum Biogasreaktor. Der Reaktor wird so lange beschickt, bis die ausgefaulte Gülle ausgebracht werden kann. Durch die instationären Betriebsbedingungen des Reaktors wird das Gaspotential nicht vollständig ausgeschöpft und durch die ungleichmäßige Gasproduktion die Verstromung des Gases erschwert. Diese Nachteile werden bei Durchfluß-

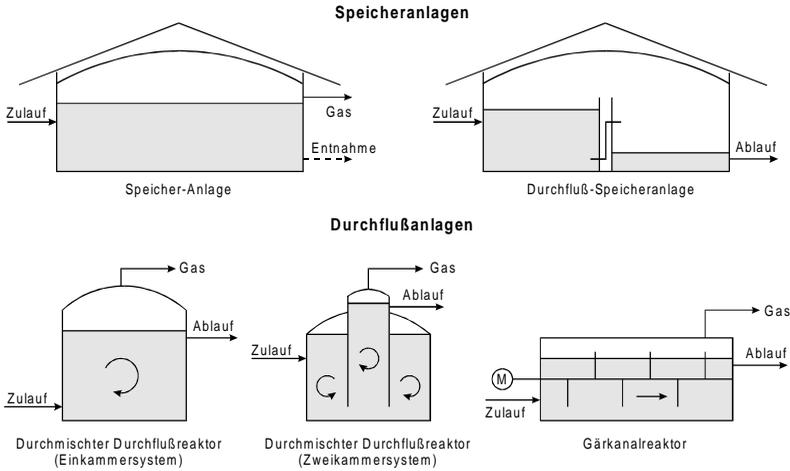


Abbildung 4: Typische landwirtschaftliche Biogasanlagen zur Güllevergärung

Speicheranlagen vermieden. Diese Anlagen bestehen aus zwei gleichartig gestalteten Gärbehältern, von denen der erste als Durchflußreaktor und der zweite als Speicheranlage ausgeführt ist. Diese Reaktortechnik ermöglicht hohe Gasausbeuten bei gleichzeitig einfacher Anlagentechnik. Bei Durchflußanlagen erfolgt eine kontinuierliche Substratbeschickung und Entnahme des vergorenen Gutes, wodurch eine konstante Gasproduktion und eine hohe Gasausbeute erreicht wird. Für Speicher- und Durchfluß-Speicher-Anlagen werden überwiegend volldurchmischte Tankreaktoren mit Folienabdeckung eingesetzt, die zur Vermeidung von Schwimm- und Sinkschichten häufig mit Tauchpropeller-Rührwerken ausgerüstet sind, die am senkrechten Tragmast mittels Seilführung verstellt werden können. Bei Durchflußanlagen werden neben Rührkesselreaktoren mit Folienabdeckung vielfach auch Gärkanalreaktoren mit liegender Rührwelle eingesetzt, die nach dem Propfenstromprinzip durchströmt werden. Vereinzelt kommen auch Zweikammersysteme zur Anwendung, bei denen nach dem Verdrängungsprinzip die Reaktordurchmischung durch das Biogas selbst erfolgt [6].

Für die Verstromung des Biogases werden überwiegend auf Gasbetrieb umgerüstete PKW-Ottomotoren und zunehmend auch Zündstrahl-Dieselmotoren aus dem LKW- und Schlepper-Motorenbau eingesetzt.

Zündstrahl-Motoren weisen einen höheren Wirkungsgrad (25-35 %) und eine längere Lebensdauer als Ottomotoren auf, jedoch sind die Anschaffungskosten ca 1/3 höher.

#### 4.2 Kofermentation organischer Abfallstoffe

Kofermentationsanlagen unterscheiden sich gegenüber herkömmlichen Güllevergärungsanlagen vor allem darin, daß die Kosubstrate aufgrund möglicher Störstoffe und einer von Gülle abweichenden Konsistenz zunächst in einer separaten Aufbereitungsstrecke konditioniert werden müssen, bevor sie vor der Beschickung des Biogasreaktors intensiv mit der Gülle vermischt werden. Wie Abbildung 5 zeigt, besteht die Aufbereitungssequenz in der Regel aus einer Zerkleinerung, einer Störstoffabtrennung sowie einer Hygienisierung, sofern seuchenhygienisch bedenkliche Stoffe, wie z. B. Speisereste oder Flotatfette aus dem Schlachtbereich, verarbeitet werden sollen. Die Reihenfolge und die Technik der Einzelkomponenten hängt im wesentlichen von der Art der verarbeiteten Substrate ab [7].

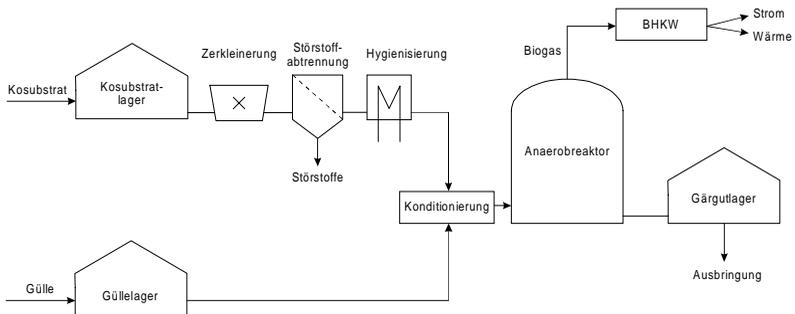


Abbildung 5: Grundkomponenten einer Kovergärungsanlage

Für die Kovergärung werden sehr unterschiedliche Reaktortypen eingesetzt. Stehende zylindrische Reaktoren mit mechanischer oder pneumatischer Durchmischung, liegende Reaktoren mit langsam laufendem Haspelrührwerk sowie diverse Spezialentwicklungen, z. B. mit Lochblechen ausgerüstete Turmreaktoren, die durch Heben und Senken der Flüssigkeitssäule hydraulisch durchmischt werden. Eine effiziente Vermischung von Grund- und Kosubstrat ist wichtig, um insbesondere bei

biologisch leicht verfügbaren Kosubstraten eine Versäuerung des Reaktors zu vermeiden.

Die gemeinsame Vergärung von organischen Abfallstoffen zusammen mit Flüssigmist bringt vielfältige Vorteile. So lassen sich einseitig zusammengesetzte Substrate wie Altfett (Mangel an Stickstoff) oder Ölsaatenpreßrückstände (Überschuß an Stickstoff) nur in Kombination mit einem geeigneten Grundsubstrat zufriedenstellend vergären. Vielfach weisen die zu verwertenden Abfälle auch einen Mangel an Spurenelementen auf, der durch die Mitvergärung von Flüssigmist ausgeglichen werden kann. Die hohe Pufferkapazität von Gülle wirkt pH-stabilisierend, so daß auch Substrate mit niedrigem pH-Wert, z. B. Silagen oder Silagesickersaft sicher vergoren werden können [8]. Durch die hohen Methanausbeuten der Abfallstoffe (siehe Abbildung 2) und die Einwerbung eines Verwertungserlöses erreichen Kovergärungsanlagen in der Regel die beste Wirtschaftlichkeit. Die Anwendbarkeit dieser Verfahren wird jedoch dadurch eingeschränkt, daß die mitverarbeiteten organischen Abfälle Nährstoffe enthalten, die gemäß Düngeverordnung einen erhöhten Flächenbedarf für die Verwertung der Gärrückstände erfordern [9]. Die Biogaserzeugung wird fernerhin durch die Auflagen der Bioabfallverordnung eingeschränkt, da häufig bereits aufgrund der Grundbelastungen der Gülle an Kupfer und Zink die Anforderungen hinsichtlich der Schwermetallgehalte nicht eingehalten werden können (Tabelle 2).

*Tabelle 2: Grenzwerte für die Ausbringung von Gärrückständen aus Kovergärungsanlagen und typische Schwermetallgehalte von Schweinegülle*

Schwermetall	Grenzwert für Ausbringung [mg/kg TS]		Schweinegülle [mg/kg TS]
	20 t TS/ha in 3 a	30 t TS/ha in 3 a	
Blei	150	100	5 - 15
Cadmium	1,5	1,0	0,5 - 1,5
Chrom	100	70	2 - 14
Kupfer	100	70	250 - 700
Nickel	50	35	10 - 30
Quecksilber	1	0,7	< 0,05
Zink	400	300	700 - 1200

Kovergärungsanlagen werden einzelbetrieblich sowie als Gemeinschaftsanlagen betrieben. Die Großanlagen weisen Verarbeitungskapazitäten zwischen 16.000 und 126.000 t/a auf (siehe Tabelle 1). Die hier eingesetzten Blockheizkraftwerke erreichen eine elektrische Leistung von bis zu 1,3 MW<sub>el</sub>. Bei den Großanlagen werden für die Verstromung ausschließlich robuste Dieselmotoren mit Gas-Otto-Betrieb eingesetzt, bei denen anstelle der Einspritzung eine Fremdzündung und ein Gasmischer eingesetzt werden. Diese Motoren haben sich seit Jahren bei der Klärgas- und Deponiegasverwertung bewährt und zeichnen sich durch einen hohen Wirkungsgrad von ca. 35 % aus.

### 4.3 Vergärung von Energiepflanzen

Der Einsatz von Feldfrüchten zur Biogasproduktion hat erst mit der Novellierung des Stromeinspeisegesetzes, dem sog. „Erneuerbare-Energien-Gesetz“, das ab 1. April 2000 für Biogasanlagen bis 500 kW<sub>el</sub> eine Stromvergütung von 20 Pf/kWh sicherstellt, für breite Kreise der Landwirtschaft praktische Bedeutung erlangt, obgleich 1999 bereits versuchsweise in über 60 Anlagen in Bayern nachwachsende Rohstoffe mitverwertet wurden [10]. Da gleichzeitig mit der Verordnung EG 2461/99 der Kommission der Europäischen Gemeinschaft die Verwertung nachwachsender Rohstoffe von Stilllegungsflächen in hofeigenen Biogasanlagen erleichtert wird und von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) das Verfahren zur Denaturierung und Einlagerung der Gärsubstrate im einzelnen geregelt wurde [11], ist mit einem verstärkten Einsatz von Feldfrüchten in Biogasanlagen zu rechnen.

Zur Vergärung sind verschiedene Wurzel- und Körnerfrüchte sowie diverse Grünpflanzen geeignet [12, 13]. Für die Nutzung sind hohe Masenerträge, gute Siliereigenschaften und ein weitgehender anaerober Abbau entscheidend. Wie Abbildung 6 zeigt, sind im Hinblick auf die spezifische Methanausbeute vor allem Futterrüben, Silomais und Welches Weidelgras von besonderem Interesse.

Bisher sind die Gasertragsdaten noch mit relativ hohen Unsicherheiten behaftet, da abgesicherte Daten aus kontinuierlichen Versuchen, die unter praxisrelevanten Bedingungen erfolgten, noch weitgehend fehlen. Gegenüber der Verwertung von biogenen Abfallstoffen weist die Vergärung von Feldfrüchten vielfältige Vorteile auf, denen jedoch die durch

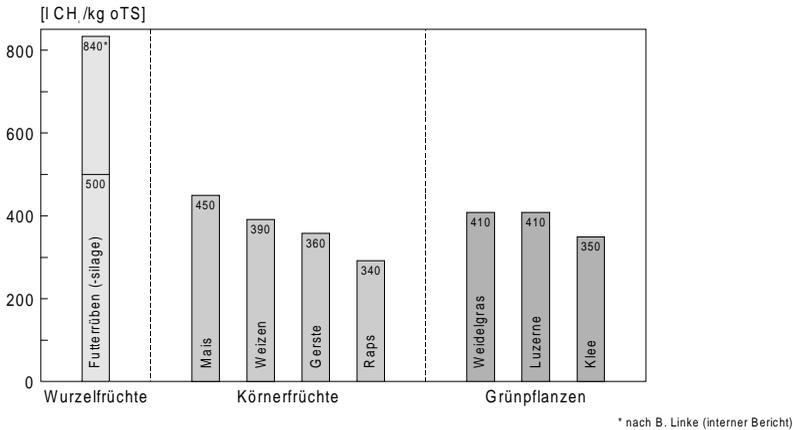


Abbildung 6: Methanertrag verschiedener Feldfrüchte

Anbau und Ernte verursachten erhöhten Kosten gegenüberstehen. Als Vorteile sind vor allem zu nennen:

- die seuchenhygienische Unbedenklichkeit der Einsatzstoffe, die einen risikolosen Einsatz auf Tierhaltungsbetrieben ermöglichen;
- die uneingeschränkte Möglichkeit zur Nutzung der Gärrückstände als Wirtschaftsdünger, da keine Schadstoff- oder Schwermetallbelastungen vorliegen;
- die gezielte Beeinflussung des Vergärungsverhaltens der Substrate; durch Wahl des geeigneten Erntezeitpunkts und
- die bedarfsabhängige Bereitstellung der erforderlichen Substratmengen und deren Anbau in unmittelbarer Anlagennähe.

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, die Vergärung als Naß- oder Trockenfermentation durchzuführen. Bei Verfahren mit Naßvergärung werden die Feldfrüchte durch Vermischung mit Prozeßwasser oder Gülle in ein pumpfähiges Substrat überführt, das dann in Gärkanalreaktoren oder Rührreaktoren eingesetzt werden kann. Bei Verwendung von Rührreaktoren können die Energiepflanzen auch unmittelbar über eine Einbringschnecke oder über einen Spülschacht in den Biogasreaktor eingetragen werden, wodurch das energieintensive Einmischen über die Vorgrube entfällt. Trockenvergärungsverfahren, bei denen die Feldfrüchte im festen Zustand eingesetzt werden, sind bisher über das Versuchsstadium nicht hinausgekommen [10].

Eine recht interessante Verfahrenslösung ist bei Verwendung von Futterrüben möglich, da die Rüben nach Zerkleinerung und Silierung als pumpfähiges Substrat vorliegen und somit einen automatisierten Anlagenbetrieb ermöglichen [14]. Mit finanzieller Förderung durch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BML) wird ein solches Modellvorhaben in Kürze auf dem Klosterhof Dernbach durchgeführt und vom Institut für Technologie und Biosystemtechnik der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) wissenschaftlich begleitet. Die wesentlichen Verfahrensstufen sind in Abbildung 7 dargestellt.

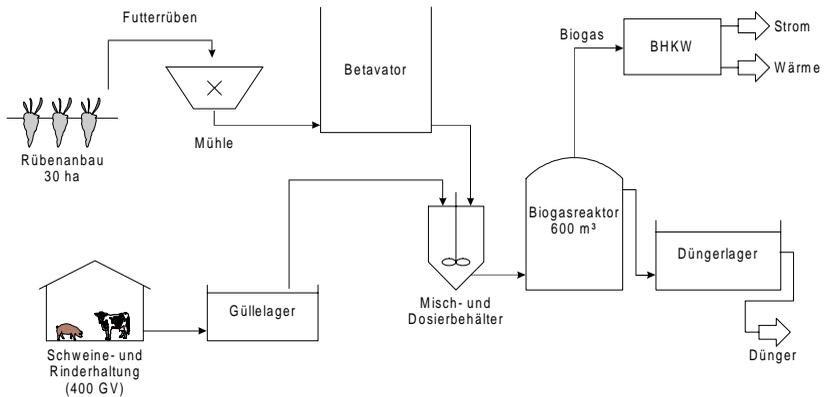


Abbildung 7: Modellvorhaben zur Futterrübenvergärung auf dem Klosterhof Dernbach

Bei diesem Vorhaben werden Rüben von 30 ha Anbaufläche mit einer Spezialmühle fein zerkleinert und anschließend nach dem Betavator-Verfahren siliert und in offenen Tanks gelagert. Die Rübensilage wird in einem Misch- und Dosierbehälter nach einer vorgegebenen Rezeptur mit Rindermist und Schweinegülle vermischt und anschließend quasi-kontinuierlich dem Biogasreaktor zugeführt.

Bei einem Futterrübenenertrag von durchschnittlich 100 t/ha und einem verwertbaren Blattanteil von 26 t/ha [15] ist allein aus der Nutzung der Rüben ein Biogasertrag von ca. 12.000 m<sup>3</sup>/ha zu erwarten. Bei Annahme eines elektrischen Wirkungsgrades von 33 % und eines thermischen Wirkungsgrades von 50 % können pro ha ca. 27.000 kWh<sub>el</sub> Strom und

41.000 kWh<sub>th</sub> Wärme erzeugt werden. Unter Berücksichtigung, daß für den Betrieb der Biogasanlage ca. 5 % des erzeugten Stromes und etwa 25 % der erzeugten Wärme verbraucht werden, verbleibt bei Einspeisung des Stromes nach dem Erneuerbare-Energie-Gesetz (0,2 DM/kWh<sub>el</sub>) und bei Nutzung der Restwärme (0,05 DM/kWh<sub>th</sub>) ein Erlös aus dem Verkauf der Energie in Höhe von 6.670,00 DM/ha. Die Vergärungsanlage des Klosterhofes Dernbach wird aus der gemeinsamen Vergärung der Futterrüben und der tierischen Exkrememente eine Jahresstromproduktion von schätzungsweise 1,1 MWh<sub>el</sub> erreichen.

## 5 Resümee

Durch den Einsatz von Vergärungsverfahren können Abfälle aus der landwirtschaftlichen Produktion und den nachgelagerten Verarbeitungsbereichen sowie speziell für die Energieerzeugung angebaute Feldfrüchte gleichermaßen verwertet werden. Da die verschiedenen Substrate auch in Kombination eingesetzt werden können, bestehen vielfältige Möglichkeiten, unter Nutzung der jeweiligen lokalen Rahmenbedingungen Strom und Wärme kostengünstig aus regenerativen Quellen zu erzeugen. Während bisher fast ausschließlich biogene Abfallstoffe für die Biogaserzeugung eingesetzt wurden, wird die Nutzung nachwachsender Rohstoffe zukünftig erheblich an Bedeutung gewinnen, da die Verfügbarkeit von geeigneten außerlandwirtschaftlichen Abfällen sehr begrenzt ist und die Verarbeitung von seuchenhygienisch bedenklichen Stoffen für Betriebe mit Tierhaltung wegen der Risiken und baulichen Auflagen praktisch ausscheidet. Feldfrüchte, die teilweise auch auf Stilllegungsflächen angebaut werden können, sind einfach in der Handhabung und durch Silierung lagerfähig, so daß sie ganzjährig zur Energiegewinnung zur Verfügung stehen.

Trotz dieser Vorteile und des vereinzelt bereits erfolgten Einsatzes von Silomais, Corn-Cob-Mix und Klee-Gras-Gemischen in Vergärungsanlagen fehlen bisher abgesicherte Daten und Erfahrungen, um die Möglichkeiten und Grenzen der Vergärung von Feldfrüchten beurteilen zu können. Auch weisen die bisher vorliegenden Gasertragsdaten, die entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von Energiepflanzen sind, noch erhebliche Unsicherheiten auf. Es ist daher notwendig, die Vergärbarkeit der verschiedenen Feldfrüchte in Abhängigkeit vom Ernte-

zeitpunkt, von der Art der Zerkleinerung sowie der Form der Silierung zu untersuchen, um das jeweils günstigste Vergärungsverfahren zu ermitteln. Fernerhin ist es erforderlich, die Reaktortechnik an die spezifischen Eigenschaften der nachwachsenden Rohstoffe anzupassen, um eine hohe Effizienz und Betriebssicherheit zu erreichen.

Für die Gasnutzung werden zukünftig auch Brennstoffzellen eingesetzt werden können, die im Vergleich zur motorischen Verwertung höhere elektrische Wirkungsgrade und erheblich geringere Emissionen an NO<sub>x</sub>, CO und Kohlenwasserstoffen aufweisen. Voraussetzung hierfür ist die Entwicklung von effizienten Gasreinigungssystemen, um die Anforderungen von Brennstoffzellen an die Reinheit der Brenngase kostengünstig erfüllen zu können. Hierzu ist noch ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand notwendig.

## Literatur

- /1/ Stromeinspeisegesetz: Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz. BGBl I (1990), S. 2633-2634 und BGBl I (1994), S. 1618-1623
- /2/ Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz: Gesetz zur Vermeidung, Verwertung und Beseitigung von Abfällen. BGBl I (1994), S. 2705-2728
- /3/ Bioabfallverordnung: Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden. BGBl I (1998), S. 2955
- /4/ Erneuerbare-Energien-Gesetz: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, BGBl I (2000)
- /5/ Weiland, P.: Agricultural waste and wastewater sources and management. In: Biotechnology (Eds. Rehm, H.-J., Reed, G.), Vol. 11a, S. 217-238
- /6/ Schulz, H.: Biogas-Praxis. ÖkobuchVerlag, Staufen 1996
- /7/ KTBL: Kofermentation. Arbeitspapier 249, Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup 1998
- /8/ Weiland, P.: Abfallverwertung durch Kofermentation – Anforderungen, Einsatzmöglichkeiten und Anwendungsgrenzen. In: Technik anaerober Prozesse (Hrsg.: Dechema), Dechema, Frankfurt 1998, S. 179-189
- /9/ Weiland, P.: Kofermentation – Perspektiven und Rahmenbedingungen. In: Landwirtschaft als Dienstleister. KTBL-Arbeitspapier 240, Landwirtschaftsverlag Münster-Hiltrup, 1997, S. 202-209
- /10/ Mitterleitner, H., Keymer, U., Schilcher, A.: Silomais: verarbeiten, vergären, verstromen. Landwirtschaftsblatt Weser-Ems 147 (2000), 12, S. 51-54

- /11/ BLE: Verwendungskontrolle Nachwachsender Rohstoffe in hofeignen Biogasanlagen, BLE-Merkblatt, Frankfurt, Februar 2000, S. 1-16
- /12/ Linke, B., Baganz, K., Schlauderer, R.: Nutzung von Feldfrüchten zur Biogasnutzung. Agrartechnische Forschung 5 (1999), S. 82-90
- /13/ Weiland, P.: Cofeimentation of biomass – Technical, organizing and legal possibilities for energy production. In: Biomass for energy and industry (Ed.: C.A.R.M.E.N.), Würzburg, 1998, S. 698-701
- /14/ Erdeljan, H.: Verfahrenstechnische Untersuchungen zur Flüssigkonservierung von Beta-Rüben für die Schweinemast. Forschungsbericht Agrartechnik des Arbeitskreises Forschung und Lehre der Max-Eyth-Gesellschaft (MEG), Nr. 250, 1994
- /15/ Müller, R.: Futterrüben auf Stilllegungsflächen als Nachwachsender Rohstoff. Mitteilung des Bundesverbandes Deutscher Pflanzenzüchter, Oktober 1999

*Anschrift des Autors:*

*Prof. Dr. Peter Weiland*

*Institut für Technologie und Biosystemtechnik*

*Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL)*

*Bundesallee 50*

*38116 Braunschweig*

# Vergasung fester Biomasse – Bereits Stand der Technik?

*M. Ising*

*Fraunhofer-Institut für Umwelt- Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT,  
Oberhausen*

## 1 Einleitung

Die Energieerzeugung aus Biomasse reflektiert in hohem Maße den auf allen politischen Ebenen gewollten Einstieg in eine vermehrte Nutzung regenerativer Energien. Nachwachsende Rohstoffe und daraus anfallende Reststoffe stellen auch in Deutschland eine ausgezeichnete Basis hierfür dar. Das erheblich vorhandene, größtenteils noch ungenutzte, teils sogar unerschlossene, Potenzial biogener Energieträger kann künftig einen bedeutenden Beitrag zur nachhaltigen und umweltverträglichen Energieversorgung leisten, wenn es gelingt, die Ist-Situation in verschiedenen Bereichen zu verbessern. Hierzu ist es erforderlich, bessere und effizientere Umwandlungstechnologien zu entwickeln und am Markt zu etablieren und mit entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen eine hinreichende Wettbewerbsfähigkeit darzustellen, damit diese bei ausgeführten Anlagen nicht die Ausnahme bleibt sondern zur Regel wird.

Das in jüngster Vergangenheit verabschiedete Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stellt eine wesentliche Verbesserung des Status-Quo dar, wird hierdurch doch die vermehrte Stromerzeugung aus regenerativen als volkswirtschaftliches Ziel festgeschrieben und mit akzeptablen Vergütungssätzen geregelt. Sofern die derzeit noch in Verhandlungen befindliche Biomasseverordnung der gewünschten Entwicklung in gleicher Weise Rechnung trägt, steht in Deutschland eine gute und sichere Planungsgrundlage zur Verfügung. Es bleibt zu hoffen, dass sich die

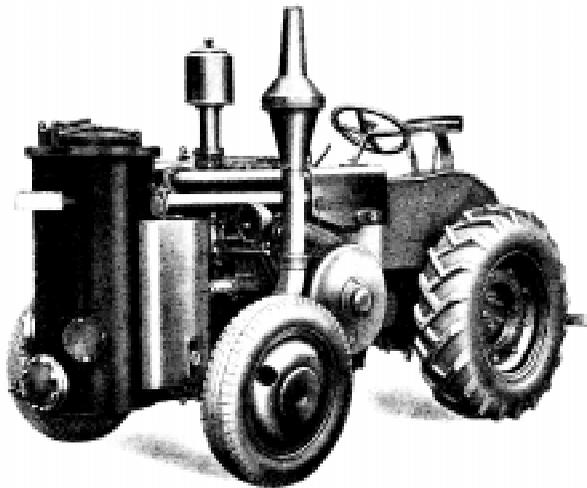
genehmigungsrechtliche Praxis für technische Anlagen mittelfristig ebenfalls an den gleichen politischen Zielen orientiert und auch Planungssicherheit für neue Technologien schafft.

Eine der neuen Technologien, der künftig große Chancen eingeräumt werden, ist die thermochemische Gaserzeugung aus fester Biomasse. Die Vergasungstechnik, die einen festen Brennstoff in einen gasförmigen Brennstoff umwandelt, gestattet es in Verbindung mit Verbrennungskraftmaschinen eine Stromerzeugung mit sehr viel höheren Wirkungsgraden darzustellen, als es mit dem konventionellen Dampfkraftprozess im gleichen Leistungsbereich i. a. möglich ist. Der für industrielle Biomasse-Anlagen relevante Anwendungsbereich liegt dabei aus logistischen Erwägungen für deutsche Verhältnisse sinnvollerweise in einem Leistungsbereich von 1-20 MW Feuerungswärmeleistung. Gemessen an üblichen Großkraftwerksdimensionen ist dies ein sehr geringe Leistungsgröße. Daraus wird deutlich, dass Bioenergie auf Basis nachwachsender Rohstoffe und Reststoffe in Deutschland stets ein regionales Thema ist. Wir sprechen im wesentlichen über dezentrale Energieerzeugungsanlagen, die sich jedoch in einem liberalisierten Strommarkt behaupten können. Eine für diese Verhältnisse auch unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten geeignete Technik muss der Dezentralität Rechnung tragen und sie sich durch eine höhere Effizienz auszeichnen, als es die heutigen Holzfeuerungsanlagen vermögen. Die Vergasungstechnik bietet hierfür ausgezeichnete Voraussetzungen, doch konnte die technologische Entwicklung bislang die in sie gesetzten Erwartungen noch nicht erfüllen.

Fraunhofer UMSICHT entwickelt seit 1994 innovative Verfahren zur effizienten Verstromung von Holz/Biomassen auf Basis der Vergasungstechnik. Mit Fördermitteln des Bundesministers für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (FKZ 94 NR 140-F und 98 NR 075) und dem Partner für Blockheizkraftwerke G.A.S. Energietechnik GmbH, Krefeld wurde vor allem die Wirbelschichtvergasung in Verbindung mit einem motorisch betriebenen Blockheizkraftwerk (BHKW) vorangetrieben. In jüngster Vergangenheit konnten im Rahmen der Pilotmaßstabserprobung entscheidende Fortschritte erzielt werden.

## 2 Historie der Holzvergasung

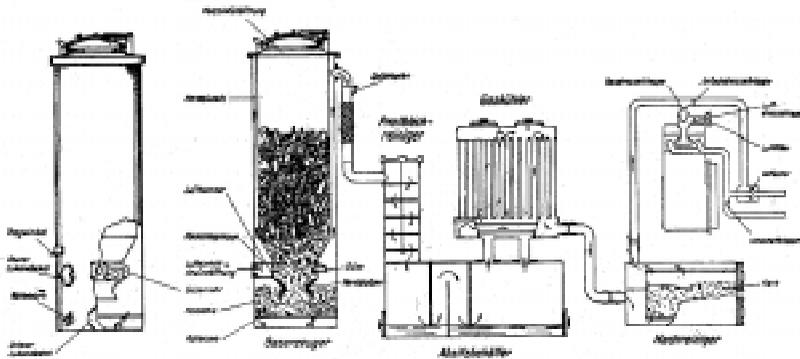
Der in den zwanziger Jahren von Imbert entwickelte Holzvergaser für den Antrieb von Kraftfahrzeugen verhalf der Holzvergasung vor allem in den folgenden rohstoffknappen Kriegsjahren zu außergewöhnlichem Aufschwung. Zahlreiche PKW und vor allem Nutzfahrzeuge wurden mit den sog. Holzkochern ausgerüstet. Die Bilder 1 und 2 zeigen den damals verbreiteten Imbert-Vergaser und einen damit ausgerüsteten Acker-schlepper vom Typ Lanz Bulldog (Flücht 1943).



*Abbildung 1: Lanz-Bulldog mit Imbert-Gaserzeuger (1942)*

Bei dem Gasgenerator handelte es sich um einen Festbettvergaser nach dem Prinzip der absteigenden Vergasung. Bei dieser Variante wird das Gas im Gleichstrom mit dem Holz von oben nach unten durch das Bett aus Holzstücken gesaugt und verläßt den Schacht letztlich nach Passieren der heißen am Boden befindlichen Glutzone. Ein Großteil der zuvor gebildeten kohlenwasserstoffhaltigen Schwelprodukte (Teere) wird dabei gespalten. Vor allem durch die thermische Spaltung der motorschädlichen Teere und die nachfolgende Quenche bzw. Kondensation war der Betrieb eines Motors einige Zeit lang möglich. Aus Erzählungen von Zeitzeugen, die praktischen Umgang mit solchen Holzvergasern hat-

ten, darf jedoch geschlossen werden, daß der damalige sorglose Umgang mit den teerhaltigen Kondensaten unter heutigen Umweltschutzaspekten und Auflagen keinesfalls denkbar wäre. Damit eng verknüpft ist auch die Frage, warum eine Technologie, die vor 60 Jahren erfolgreich war, heutzutage den stationären Anlagen nicht zum Durchbruch verhilft.



Imbert-Gasvergasung mit Reaktor, Gasfilter, Abfallbehälter und Leichter für zum Motor

Abbildung 2: Historischer Holzvergaser System Imbert (1942)

Die heute an Energieerzeugungsanlagen gestellten Anforderungen an Anlagenverfügbarkeit und Sicherheitstechnik und nicht zuletzt die heutige Immissionsschutzgesetzgebung sind mit damaligen Maßstäben nicht mehr zu vergleichen. Für moderne Vergaser, die möglichst 7.000 bis 8.000 Stunden pro Jahr störungsfrei durchlaufen sollen, wären allein Unwägbarkeiten wie das eventuell nicht nachrückende Brennstoffbett undenkbar.

So konnten sich neuere Vergaserentwicklungen, die auf dem Festbettprinzip basieren, bislang nicht auf breiter Front durchsetzen. Aufgrund der prinzipiellen Nachteile des ungleichmäßigen Brennstoffflusses und die durch lokale Totzonen, Kanäle und Hot Spots verursachten schwankenden Gasqualitäten, sind Festbettvergaser vor allem für den Leistungsbereich im Megawattmaßstab eher schlecht geeignet. Selbst die beim Gleichstromprinzip geringeren Teergehalte des Gases sind für einen Dauerbetrieb ohne weitere Gasaufbereitung oftmals zu hoch.

### 3 Grundlegendes zur Technik der Vergasung

Im Gegensatz zur konventionellen Verbrennung von Holz, bei der lediglich Wärmeenergie erzeugt wird, entsteht bei der Vergasung ein Brenngas mit chemisch gespeicherter Energie. Zur Gaserzeugung existieren verschiedene technische Grundprinzipien und Verfahren, die in Abbildung 3 schematisch dargestellt sind.

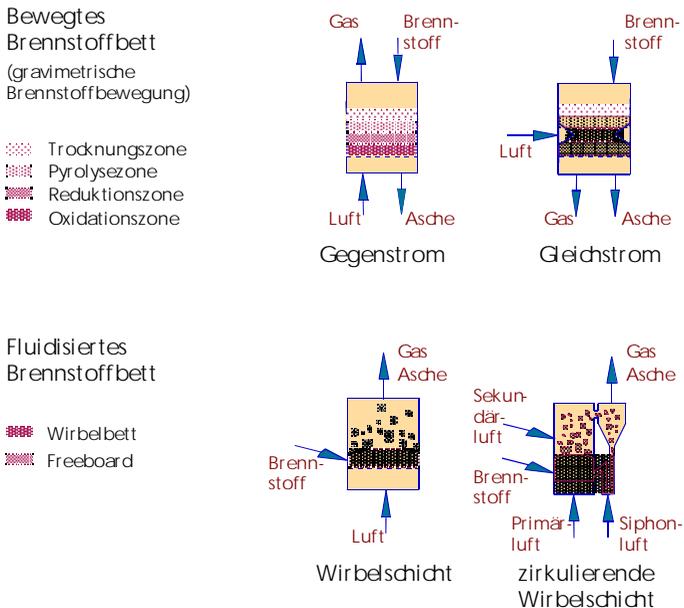


Abbildung 3: Vergasergrundtypen

#### 3.1 Festbettvergaser

Festbettvergaser sind stehende Schachtreaktoren, in denen sich stückiger Brennstoff als wandernde Schüttung befindet, die vom Vergasungsmittel durchströmt wird. Die Unterscheidung der verschiedenen Varianten von Festbettvergasern erfolgt anhand der Richtung der Stoffströme. Bei einer von oben erfolgenden Brennstoffaufgabe kennzeichnet die Bezeichnung Abstrom- bzw. Aufstromvergaser die Bewegungsrichtung des Gases. So-

mit entspricht die aufströmende Vergasung einer Gegenstromvergasung und die abströmende Vergasung einer Gleichstromvergasung.

### **3.1.1 Gleichstrom-Typ**

Im Festbett-Gleichstromvergaser sind die Bewegungen des Brennstoffes und des Gases gleichgerichtet. Wird der Brennstoff und das Vergasungsmittel am Reaktorkopf zugegeben, spricht man von einer *abströmenden* Gleichstromvergasung. Bei einer Unterschubzuführung der Brennstoffe in den Reaktor spricht man von einer *aufströmenden* Gleichstromvergasung.

Der Brennstoff durchläuft nacheinander die verschiedenen Zonen der Vergasung. Die Zufuhr der Verbrennungsluft erfolgt im unteren Drittel des Vergasungsreaktors in einem meist verengten Querschnitt. In diesem Kehlenbereich bildet sich eine Oxidationszone mit hohen Temperaturen. Unterhalb dieser Zone befindet sich ein Holzkohleglutbett, welches die Reduktionszone bildet. Der Ascheaustrag erfolgt nach unten über den Rostboden.

Bei der Gleichstromvergasung durchströmen alle Pyrolyseprodukte die Oxidations- und Reduktionszone, wodurch, die Ausbildung einer homogenen Oxidationszone vorausgesetzt, ein teearmes Generatorgas erzeugt wird.

In *abströmenden* Gleichstromvergäsern können grobe, stückige Brennstoffe mit möglichst gleichmäßig großen Partikeln und einem Wassergehalt von bis zu 20 Ma.-% eingesetzt werden. Die erzwungene, aufwärtsgerichtete Feststoffbewegung bei *aufströmenden* Gleichstromvergäsern ermöglicht den Einsatz von etwas feinkörnigerem aber ebenfalls gleichmäßigem Brennstoff.

### **3.1.2 Gegenstrom-Typ**

Im Festbett-Gegenstromvergaser sind die Richtungen der Brennstoff- und Gasströme entgegengesetzt. Der Brennstoff wird vorwiegend von oben aufgegeben und wandert mit der Schwerkraft durch Fortschreiten der nachfolgenden Reaktionen nach unten.

Die Zufuhr des Vergasungsmittels erfolgt von unten, wobei der Rost neben seiner Tragfunktion für das Brennstoffbett gleichzeitig als Verteilerboden dient. Auch hier werden vom Brennstoff nacheinander verschie-

dene Zonen der Vergasung durchlaufen. Der Ascheaustrag erfolgt nach unten über den Rostboden. Dieser Vergasertyp stellt konstruktiv die einfachste und robusteste Variante dar.

An das Einsatzmaterial werden bezüglich Wassergehalt und Stückigkeit weniger scharfe Anforderungen gestellt. Es ist der Einsatz von Brennstoffen mit einem Wassergehalt von 30-40 Ma.-% möglich, da die Wärme des Gases beim Durchströmen des frischen Brennstoffes an diesen übertragen wird. Eine Vorwärmung des Vergasungsmittels erfolgt durch die Ascheschicht. Das Generatorgas tritt relativ kalt aus dem Vergasungsreaktor aus. Das Generatorgas weist einen hohen Heizwert aufgrund des hohen Teergehaltes auf. Die in der Reduktionszone gebildeten Gase durchströmen die Pyrolyse- und Trocknungszone und führen daher am Reaktoraustritt eine große Menge an Teeren mit.

### 3.2 Wirbelschichtvergaser

Ein Wirbelschichtvergaser besteht i. w. aus einem senkrecht stehenden Reaktorrohr ohne Heizflächen und bewegliche Einbauten, das oberhalb eines Düsenbodens mit inertem wirbelfähigem Bettmaterial (z. B. Sand) angefüllt ist und das von der Unterseite mit dem Vergasungsmittel (z. B. Luft) angeströmt wird. In diese wirbelnde Schicht aus Bettmaterial wird der feinstückig aufbereitete Brennstoff eingebracht. Die Strömungsgeschwindigkeit ist dabei hoch genug, um den Feststoff im Vergaser zu fluidisieren, wobei sich der Zustand einer *stationären Wirbelschicht* (SWS) einstellt. Das ideal durchmischte und verteilte Bettmaterial erfüllt dabei i. w. die Funktion des Wärmetransports im System, wodurch eine höchstmögliche Vergleichmäßigung der Temperaturverteilung erreicht wird.

Mit zunehmender Gasgeschwindigkeit expandiert die Wirbelschicht und es werden Feststoffpartikel ausgetragen, die in einem Zyklon vom Gasstrom getrennt werden und über eine Rückführleitung wieder in den Vergasungsreaktor eingebracht werden. Diese Variante wird als *zirkulierende Wirbelschicht* bezeichnet (ZWS).

Bei der WS-Vergasung können die vorteilhaften Eigenschaften von Wirbelschichten hinsichtlich Mischungsverhalten, Reaktionskinetik, Stoff- und Wärmeübergang sowie der Möglichkeit der Zumischung von Additiven ausgenutzt werden.

Die Vergasungstemperatur ist begrenzt durch das Ascheschmelzverhalten der eingesetzten Brennstoffe und liegt bei Holz typischerweise

unterhalb von 950 °C. Der eingesetzte Brennstoff muss für technische Anlagen auf Abmessungen < 40 mm zerkleinert werden, wobei aufgrund der dadurch vergleichsweise großen Brennstoffoberfläche gute Reaktionsbedingungen vorliegen. Wirbelschichtvergasungsanlagen kommen hauptsächlich in höheren Leistungsbereichen zur Anwendung. Nach unten hin kann der Leistungsbereich technischer Anlagen zur Holzvergasung etwa bis 1,0 MW Brennstoffleistung erweitert werden. Dabei muss die Anlagentechnik allerdings aufwandsbedingt schon vereinfacht werden. Die qualitativ bessere aber aufwendigere zirkulierende Wirbelschichtvergasung erfordert eine Mindestleistung von 2-3 MW (bezogen auf den Brennstoffinput).

Das Betriebsverhalten der Vergasung in der stationären bzw. zirkulierenden Wirbelschicht ist tendenziell ähnlich. Während die SWS Vorteile im Teillastverhalten aufweist, ist die ZWS eher für bessere und gleichmäßigere Gasqualitäten geeignet.

Zusammengefasst vereinigt die bei Umgebungsdruck arbeitende Wirbelschichtvergasung mit Luft folgende vorteilhafte Eigenschaften:

- gleichmäßige Gasproduktion hinsichtlich Temperatur, Menge und Qualität,
- geeignet ungleichmäßigen Brennstoff unterschiedlicher Körnungen zu verarbeiten,
- vergleichsweise unempfindlich gegenüber Brennstoffverunreinigungen,
- weiter Lastbereich von 55 % - 110 % (100 % = Auslegungsleistung/ Betriebsoptimum),
- hohe Laständerungsgeschwindigkeit von bis zu 10 %/min,
- durch intensiven Kontakt mit dem heißen Bettmaterial wird die Teerbildung stark vermindert und damit die Gefahr von Ablagerungen durch Kondensation von Nebenprodukten stark vermindert (gilt besonders bei ZWS),
- bewährte Vergasungstechnik, hohe Verfügbarkeit, geringes technisches Risiko,
- luftgeblasene Vergasung ist technisch und apparativ vergleichsweise einfach, daher auch für mittlere und kleine Anlagen wirtschaftlich darstellbar.

Eine primäre Reduzierung der kondensierbaren Kohlenwasserstoffe (Teere) im Generatorgas kann in Wirbelschichtanlagen mittels katalytisch wirkendem Bettmaterial erreicht werden. Andere Vergasungsverfahren

bieten diese Möglichkeit nicht, weshalb je nach Anwendungsfall eine aufwendige Nachbehandlung notwendig ist. Die grundsätzlich möglichen Anwendungsgebiete der Vergasungstechnik sind in Abbildung 4 am Beispiel der Wirbelschicht-Vergasung dargestellt.

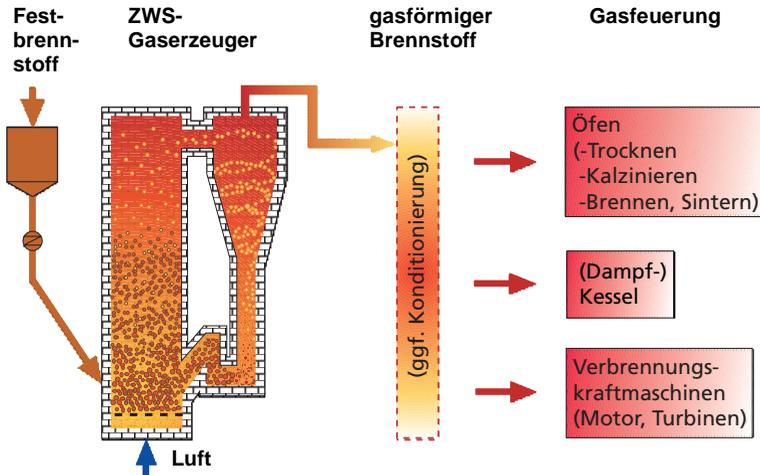


Abbildung 4: Anwendungsgebiete der Vergasung, hier beispielhaft ZWS-Vergasung

In der Tabelle 1 sind die wichtigsten Eigenschaften der verschiedenen genannten Vergasungssysteme gegenüber gestellt.

Einen großen Einfluss auf die Gasqualität, vor allem bezüglich des Heizwertes, hat das zur Anwendung kommende Vergasungsmittel. Die Vergasung mit Luft als Sauerstoffträger stellt die einfachste Variante dar, hat aber den Nachteil des sehr viel niedrigeren Heizwertes durch den Stickstoffanteil aus der Luft (siehe Abbildung 5).

Bei der Verwendung von Sauerstoff als Vergasungsmittel wird ein stickstoffarmes Generatorgas mit hohem Heizwert erzeugt, wobei für die Sauerstoffbereitstellung spezielle Anlagenkomponenten erforderlich sind. Bei der sog. allothermen Vergasung mit Dampf als Vergasungsmittel können ebenfalls sehr viel höhere Gasheizwerte erzielt werden, doch muss die Wärme für die vollständige endotherme Vergasung hierbei durch einen externen Wärmeträger bereitgestellt werden. Die Variante ist

Tabelle 1: Eigenschaften verschiedener Vergasertypen

	Teergehalt im Gas	Staubgehalt im Gas	Gleichmäßigkeit der Gaserzeugung (Heizwert+Menge)	Scale-up-Möglichkeit	typ. Leistung [MW <sub>el</sub> ]	
					min.	max.
Festbett Gleichstrom	sehr gering	mäßig	u. U. schlecht (Anlagengröße!)	schlecht	0,05	0,5
Festbett Gegenstrom	sehr hoch	mäßig	mäßig	mäßig	0,5	10
Wirbelschicht, stationär	mäßig	hoch	sehr gut	gut	0,5	20
Wirbelschicht, zirkulierend	gering	sehr hoch	sehr gut	sehr gut	1	100

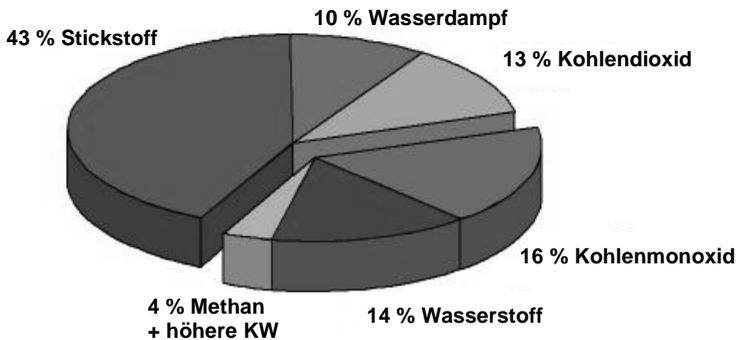


Abbildung 5: Durchschnittliche Zusammensetzung des Schwachgases aus der luftgeblasenen Holzvergasung

daher technisch außerordentlich anspruchsvoll und dementsprechend bislang sehr selten realisiert worden.

Bei beiden Varianten sind theoretische Gasheizwerte von bis zu 15 MJ/m<sup>3</sup> erreichbar, die von ausgeführten Anlagen bekannten Heizwerte liegen meist bei max. 11 MJ/m<sup>3</sup>. Verglichen mit dem Erdgasheizwert von rund 38 MJ/m<sup>3</sup> stehen mit den hochwertigeren Generatorgasen somit rund 1/3 der Energiedichte von Erdgas zur Verfügung, während luftgeblasenes Holzgas ca. 1/6 - 1/7 des Erdgasheizwertes erreicht.

Der mit hohen Kosten verbundene Bedarf an zusätzlichen Anlagenkomponenten führt sowohl bei der Sauerstoff- als auch bei der Dampfvergasung insbesondere bei Anlagen im kleineren bis mittleren Leistungsbe- reich zu betriebswirtschaftlichen Nachteilen.

Da Biomasse eher ein regionales Thema ist und die Biobrennstoffe nicht über vergleichbar ausgebaute und zentralisierte Versorgungswege wie Kohle, Öl oder Erdgas bezogen werden können, werden Biomassean- lagen zwangsläufig nicht in Kraftwerksdimensionen vordringen können, wie sie bei fossil gefeuerten Großkraftwerken üblich sind. Damit sich die Technik auch bei kleineren Anlagen rechnet, muss sie möglichst einfach aufgebaut sein. Dies kann mit der Vergasung nur bei Einsatz des Verga- sungsmittels Luft gewährleistet werden.

Bei der Vergasungstechnik lässt sich die Frage „Stand der Technik, Ja oder Nein?“ nur in Verbindung mit der jeweils betrachteten Gasnutzung beantworten.

Grundsätzlich wird die Gaserzeugung aus fester Biomasse heute mit verschiedenen Verfahren so gut beherrscht, dass man sie eindeutig dem Stand der Technik zuordnen kann. Die in Abbildung 4 oben aufgeführten Varianten der Gasnutzung sind großtechnisch bereits mehrfach erfolg- reich umgesetzt worden. Die Anforderungen an die Gaserzeugung bzw. an die Gaskonditionierung und die Gasqualität sind hierbei mitunter sehr gering.

Die in der Mitte aufgeführten Anwendungen mit gasgefeuerten Dampfkesselanlagen können im Einzelfall sinnvolle Lösungen darstellen, die bereits heute mit geringem technischem Risiko zu realisieren sind, wie verschiedene Ausführungsbeispiele, vor allem aus Skandinavien, zei- gen.

Von vordergründigem Interesse für die Stromerzeugung sind die in Abbildung 4 unten genannten Nutzungsvarianten (Gasmotor, Gastur- bine etc.), da sie die höchstmögliche Effizienz bieten. Allerdings stellen sie höchste Anforderungen an das Gas hinsichtlich Qualität und konstan- ter Menge. Die hierfür entwickelten technischen Lösungen stehen heute an der Schwelle von der Pilotmaßstabserprobung zur Demonstrationser- probung.

Nachfolgend werden zwei der bei Fraunhofer UMSICHT in Entwick- lung befindlichen Prozesse zur Biomasseverstromung auf Basis der Ver- gasung vorgestellt und bewertet.

## 4 ZWS-Vergasung in Verbindung mit gasgefeuerter Kesselanlage

### 4.1 Verfahrensbeschreibung

Eines der von Fraunhofer UMSICHT angebotenen technischen Konzepte (vgl. Nutzungsvarianten Abbildung 4) basiert auf der Umwandlung (Vergasung) des festen Brennstoffes Holz in einen gasförmigen Brennstoff, der nachfolgend in einer gasgefeuerten Kesselanlage verbrannt wird.

Ein von Fraunhofer UMSICHT hierzu projektiertes Verfahren ist in Abbildung 6 dargestellt. Eine entsprechende Anlage ist für den Einsatz in einem Werk zur Herstellung hochreinen Quarzsandes vorgesehen und dient dort erstens der Bereitstellung von Prozesswärme zur Sandtrocknung, zweitens der Bereitstellung von Prozessdampf für eine effizientere Planfilterentwässerung und drittens der Erzeugung elektrischen Stroms.

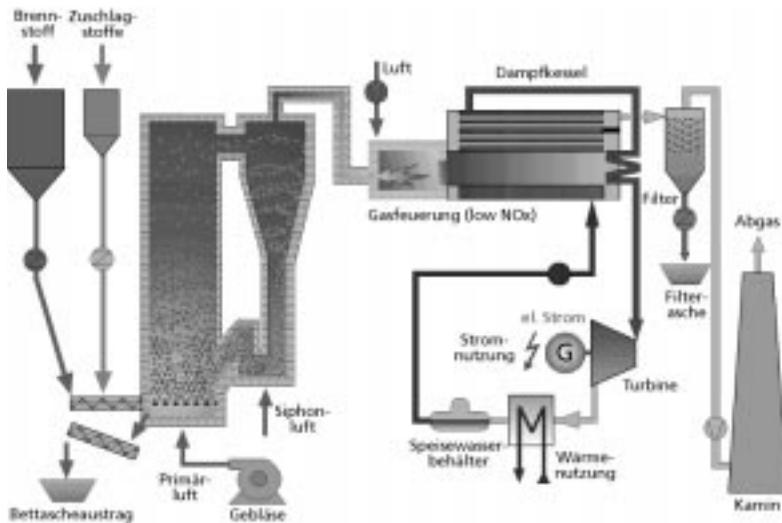


Abbildung 6: ZWS-Vergasung mit Dampfkesselanlage zur Stromerzeugung

Die geplante Anlage soll eine bislang mit Heizöl befeuerte Sandaufbereitungsanlage ersetzen und somit zur Vermeidung von rund 8000 t/a CO<sub>2</sub>-Emission beitragen.

Damit die Gesamtanlage wirtschaftlich tragfähig betrieben werden kann, wurde sie auf eine entsprechend höhere Gesamtleistung (10,5 MW<sub>th</sub>) ausgelegt. Die zusätzlich erzeugte Energie wird über einen Dampfprozess verstromt und an das öffentliche Netz abgegeben. Damit erfüllt die Anlage zum einen die Forderung nach konkurrenzfähiger Wärmebereitstellung im Sandwerk und kommt zum anderen dem politischen bzw. öffentlichen Wunsch in Deutschland nach einem verstärkten Engagement im Bereich regenerativer Energien nach.

Dem Dampfkessel sowie dem Heißluftzeuger nachgeschaltet ist eine Rauchgasreinigung bestehend aus Gewebefilter und Trockensorptionsstufe. Bei Einsatz von Rest- und Altholz werden mit dieser Anlagentechnik die Grenzwerte der 17. BImSchV eingehalten.

#### 4.2 Vorteile, die sich der Vergasung ergeben

Die Holzvergasung mit nachgeschalteter Gasfeuerung ist der konventionellen Holzfeuerung überlegen. Es ist technisch nicht möglich, eine Festbrennstofffeuerung mit ähnlich gleichmäßiger Verbrennung zu realisieren, wie sie in einer Gasfeuerung vorherrscht.

Beim Vergleich von Emissionsgrenzwerten ist zu beachten, dass sie sich bei Festbrennstofffeuerungen üblicherweise auf 11 % Sauerstoffgehalt im Rauchgas beziehen, während bei Gasfeuerungen im Normalfall ein Bezugs-O<sub>2</sub>-Wert von 3 % gilt. Für einen direkten Vergleich müssen die Grenzwerte entsprechend umgerechnet werden. Für die o. g. Anlage mit Holzgasgefeuerten Kessel wurden Grenzwerte beantragt, die deutlich unter den Grenzwerten liegen, die für regelbrennstoff-gefeuerten Holzfeuerungsanlagen liegen.

Bei der Gasfeuerung, in der durch hohe Turbulenz der Gasströmung, konstruktive Möglichkeiten der Strömungsführung etc. naturgemäß eine ideale Vermischung und Kontrolle des Verbrennungsvorgangs erfolgen kann, ist die Qualität der Feuerung sehr hoch und der damit verbundene Schadstoffausstoß entsprechend gering. Bei der Festbrennstofffeuerung dagegen gelingt es aufgrund der Heterogenität und Anisotropie des festen Brennstoffes nur unvollkommen, eine gleichmäßige Verteilung innerhalb des Brennräume und eine gleichmäßige Verbrennung zu

gewährleisten. Aus diesem Grund schreibt der Gesetzgeber für Gasfeuerungen auch strengere Grenzwerte als für Festbrennstofffeuerungen vor.

Im Bereich der Rauchgasreinigung bzw. Emissionsbegrenzung kommen Verfahren zum Einsatz, die sich an den Erfordernissen orientieren und die dem Stand der Technik entsprechen. So wird bei Holzfeuerungsanlagen vergleichbarer Größe üblicherweise in der Rauchgasreinigung keine Gaswäsche, sondern ebenfalls ein Trockensorptionsverfahren mit anschließendem Gewebefilter eingesetzt. Dieses Verfahren ist geeignet, selbst bei Holzfeuerungen, in denen Holzabfälle gem. 17. BImSchV verbrannt werden, die Emissionsgrenzwerte zu unterschreiten. Bei Holzfeuerungen kann mitunter allerdings eine zusätzliche Stufe zur sog. Entstickung der Rauchgase (DeNO<sub>x</sub>-Stufe) erforderlich sein. Dies betrifft insbesondere Anlagen, in denen Reste von Spanplatten und Faserplatten verbrannt werden, da die dort verwendeten Bindemittel stickstoffhaltig sind.

Im Bereich der Emissionsbegrenzung kommt der neuen Vergasungstechnologie ein bedeutsamer Vorteil zugute, der in der Chemie der beteiligten Stoffe begründet ist. Am Beispiel des Stickstoffs bzw. der als Luftschadstoffe ausgewiesenen Stickoxide (NO<sub>x</sub>) soll dies verdeutlicht werden. Bei der Festbrennstoffeuerung (Holzverbrennung), die eine chemische Umwandlung unter Luftüberschuss darstellt, verbindet sich der Stickstoff des Brennstoffs unweigerlich mit dem Sauerstoff der Verbrennungsluft zu NO<sub>x</sub>, welches in einer nachfolgenden Entstickungsstufe aus dem Rauchgas entfernt werden muss, um die vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte einzuhalten. Das üblicherweise zum Einsatz kommende SNCR-Entstickungsverfahren basiert auf einer Eindüsung von Ammoniak (NH<sub>3</sub>) in den Rauchgasstrom, wodurch sich NO<sub>x</sub> mit NH<sub>3</sub> zu Stickstoff N<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>O, also Stickstoff und Wasser, umsetzt.

Die Vergasung dagegen ist eine chemische Umsetzung unter Luftmangel bzw. Sauerstoffmangel. In der dort herrschenden reduzierenden Atmosphäre wird der Stickstoff idealerweise in Form von Ammoniak (NH<sub>3</sub>) oder als molekularer Stickstoff (N<sub>2</sub>) gebunden. Bei der nachfolgenden Verbrennung des erzeugten Gases wird derselbe Effekt wie bei der SNCR-Entstickung prozessintern ausgenutzt und das Gas in einer Low-NO<sub>x</sub>-Gasfeuerung (gestufte, kontrollierte Verbrennung) emissionsarm verbrannt.

Ähnlich positive Effekte, die z. T. auch aus der ideal durchmischten Gasflamme, in Verbindung mit hoher Temperatur und langer Verweilzeit

in der Flamme resultieren, lassen sich auch für andere Schadstoffe ableiten.

Abschließend beurteilt, präsentiert sich die Vergasungstechnik zur Energieerzeugung aus Holz bezüglich der Schadstoffemissionen besser als die konventionelle Holzfeuerung, erreicht aber nicht die Qualität einer typischen (z. B. erdgasgefeuerten) Gasfeuerung. Sie verbindet aber einen technischen Fortschritt mit dem Vorteil der Energieerzeugung aus regenerativen Ressourcen.

Das Konzept der Vergasung in einer Verbindung mit Gaskesselanlage ist bereits verschiedentlich erfolgreich demonstriert worden. So wird beispielsweise im finnischen Kitee das örtliche Fernwärmenetz mit einer solchen Anlage versorgt. Bei dem dort eingesetzten Holzvergaser handelt es sich um einen Gegenstrom-Festbettvergaser vom Typ Bioneer. Ein vergleichbare Anlage versorgt im bayerischen Rosenheim das Möbelwerk Wernndl mit Wärme aus Holzabfällen. Als Vergaser ist dort ein Wamsler-Thermoprozessor im Einsatz. Auf gleiche Art und Weise ist es auch möglich, das beschriebene Verfahren in Verbindung mit Wirbelschichtvergasern anzuwenden. Wenngleich sich das Konzept bisher noch nicht durchgesetzt hat, so ist das technische Risiko doch sehr überschaubar und man könnte die Vergasungstechnik für derartige Anwendungen durchaus dem Stand der Technik zurechnen.

## **5 Nutzung von Holzgas in Gas-Otto-Motoren (BHKW) und Fortschritte bei der Gaskonditionierung (Teerproblem)**

Aufgrund des Wirkungsgradvorteils auch bei kleinen Anlagen sowie der Einfachheit des Prozesses wird vor allem die Nutzung von Holzgas in Blockheizkraftwerken (BHKW) mit Gas-Otto-Motoren mit größtem Interesse verfolgt.

Die Voraussetzungen, die das Brenngas für Gasmotoren unbedingt erfüllen muss, sind:

- Zündfähigkeit muss gegeben sein,
- nicht zu hohe und nicht zu niedrige Abbrandgeschwindigkeit (das Gemisch muss innerhalb des Arbeitstaktes abbrennen),
- ausreichend niedriger Gehalt an motorschädigenden Stoffen im Gas (Staub, S, Cl, F, Si-Verbindungen, Teere),
- Kondensation im Gaszuführsystem muss vermieden werden.

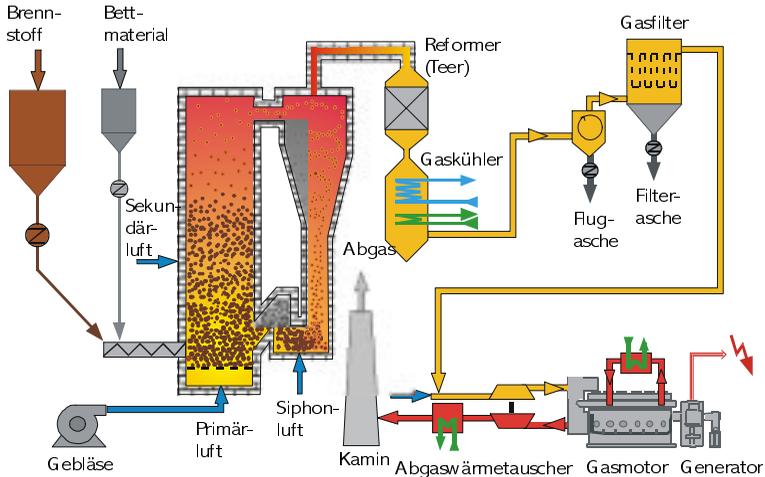
Der Betrieb von BHKW's mit Holzgas wird derzeit nur an wenigen Stellen praktiziert und kann noch nicht als Stand der Technik angesehen werden. Grund dafür sind hauptsächlich die als Nebenprodukt der Vergasung gebildeten Teere, die durch Kondensation und besonders durch Resublimation die Funktionsfähigkeit des Gaszuführsystems (Mischer, Ventile, Messfühler etc.) beeinträchtigen. Heute wird von der Notwendigkeit der Erzeugung eines Holzgases mit einer Restkonzentration an Teer von 50 bis 100 mg/m<sup>3</sup> ausgegangen.

Eine weitere Schwierigkeit liegt in Grundzusammensetzung des Holzgases. Während Bio-, Klär- und Deponiegase Methan als Hauptbrenngas besitzen, sind dies bei Holzgas Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Bei einem hohen Wasserstoffanteil im Brenngas kann eine klopfende Verbrennung auftreten, während das relativ langsam verbrennende CO in zu hoher Konzentration die motorische Verbrennung hemmt. Zum Schutz des Motors ist daher eine Klopfregelung oder eine generelle Lastreduktion der Maschine sinnvoll. Bisher ist es aufgrund der geringen Erfahrungen und der zum Teil sehr stark differierenden Gaszusammensetzungen noch nicht möglich, allgemein gültige Aussagen zum Motorbetrieb mit Holzgas zu machen.

Problematisch sich stellt die Verbrennung des CO-haltigen Holzgases im Zusammenhang mit der Emissionsschutzgesetzgebung dar. Während die TA-Luft für Motorenanlagen für den Einsatz üblicher Brenngase (Erdgas, Deponiegas etc.: alle nicht CO-haltig) einen CO-Grenzwert von 650 mg/Nm<sup>3</sup> vorschreibt, so droht dieser Wert bei Holzgas bereits durch den normalen Gasschlupf der Motoren überschritten zu werden. Inwieweit das Problem der CO-Emissionen durch optimierte Betriebsführung zu lösen ist oder ob eine nachgeschaltete CO-Minderungstechnik erforderlich sein wird, muss noch weiter untersucht werden.

Fraunhofer UMSICHT entwickelt seit 1994 mit Mitteln des BML (FKZ 94 NR 140-F und 98 NR 075) ein Verfahren zur gasmotorischen Nutzung und Verstromung von Holz/Biomasse. Das in Abbildung 7 gezeigte Verfahren basiert auf der luftgeblasenen Vergasung der Biomasse in der atmosphärischen zirkulierenden Wirbelschicht (ZWS) und der anschließenden Nutzung des Gases in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) mit Gasmotor. Im Gegensatz zu Festbett-Vergasungsverfahren ist vor allem die Wirbelschichtvergasung geeignet, ein Brenngas zu erzeugen, das die oben beschriebenen Anforderungen erfüllt. Mit optimierten Festbettvergäsern dürfte dies nach bisherigen Erfahrungen nur bis zu einer Feuer-

nungswärmeleistung unterhalb von 500 kW (bzw. 150 kW<sub>el</sub>) zufriedenstellend gelingen.



**Abbildung 7: ZWS-Vergasung mit trockener Gasreinigung zur effizienten Strom- und Wärmeerzeugung mittels Blockheizkraftwerk (BHKW)**

Bei Fraunhofer UMSICHT wird an einer auf dem o. g. Konzept basierenden Versuchsanlage im Pilotmaßstab die Verfahrensentwicklung vorangetrieben. Abbildung 8 zeigt eine Ansicht der Pilotanlage mit 0,5 MW Brennstoffleistung in Oberhausen.

Hinsichtlich der bei der Biomassevergasung problematischen Teerbildung bietet die zirkulierende Wirbelschicht Vorteile gegenüber den Festbettverfahren. Die sehr guten Reaktionsbedingungen sorgen in der ZWS für einen ausgezeichneten Wärme- und Stoffaustausch. Insbesondere durch die gleichmäßig hohe Temperatur und den Kontakt mit dem umlaufenden heißen Bettmaterial wird die Teerbildung stark vermindert. Nur bei kleineren Festbettvergasern nach dem Gleichstromprinzip ist es bislang gelungen, eine für Gasmotoren ausreichende Teerfreiheit darzustellen. Bei größeren Einheiten, die im Leistungsspektrum eines industriellen oder kommunalen Einsatzes liegen, konnte dies aber nicht umgesetzt werden. Insbesondere die Schwierigkeiten einer zunehmenden



*Abbildung 8: Pilotanlage bei Fraunhofer UMSICHT  
links: ZWS-Gaserzeugung; rechts (unten): BHKW (Container-  
Einheit)*

Ungleichmäßigkeit der Brennstoffbewegung und damit der Vergasungsreaktionen führt zu schwankenden Gasqualitäten und Mengen, die nicht beherrschbar sind. Bei der Wirbelschichtvergasung befindet sich hingegen nur rund 5 % Brennstoffmasse in einem intensiv durchmischten Sandbett, wodurch eine höchstmögliche Gleichmäßigkeit der Gasproduktion hinsichtlich Qualität und Menge gewährleistet ist.

Nachteilig wirkt sich bei der Wirbelschichtvergasung allerdings der höhere technische Aufwand aus, der einen Einsatz des oben beschriebenen Verfahrens unterhalb einer Feuerungswärmeleistung von ca. 2 MW (bzw. ca. 600 kW<sub>el</sub>) als kommerzielle Anlage praktisch nicht zulässt.

An der Fraunhofer UMSICHT-Pilotanlage werden derzeit Versuche in Verbindung mit einem Gasmotoren-BHKW der G.A.S. Energietechnik GmbH durchgeführt. Die bisherigen Untersuchungen geben Anlass zu der Hoffnung, dass mit diesem Konzept demnächst ein abwasserfreies Verfahren zur Verfügung stehen wird, das technisch wie betriebswirt-

schaftlich gleichermaßen als erfolgreich angesehen werden kann. Entscheidend hierfür ist ein katalytischer Reformier, der das Teerproblem durch chemische Umwandlung von Teer (höhermolekulare Kohlenwasserstoffe) in Nutzgas (niedermolekulare Kohlenwasserstoffe) löst. Die Entwicklungsfortschritte hinsichtlich der Teerminderung und der Dauerbetriebstauglichkeit werden nachfolgend beschrieben.

### 5.1 Teerminderung durch geeignete Wahl des Bettmaterials

Verschiedene in der Wirbelschicht eingesetzte Bettmaterialien haben einen signifikanten Einfluss auf die Konzentration an kondensierbaren Kohlenwasserstoffen (Teer) und somit auf die Chancen einer motortauglichen Gasqualität, siehe Abbildung 9. Bei der Verwendung bestimmter Mineralienmischungen lässt sich unter den angegebenen Bedingungen ein annähernd motorisch nutzbares Gas erzeugen.

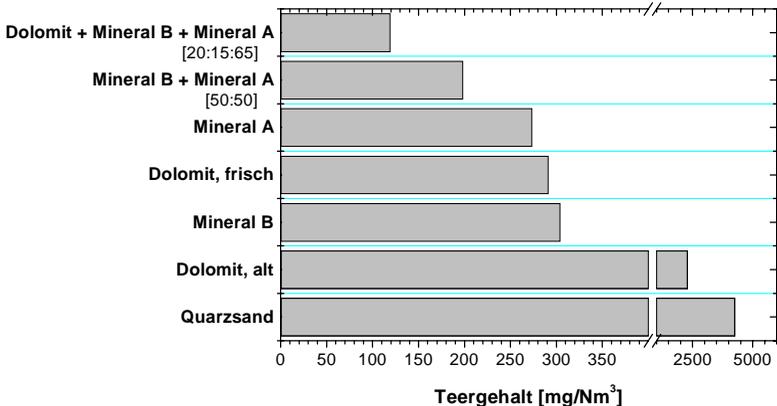


Abbildung 9: Teergehalte (Naphthalin und C11-C20) im Holzgas bei Einsatz verschiedener Bettmaterialien

Biomassedurchsatz: 60 - 80 kg/h

Holzwassergehalt: 15 - 18 %<sub>atro</sub>

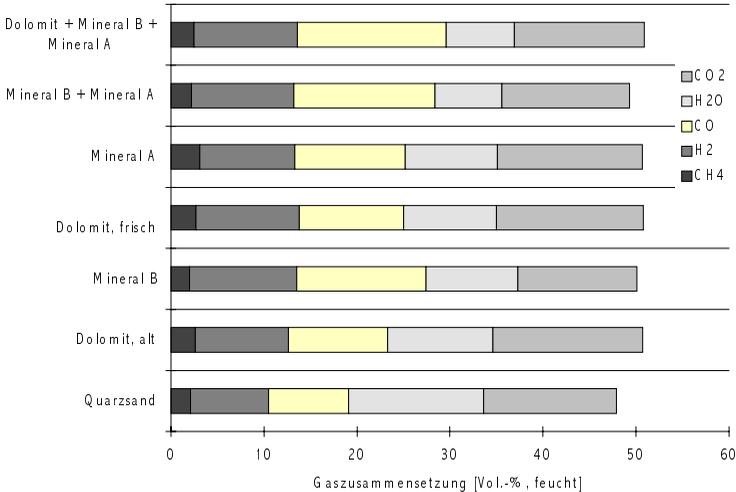
$T = 910 - 920 \text{ } ^\circ\text{C}$

$\lambda = 0,40$

Leerrohrgeschwindigkeit:  $u_0 = 2,5 - 3,2 \text{ m/s}$

Verweilzeit im Vergaser: 2,5 - 3,2 s

Die Variation des Bettmaterials hat nicht nur Einfluss auf den Gehalt an kondensierbaren Kohlenwasserstoffen, sondern auch auf die Anteile der jeweiligen Gashauptkomponenten, wie die nachfolgende Abbildung 10 zeigt.



**Abbildung 10: Holzgaszusammensetzung für verschiedene Bettmaterialien**  
 Biomassedurchsatz: 60 - 80 kg/h  
 Holzwassergehalt: 15 - 18 %<sub>atro</sub>  
 T = 910 - 920 °C  
 $\lambda = 0,40$   
 Leerrohrgeschwindigkeit:  $u_0 = 2,5 - 3,2$  m/s  
 Verweilzeit im Vergaser: 2,5 - 3,2 s

Die signifikante Verschiebung in der Gaszusammensetzung bei den verschiedenen Bettmaterialien rührt zu einem geringen Teil von schwankenden Wassergehalten des Holzes her. Die Verschiebung hin zu höheren CO- und H<sub>2</sub>-Gehalten wird hauptsächlich durch die Reformierung der Teere und die Katalyse der homogenen Wassergasreaktion verursacht. Ähnliche Effekte und Teerminderungspotentiale werden auch bei der Verwendung aufgemahlener Reformierungskatalysatoren als Zuschlagstoffe in die Wirbelschicht beobachtet. Die Änderung der Gaszusammensetzung wirkt sich entsprechend auch auf den Heizwert des Holzgases aus.

## 5.2 Teerabbau durch eine katalytische Reformierungsstufe

Zum Erreichen motortauglicher Restkonzentrationen an Teer erscheint der Einsatz einer dem Vergaser nachgeschalteten katalytischen Reformierungsstufe am aussichtsreichsten. Auf Basis der Erkenntnisse aus Reihen- und Dauerversuchen an der ZWS-Pilotanlage bei Fraunhofer UMSICHT wurde eine full-scale Reforming-Stufe konzipiert und im Oktober 1999 in Betrieb genommen. Es handelt sich dabei um einen adiabaten Vollraumreaktor, in dem der durchströmte Katalysator fest verbleibt. Die kondensierbaren Kohlenwasserstoffe (Teere) werden darin etwa auf dem Temperaturniveau der Vergasung an einem Katalysator mit dem im Gas enthaltenen Wasserdampf zu CO und H<sub>2</sub> umgesetzt. Bei Umsatzgraden nahe 100 % werden nahezu alle Teerbestandteile in Nutzgas umgewandelt, so dass nur noch extrem niedrige Restteergehalte übrig bleiben. Die Energieinhalt des Teers verbleibt somit im Gas und wirkt sich heizwertsteigernd aus. Dies ist ein Vorteil gegenüber Verfahren, bei denen versucht wird, durch Wäsche den Teer aus dem Gas zu entfernen. Ein positiver Nebeneffekt katalytischen Reformierung besteht in der gleichzeitigen Katalyse der NH<sub>3</sub>-Oxidation zu N<sub>2</sub>, was die NH<sub>3</sub>-Konzentration im Gas absenkt und sich damit positiv auf die Unterdrückung der Stickoxidbildung im Motor auswirkt. Je nach Verweilzeit des Gases im Reformier konnten Minderungen des NH<sub>3</sub>-Gehaltes um 50 und 85 % erreicht werden.

Für die Wirtschaftlichkeit des Katalysatoreinsatzes ist, neben seinem Anschaffungspreis, vor allem die Lebensdauer bei ausreichend guter Aktivität von Bedeutung. Diese Faktoren können im Versuchsbetrieb an der Pilotanlage nur begrenzt untersucht werden. Durchgeführte Messreihen über maximale Zeiträume von einer Woche geben Anlass zu der Erwartung, dass der speziell entwickelte Katalysator dauerhaft Aktivität zeigt. Hierzu sind aber letztlich ausgedehnte Praxistests im Dauerbetrieb an einer Demonstrationsanlage erforderlich.

Nach Passieren der Katalysatorstufe kann das Produktgas der ZWS-Vergasungsanlage dann nach einer Abkühlung und Entstaubung (beim Einsatz nicht kontaminierter Brennstoffe) ohne weitere Gasbehandlung dem Gasmotor zugeleitet werden. Für kleine und mittlere Holzheizkraftwerke auf Basis der Holzvergasung steht mit der katalytischen Gasaufbereitung eine sowohl unter technischen als auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zufriedenstellende Lösung zur Verfügung.

Die intensive Verwendung von Gasmotoren im Deponiegas- und Sondergasbereich hat gezeigt, dass diese auch für die Verwendung von Schwachgasen geeignet sind und dass sie auch in niedrigen Leistungsbe-  
reichen sehr gute elektrische Wirkungsgrade erreichen. Nach unseren Berechnungen sind für die Anlagenkonfiguration gemäß Abbildung 7 in einem Leistungsspektrum von 3-20 MW Brennstoffleistung elektrische Wirkungsgrade von rund 28-30 % für die Gesamtanlage, bezogen auf die eingesetzte chemische Energie des Brennstoffs, zu erwarten. Erste Versuche an der 0,5 MW-Pilotanlage im nicht motoroptimierten Dauerbetrieb ergaben einen Gesamtwirkungsgrad mindestens 26 % bezogen auf das eingesetzte Holz, bzw. 34 % bezogen auf das produzierte Holzgas.

### 5.2.1 Ergebnisse der mit dem Reformierungs-Katalysator durchgeführten Messreihen

In mehreren Versuchsreihen, die jeweils über Zeiträume von mehreren Tagen im Dauerbetrieb durchgeführt wurden, zeigte sich, dass der ZWS-Vergasungsprozess außerordentlich stabil und zuverlässig gefahren werden kann, siehe Abbildung 11.

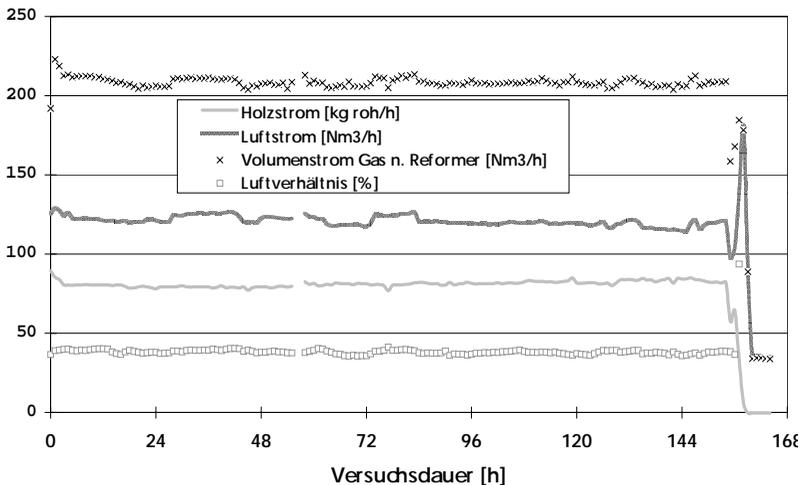


Abbildung 11: Zeitlicher Verlauf der wesentlichen Anlagenparameter im Dauer-versuch

Der in Abbildung 11 dargestellte Versuch wurde bei einer Vergasungstemperatur von rund 900 °C durchgeführt. Der Kaltgaswirkungsgrad der ZWS-Vergasung liegt bei ca. 85 %.

Das Abbildung 12 zeigt die während des Versuches gemessenen Teerwerte im Rohgas direkt hinter dem ZWS-Vergaser, hinter dem nachgeschalteten Reformier und hinter dem Gewebefilter bzw. vor Eintritt in den Gasmotor. Unter Teer sind dabei im allgemeinen die Komponenten zu verstehen, die hinsichtlich der Motorenverwendbarkeit des Gases eine Rolle spielen. In diesem Fall sind dies das Naphthalin und die höhermolekularen polzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffe (PAK) mit mehr als 10 C-Atomen. Die angewandte Methode der Teerbestimmung basiert auf einer nasschemischen Beprobung mit anschließender massenspektrometrischer Analyse.

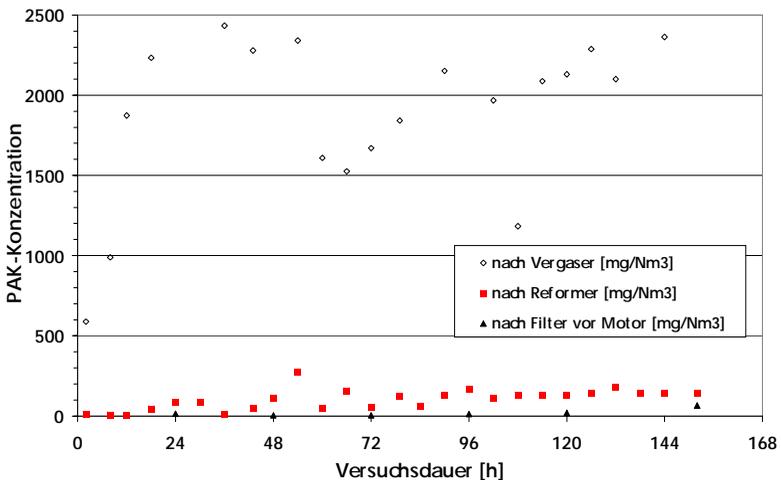


Abbildung 12: Teergehalte des Holzgases während des Motordauerbetriebs

Es zeigt sich, dass der Umsatzgrad durchweg > 95 % beträgt. Die erreichten Restgehalte an Teer im Gas liegen im zulässigen Bereich, wenn man von dem willkürlich gesetzten Grenzbereich 50-100 mg/Nm<sup>3</sup> ausgeht.

Als Indiz für die Teerfreiheit des Holzgases kann auch das Betriebsverhalten des Gasfilters herangezogen werden (siehe Abbildung 13). Es

handelt sich dabei um einen Schlauchfilter konventioneller Bauart, der im differenzdruckgesteuerten Druckstoßverfahren mit inertem Stickstoff periodisch abgereinigt wird. Der Filter sitzt hinter der Gaskühlung auf einem Temperaturniveau, von dem das Gas direkt in das BHKW gelangt. Aus dem Kohlenstoffgehalt der Filterasche ergibt sich mit der Ascheausstragsmasse ein Kohlenstoffumsatz des Gesamtvergasungsprozesses zwischen 98 und 99 %.

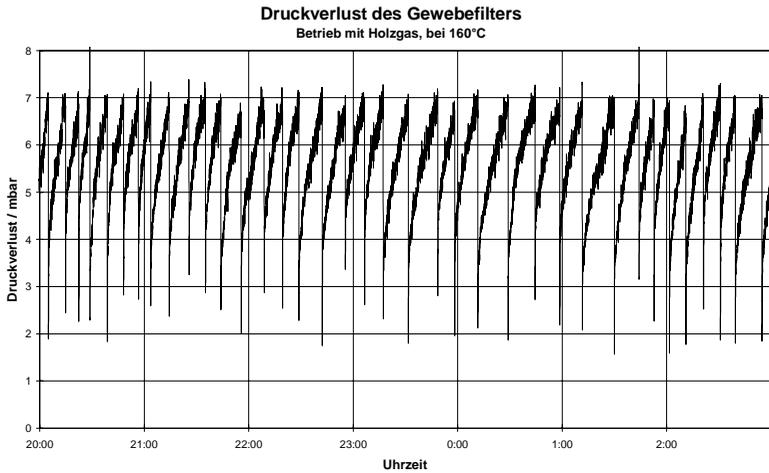


Abbildung 13: Betrieb (Abreinigungszyklen) des Gewebeschlauchfilters mit Holzgas

Bei zu hohen Teergehalten besteht die Gefahr, dass kondensierende Teerbestandteile die Filterschläuche belegen und irreversibel verkleben. In den jüngsten Versuchen an der Pilotanlage, bei denen die Filtertemperatur in der Spanne von 160-70 °C lag, konnte gezeigt werden, dass der Filterkuchen trocken bleibt, nicht durch Teer verklebt und schön periodisch abreinigbar ist.

Mit diesem Holzgas wurde im April 2000 ein Motorenbetrieb von 150 h realisiert. Der Automatikbetrieb der Anlage gestaltete sich problemlos. Der vom Blockheizkraftwerk erzeugte Strom wurde in das Netz eingespeist. Mit der für die Wirbelschichtvergasung typischen Konstanz hinsichtlich Heizwert und Menge des produzierten Gases, wurde dem Gasmotor ein nahezu teerfreies Holzgas (s. Abbildung 12) mit einem

unteren Heizwert von  $5000 \text{ kJ/Nm}^3_{\text{tr}}$  bei Temperaturen von  $60 \text{ }^\circ\text{C}$  angeht. Das aus den im weiteren Verlauf der Gasstrasse installierten Kondensatableitern austretende Kondensat war wasserklar, nahezu geruchsfrei und zeigte keinerlei Anzeichen von Teer-Resten. Die in den Gaserzeugungsprozess integrierte katalytische Teerspaltung kann demzufolge als erfolgreich angesehen werden. Die Kondensatanalysen mit Kohlenwasserstoffgehalten unterhalb der Nachweisgrenze ( $< 2 \text{ mg/l}$ ) können als Bestätigung für die gute Reinigung des Holzgases gewertet werden.

## 6 Zusammenfassung

Der Vergasung fester Brennstoffe kann in Kombination mit bestimmten Nutzungsvarianten aufgrund der überlegenen Wirkungsgrade eine tragende Rolle bei der künftigen regenerativen Stromerzeugung zufallen. Wichtigste Voraussetzung hierfür ist die Lösung der ausstehenden technischen Probleme dieser neuen Technologien. In Verbindung mit thermischen Prozessen, bei denen das aus Biomasse erzeugte Brenngas zugefeuert wird bzw. in Gaskesselanlagen verbrannt wird, kann die Vergasung als Stand der Technik angesehen werden.

Die Vergasung von Biomasse in der Wirbelschicht ist in Kombination mit einer gasgefeuerten Kesselanlage und besonders in Verbindung mit einem Gasmotoren-BHKW eine vielversprechende Option für die energetische Biomassenutzung. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen auf Basis der Fraunhofer UMSICHT-Anlage zeigen, dass diese Technologie für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse auch im Leistungsbereich unter 10 MW große Chancen verspricht. Dabei ist die ökonomische Situation einer Anlage im Einzelfall unter Beachtung der energiewirtschaftlichen Randbedingungen zu beurteilen.

Durch den Betrieb einer Pilotanlage in Oberhausen konnte die Eigenschaft und die Funktion des Verfahrens nachgewiesen werden. In umfangreichen Versuchsreihen wurde das Verfahren optimiert sowie verschiedene Konzepte zur Teerminderung untersucht. Erfolgversprechend ist hierbei vor allem die katalytische Reformierung des Gases zur Spaltung der Teere in Nutzgas. Mit einem weitgehend teerfreien Holzgas konnte der Versuchsbetrieb in Verbindung mit dem Gasmotoren-BHKW aufgenommen werden. Ein Dauerversuch, bei dem die Gesamtanlage

über einen Zeitraum von 150 h in Betrieb war, konnte erfolgreich abgeschlossen werden. Die wesentlichen Leistungsparameter entsprachen dabei den Erwartungswerten.

Fraunhofer UMSICHT engagiert sich derzeit in der Vorbereitung von Demonstrationsprojekten, bei denen sich die neue Technik im kommerziellen Einsatz über längere Betriebszeiträume erweisen soll. Nur die Demonstrationserprobung neuer Verfahren bietet letztlich die Möglichkeit, die Praxistauglichkeit zu entwickeln. Wenn es gelingt, die sehr positiven Ansätze aus dem Pilotmaßstab in die Demonstrationsphase zu übertragen, könnte auch die Biomassevergasung in Verbindung mit gasmotorischer Stromerzeugung demnächst zum Stand der Technik werden.

*Anschrift des Autors:*

*Dipl.-Ing. Markus Ising*

*Fraunhofer-Institut für Umwelt- Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT*

*Osterfelder Straße 3*

*46047 Oberhausen*

# Heißluftturbine und ORC-Prozeß: Alternativen zum Dampfkraftprozeß?

*J. Zschernig, M. Opelt  
Technische Universität Dresden  
Institut für Energietechnik*

## 1 Kraft-Wärme-Kopplung mit festen Biomassebrennstoffen

Die Elektroenergieerzeugung mit Biomassefeuerungen, insbesondere in Form dezentraler Energieversorgungskonzepte unter Einbeziehung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), wird seit dem verstärkten Einsatz von Biomasse zur thermischen Nutzung häufig diskutiert. Vorteile der Biomassenutzung in dezentralen KWK-Anlagen liegen neben der besseren Anpassung des Energieangebotes an den tatsächlichen Energiebedarf u. a. auch in der Einsparung von Transportwegen für Brennstoff, Wärme und Strom. Weiterhin ermöglicht eine nachhaltig dezentrale Nutzung von Biomasse eine lokale und regionale wirtschaftliche Stärkung, da die im Zusammenhang mit der Biomassenutzung getätigten Investitionen am Ort und in der Region wirksam werden.

Die technischen Möglichkeiten zur energetischen Nutzung fester Biomassebrennstoffe für die Wärmebereitstellung sind seit langem bekannt. Entwicklungsbedarf für dezentrale KWK-Anlagen mit Biomassenutzung besteht jedoch bei geringeren bis kleinen Leistungen der Elektroenergiebereitstellung im Bereich von ca. 50 kW bis max. 5 MW. Unter den derzeitigen ökologischen und ökonomischen Randbedingungen werden Wärmekraftmaschinen kleinerer Leistung benötigt, welche eine hohe Verfügbarkeit und niedrige spezifische Kosten für Investition und Betrieb aufweisen und bei möglichst einfacher Schaltung hohe Wirkungsgrade erzielen.

Dabei stehen sehr vielfältige Anlagentypen zur Diskussion.

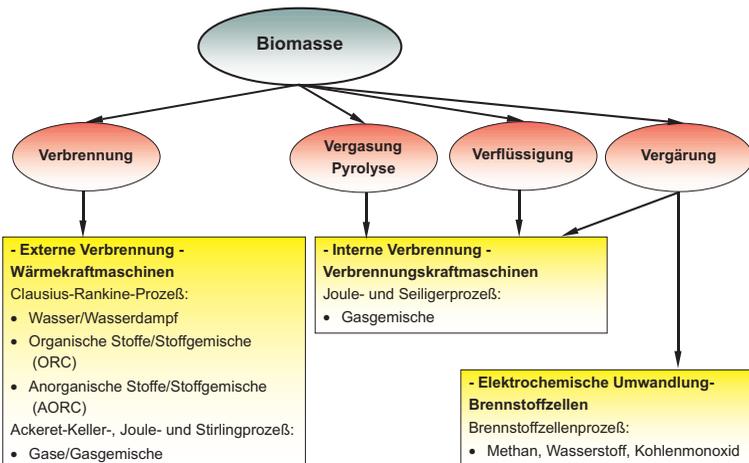


Abbildung 1: Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Bei der Nutzung fester Biomassebrennstoffe können die Varianten in drei Hauptgruppen zusammengefaßt werden:

- Biomasseverbrennung mit Dampfturbine oder Dampfmotor
- Biomassevergasung oder -pyrolyse mit Gasmotor oder Gasturbine
- Biomasseverbrennung mit Heißluftturbine oder Stirlingmotor.

Mit Ausnahme der Dampfkraftanlage stehen alle anderen Koppelprozesse jedoch in einer frühen Entwicklungsphase. Das bekannte Verfahren Biomasseverbrennung und Dampfkraftprozeß mit Dampfturbine oder Dampfmotor ermöglicht nur geringe elektrische Gesamtwirkungsgrade aufgrund der Abhängigkeit von Einheitsleistung, Frischdampfdruck und Frischdampf Temperatur. Höhere elektrische Gesamtwirkungsgrade versprechen die Verfahren der Vergasung mit Produktgasnutzung im Gasmotor. Ihre Umsetzung ist besonders in Bezug auf die ständig wechselnde Produktgasqualität sowie die Produktgasreinigung problematisch. In der genannten Größenordnung hat sich bis zum jetzigen Zeitpunkt noch keine Technologie durchgesetzt.

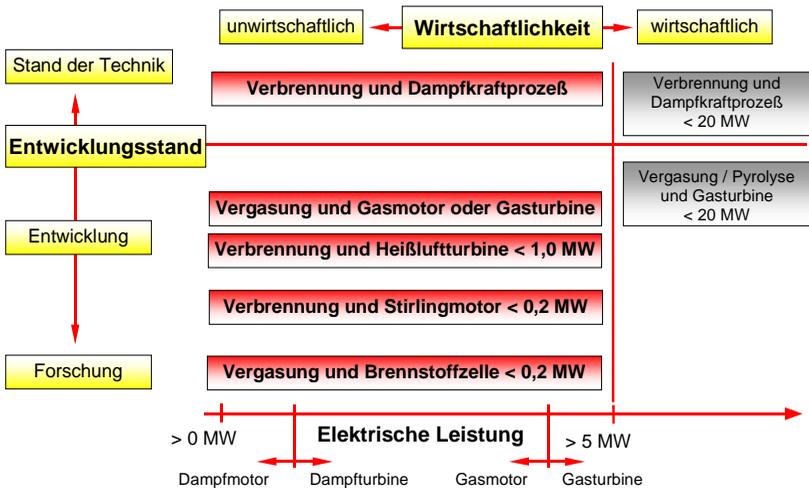


Abbildung 2: Entwicklungsstand und Wirtschaftlichkeit dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen kleinerer Leistung unter Einsatz fester Biomassebrennstoffe

Eine Möglichkeit mit hohem Effizienzpotential für kleine Leistungseinheiten bietet das Verfahren der Biomasseverbrennung und Heißluftturbine. Es ist die Kombination eines Heißluftprozesses bestehend aus Heißluftturbine und Heißluftwärmer mit einer technisch bewährten und ausgereiften Biomassefeuerung. Die Abwärme der Heißluftturbine steht mit einer hohen Temperatur zur Verfügung und kann als Wärmequelle für vielfältige Anwendungen genutzt werden. Die Heißluftturbine besitzt neben der Elektroenergiebereitstellung ein interessantes Einsatzpotential bei Trocknungsprozessen in der Land- und Forstwirtschaft. Für die Realisierung von Heißluftturbinenanlagen besteht Entwicklungsbedarf.

## 2 Grundlegende Ausführungen zum Heißluftturbinenprozeß

Die direkte Verbrennung fester Biomassebrennstoffe im offenen Gasturbinenprozeß zur Erzeugung von Elektroenergie bereitet große Schwierig-

keiten. Einen Ausweg bieten Heißluftturbinenanlagen mit externer Verbrennung [1,2,3,4,5,6,7,8].

Die Heißluftturbine arbeitet nach den Gesetzmäßigkeiten des Joule-Prozesses. Die Heißluftturbine unterscheidet sich von der Gasturbine durch eine externe Verbrennung und Erhitzung des Arbeitsmittels Luft. Im Falle der Heißluftturbine erfolgt die Wärmezufuhr mit Hilfe eines Heißluftherhitzers, der sich im Feuerraum der Biomassefeuerung befindet. Im Heißluftherhitzer wird die Wärme des Verbrennungsgases auf das Arbeitsmittel Luft übertragen. Dabei wird die Kreislauf Luft durch eine annähernd isobare Erwärmung auf die Turbineneintrittstemperatur erhitzt. Die so erhitzte Luft wird durch eine irreversible Expansion in der Turbine wieder auf den Umgebungsdruck entspannt. Wie bei jeder Gasturbinenanlage ist die Nutzleistung der Heißluftturbinenanlage die Differenz von Turbinen- und Verdichterleistung. Die Heißluftturbine ist besonders als Vorschaltprozeß für andere Prozesse geeignet, die ein hohes Temperaturniveau erfordern und ist somit ein typischer Vorschaltprozeß (Topping-Cycle).

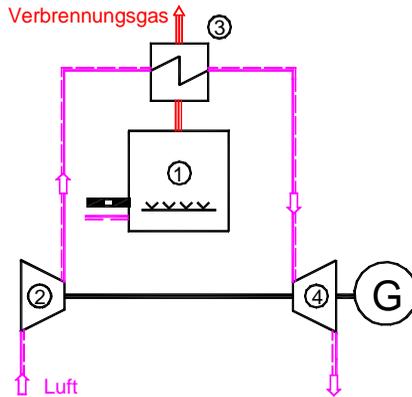


Abbildung 3: Einfacher, offener Heißluftturbinenprozeß mit externer Verbrennung (1) Biomassefeuerung, (2) Verdichter, (3) Heißluftherhitzer, (4) Turbine

Die Gestaltung des Heißluftturbinenprozesses wird im wesentlichen durch die Wahl des Druckverhältnisses und der Turbineneintrittstemperatur bestimmt. Der Wirkungsgrad der Heißluftturbinenanlage hängt

vom Druckverhältnis, der Turbineneintrittstemperatur, dem Druckverlust des Heißluftwärmehitzers sowie von der Güte von Verdichter und Turbine ab. Mit steigendem Druckverhältnis wächst der Wirkungsgrad bis zu einem Maximum und sinkt wieder ab. Der elektrische Wirkungsgrad ist nahezu unabhängig vom Nachschaltprozeß. Voraussetzung ist dabei die Vernachlässigung des Druckverlustes des Nachschaltprozesses (siehe Abb. 4 und 5).

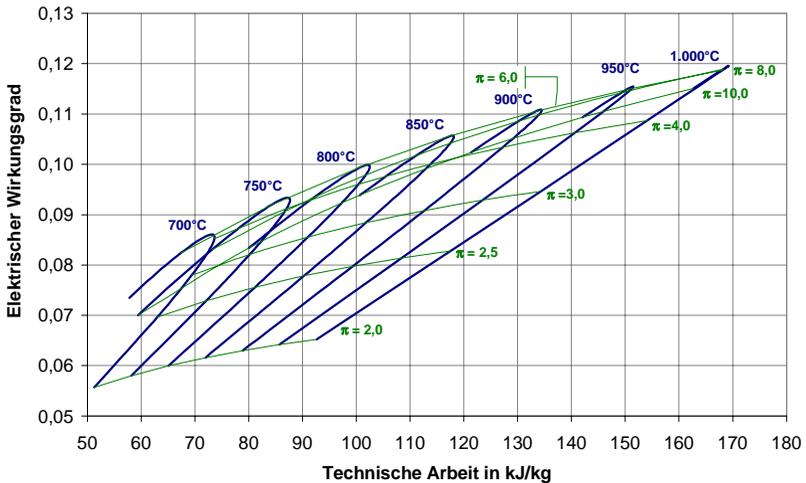


Abbildung 4: Kreisprozeßcharakteristik im Auslegungsfall des einfachen offenen Heißluftturbinenprozesses (Elektrischer Wirkungsgrad und spezifische technische Arbeit in Abhängigkeit von den Kreisprozeßparametern Turbineneintrittstemperatur und Druckverhältnis unter Beachtung des Druckverlustes des Heißluftwärmehitzers)

Die Auslegung einer Heißluftturbinenanlage erfordert eine Optimierung zwischen größter Nutzarbeit und merklicher Wirkungsgradsteigerung in Abhängigkeit von den oben genannten Größen.

Die Optimierung ist weiterhin abhängig von den Anforderungen des gewählten Nachschaltprozesses, da zwei unterschiedliche Medien Verbrennungsgas und Heißluft als Abwärmeprodukte zur Verfügung stehen. Mit der Wahl eines kleineren Druckverhältnisses (unter Voraussetzung gleicher Turbineneintrittstemperatur) steht durch die bessere

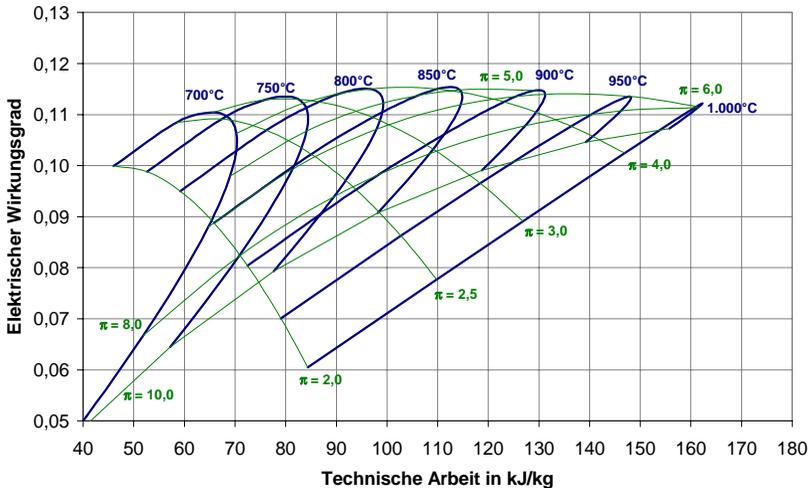


Abbildung 5: Kreisprozeßcharakteristik im Auslegungsfall des einfachen offenen Heißluftturbinenprozesses mit Regeneration (Elektrischer Wirkungsgrad und spezifische technische Arbeit in Abhängigkeit von den Kreisprozeßparametern Turbineneintrittstemperatur und Druckverhältnis unter Beachtung des Druckverlustes des Heißluft erhitzers)

Auskühlung des Verbrennungsgases der Heißluft das höhere Exergiepotential zur Verfügung. Die Abbildungen 6 und 7 zeigen den Einfluß des Druckverhältnisses bei gleicher Turbineneintrittstemperatur auf die Aufteilung der beiden Abwärmeströme Verbrennungsgas und Heißluft.

### 3 Heißluftherhitzer

Ein entscheidendes Bauteil einer Heißluftturbinenanlage stellt der Heißluftherhitzer dar [9,10,11,12]. Er kann den Wirkungsgrad und die Kosten der Anlage stark beeinflussen.

Der Unterschied des Heißluftherhitzers zum Luftvorwärmer, wie z. B. für die Verbrennungsluft in Kraftwerksanlagen, besteht darin, daß der Druck um das 4- bis 5-fache höher liegt und die Kreislauf Luft etwa mit der

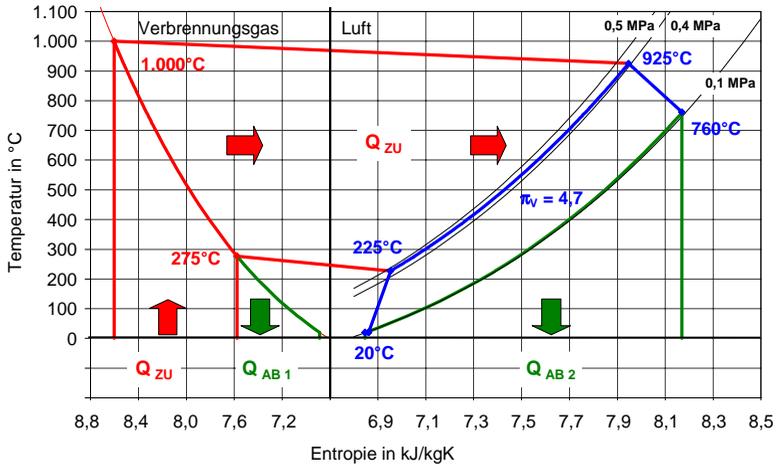


Abbildung 6: Temperatur, Entropie-Diagramm des einfachen realen Heißluftturbinenprozesses mit einem Druckverhältnis von 4,7, Wärmeabgabe der Heißluft ist größer als die Wärmeabgabe des Verbrennungsgases

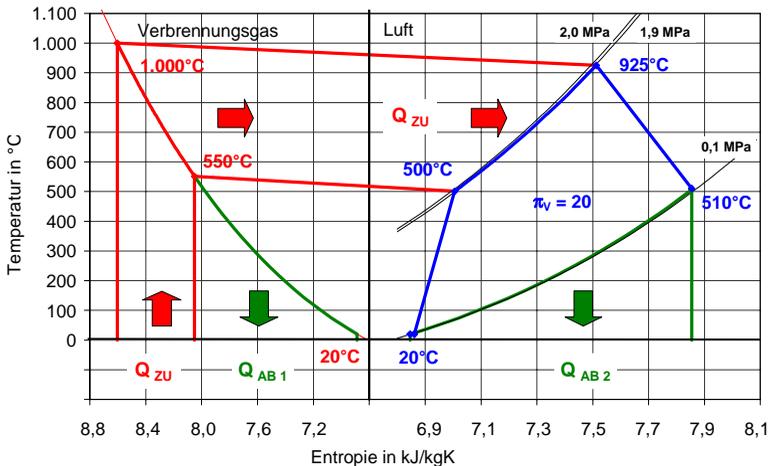


Abbildung 7: Temperatur, Entropie-Diagramm des einfachen realen Heißluftturbinenprozesses mit einem Druckverhältnis von 20, Wärmeabgabe des Verbrennungsgases ist größer als die Wärmeabgabe der Heißluft

gleichen oder einer höheren Temperatur in den Erhitzer eintritt, mit der die Verbrennungsluft den Luftvorwärmer im allgemeinen verläßt.

Um die Bestrebungen zur Wirkungsgradsteigerung der Heißluftturbine zu erfüllen, muß eine möglichst hohe Austrittstemperatur erreicht werden. Daher muß ein erheblicher Teil der Heizfläche der vollen Feuerraumtemperatur ausgesetzt werden. Unlegierte oder niedriglegierte Rohre aus warmfesten Stählen eignen sich aufgrund der schnellen Verzunderung in diesem Temperaturbereich nicht. Die hohen Rohrwandtemperaturen erfordern hitze- und zunderbeständige Werkstoffe. Das Merkmal der zunderbeständigen Stähle ist die Fähigkeit, mit Sauerstoff dichte, auch bei wechselnder Temperatur gut haftende und schwer schmelzbare oxidische Deckschichten zu bilden. Die Wirkung wird vor allem durch das Legieren mit Chrom erzielt und durch Silizium und Aluminium ergänzt. Sie bilden die Grundlage für die ferritischen Stähle. Zur Erhöhung der Warmfestigkeit und Verbesserung der Verarbeitbarkeit können hitze- und zunderbeständige Stähle mit Nickel legiert werden. Diese Stähle liegen dann im austenitischen Zustand vor. Die in Standards und Vorschriften angegebenen Einsatzgrenzen beziehen sich auf Luft bzw. oxidierende Atmosphäre. Bei der Verbrennung von unterschiedlichen Biomassebrennstoffen treten jedoch Verbrennungsgasgemische verschiedener Zusammensetzung auf. So verändern die Gasanteile von Stickstoff, Chlor und Schwefel die Materialeigenschaften empfindlich. Bei der Wahl des Werkstoffes müssen die Verbrennungseigenschaften der eingesetzten Biomasse und deren Verbrennungsgaszusammensetzung bekannt sein. Die Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Einsatzgebiete von hitze- und zunderbeständigen Stählen. Sie enthält die Stahlmarken, die für die Rohrherstellung eingesetzt werden.

Für die Auslegung und Überwachung von Hochtemperaturbauteilen muß die Zeitstandfestigkeit der verwendeten Stähle im gesamten Arbeitsbereich, insbesondere für praxisnahe lange Zeiten und die damit verbundenen niedrigen Spannungen, bekannt sein.

Eine weitere wichtige Größe, welche die Bemessung der Heizfläche beeinflusst, ist der zulässige Druckverlust im Heißluftherhitzer. Um einen möglichst hohen Wärmeübergang zu gewährleisten, sollte die Geschwindigkeit der Kreislauf Luft hoch sein. Die hohe Geschwindigkeit führt zu einer Senkung der Rohrwandtemperaturen in Richtung der Heißlufttemperatur, aber auch zu einer Vergrößerung des Druckverlustes. Ein hoher

Tabelle 1: Beständigkeit von hitze- und zunderbeständigen Stählen gegen Gase

Angriffsart	X10CrAl17 1.4713	X10CrAl13 1.4724	X10CrAl18 1.4743	X10CrAl24 1.4762	X8CrNiTi18.10 1.4941	X15CrNiSi20.13	X15CrNiSi25.20 1.4841	X10NiCrTiAl32.20 1.4876
Luft oder oxidierende Verbrennungsgase	bis 800°C	bis 950°C	bis 1.050°C	bis 1.200°C	bis 850°C	bis 1.050°C	bis 1.200°C	bis 1.150°C
reduzierende bzw. aufkohlende Gase	groß	mittel	über 900°C mittel	über 900°C mittel	mittel	über 900°C mittel	über 900°C mittel	über 900°C mittel
schwefelhaltige Gase oxidierend (SO <sub>2</sub> -haltig)	sehr groß	sehr groß	sehr groß	sehr groß	mittel	gering	gering	gering
schwefelhaltige Gase oxidierend (H <sub>2</sub> S-haltig)	mittel	mittel	mittel	groß	mittel	gering	sehr gering	sehr gering
stickstoffhaltige Gase, sauerstoffarm	gering	gering	gering	gering	groß	groß	groß	groß

Druckverlust in den Rohren verbietet sich jedoch in Hinblick auf den Wirkungsgrad der Heißluftturbinenanlage.

Die Auslegung und Optimierung des Heißluftherhitzers ist ein mehrdimensionales Optimierungsproblem, das im besonderen durch die Wärmeübertragerfläche, durch den zulässigen Druckverlust und gewünschten Wirkungsgrad bestimmt und durch den Werkstoffeinsatz beeinflusst wird.

#### 4 Heißluftturbine

In den letzten Jahren wurden besonders in der Technologie des Microturbinenbaus Fortschritte erreicht [14,15,16]. Es handelt sich dabei um kleine Gasturbinenaggregate, die aus einem einstufigen Radialverdichter und einer gleichartigen Turbine bestehen. Das Verdichtungsverhältnis beträgt ca. 3 bis 4. Die Turbineneintrittstemperatur liegt bei ca. 700 bis 900 °C. Ein

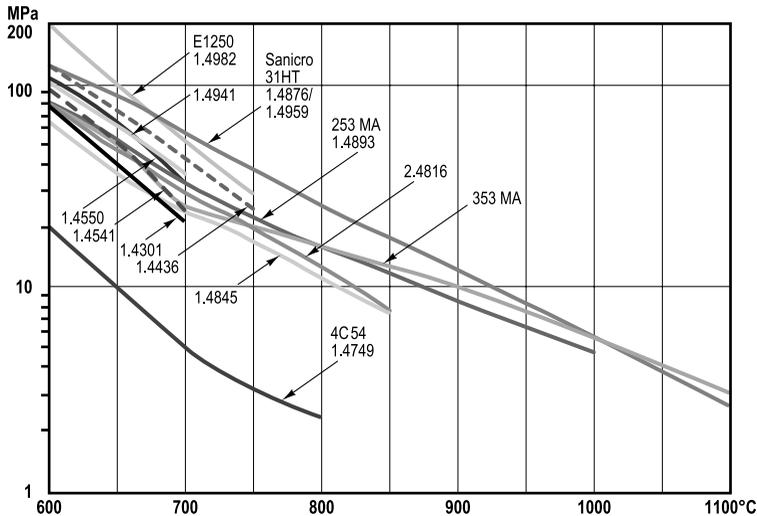


Abbildung 8: Verlauf der 100.000 h Zeitstandfestigkeit in Abhängigkeit der Einsatztemperatur von verschiedenen hitze- und zunderbeständigen Stählen [13]

Gasturbinenprozeß mit diesen Parametern kann einen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 10 bis 14 % erreichen. Bei kleinen Druckverhältnissen ist es möglich, Gasturbinen mit Regeneration auszuführen. Der elektrische Wirkungsgrad kann somit auf ca. 20 bis 30 % gesteigert werden. Hersteller bieten diese Neuentwicklungen mit einer elektrischen Leistung von ca. 30-250 kW für die dezentrale Stromerzeugung an. Mit dem Einsatz dieser Technologie ergeben sich für die dezentrale Nutzung fester Biomassebrennstoffe neue Möglichkeiten der Anwendung für die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Elektroenergie in einem sehr interessanten Leistungsbereich.

## 5 Trocknung landwirtschaftlicher Güter als Nachschaltprozeß der Heißluftturbinentechnik in Kraft-Wärme-Kopplung

Einsatzmöglichkeiten von Heißluftturbinenanlagen mit der Verbrennung fester Biomasse bieten vor allem kleinere bis mittlere Unternehmen der

Tabelle 2: Anbieter und Daten von Microturbinen

Anbieter	Leistung kW	Druckverhältnis	Temperatur °C
Allied Signal	75	3,8	899
Elliot Energy	45 - 500	k.A.	k.A.
Capstone	24 - 60	k.A.	k.A.
Northern Research	70 - 250	3,0	704
Power Works	30 - 250	k.A.	k.A.

Holzindustrie und Landwirtschaft mit einem thermischen Leistungsbedarf von ca. 500 kW bis 2.500 (max. 5.000) kW und einem elektrischen Leistungsbedarf von ca. 50 kW bis 250 (max. 500) kW.

Aufgrund der hohen Temperaturen der Abluft der Heißluftturbine bietet sich eine Vielzahl von Kombinationsmöglichkeiten. Neben der Warmwasser- oder Prozeßdampferzeugung bestehen vorteilhafte Einsatzmöglichkeiten insbesondere bei nachgeschalteten Trocknungsprozessen in der Land- und Forstwirtschaft. Vornehmlich bei der Trocknung von Gütern, die überwiegend als direkte Trocknung im Verbrennungsgasstrom mit hohen Temperaturen erfolgt, ist der vorteilhafte Einsatz der Heißluftturbine als Kraft-Wärme-Kopplungsanlage zu suchen. Der Einsatz der heißen Abluft der Heißluftturbinenanlage in Trocknungsprozessen führt zu einer Substitution fossiler Brennstoffe. Weiterhin wird Luft als „reines Medium“ an Stelle des Verbrennungsgas-Luft-Gemisches zur Trocknung eingesetzt.

Hauptinsatzfall für ein hohes Abwärmepotential ist die Heißlufttrocknung pflanzlicher Futtermittel, wie z. B. Zuckerrüben-Diffusionschnitzel, Rübenblätter, Halmfutter sowie Kartoffelschnitzel. Bislang werden indirekte und direkte Trockner mit Heizleistungen von 100 bis 4.000 kW eingesetzt, die mit Heizöl, Erdgas oder Flüssiggas befeuert werden. Als Bauform wird nahezu ausschließlich der Trommeltrockner eingesetzt, der ein kontinuierliches Trocknen von Massengütern der Landwirtschaft und Industrie ermöglicht.

Mit indirekten Trocknern können Heißlufttemperaturen von 350 bis 600 °C realisiert werden. Sollen höhere Trocknungstemperaturen erreicht werden, müssen direkte Trockner eingesetzt werden. Die Heißlufttrock-

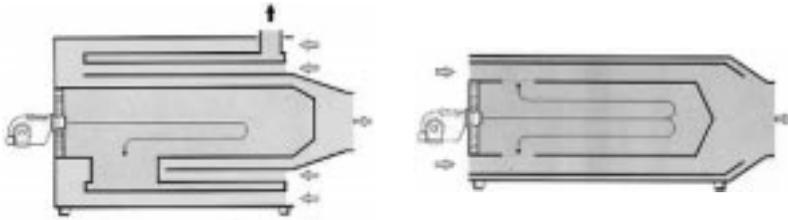


Abbildung 9: Indirekte und direkte Trockner

nung im direkten Prinzip erfolgt mit einem Verbrennungsgas-Luft-Gemisch bei Temperaturen von 600 bis 1.000 °C. Die heiße Abluft der Heißluftturbine ermöglicht es, die direkte Trocknung im Verbrennungsgas-Luft-Gemisch abzulösen.

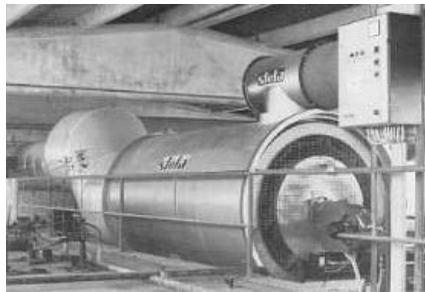


Abbildung 10: Trommeltrockner für pflanzliche Futtermittel [17]

## 6 Organic Rankine-Cycle (ORC)

In ORC-Anlagen (Organic Rankine Cycle) [18,19] wird ein Dampfprozeß mit einem niedrigsiedenden Arbeitsmittel realisiert. ORC-Anlagen ermöglichen eine sinnvolle Nutzung der Abwärme mit relativ geringer Temperatur. ORC-Anlagen werden daher hauptsächlich bei der Nutzung von Sonnenenergie oder geothermischer Energie eingesetzt. Der elektrische Wirkungsgrad ist gering, da die Exergie der Abwärme aufgrund des

niedrigen Temperaturniveaus gering ist. Der ORC-Prozeß ist ein typischer Nachschaltprozeß (Bottoming-Cycle) und somit das Gegenteil der Heißluftturbine.

Wie beim Dampfkraftprozeß sind die wichtigsten Anlagenkomponenten der Dampferzeuger, die Turbine oder die Kolbenmaschine, der Kondensator und die Speisewasserpumpe. Aufgrund der Besonderheit des Taulinienverlaufes vieler organischer Arbeitsmittel wird bei den meisten ORC-Anlagen eine regenerative Vorwärmung vorgesehen.

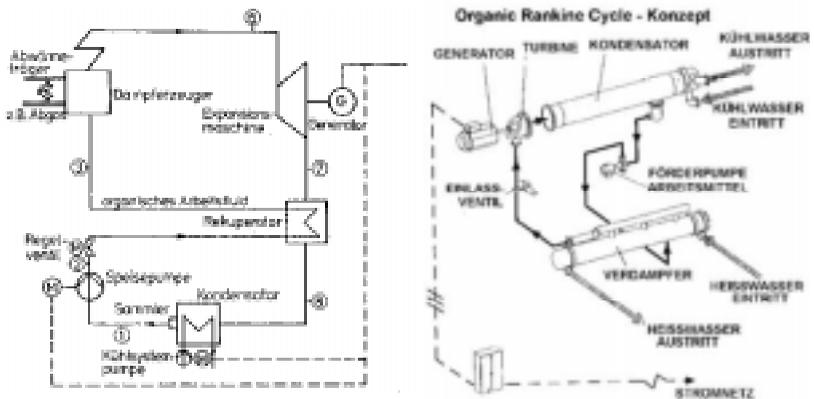


Abbildung 11: Schema ORC-Anlage [18,20]

Der Schaltplan einer ORC-Anlage ist in Abb. 11 dargestellt. Die Zustandsänderungen des Arbeitsmittels beim Durchströmen der Anlage, dargestellt im T,s-Diagramm, zeigt Abb. 12.

Durch die vielen möglichen Energiequellen mit unterschiedlicher Temperatur werden sehr verschiedene Arbeitsmedien eingesetzt. An die Arbeitsmittel werden Anforderungen wie Umweltverträglichkeit, Nichtbrennbarkeit, Nichttoxizität etc. gestellt. Zum Beispiel ist die maximal zulässige Temperatur ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal. Sie wird durch die thermische Stabilität des Arbeitsmittels begrenzt.

Gegenwärtig wird versucht, auch den ORC-Prozeß mit der Nutzung fester Biomassebrennstoffe in KWK-Anlagen zu kombinieren. Erste technische Demonstrations- und Versuchsanlagen werden und wurden gebaut. Die Leistungsgröße beläuft sich von 50 kW bis 2,5 MW. Nach [21] werden elektrische Wirkungsgrade von ca. 8 bis 10 % erreicht.

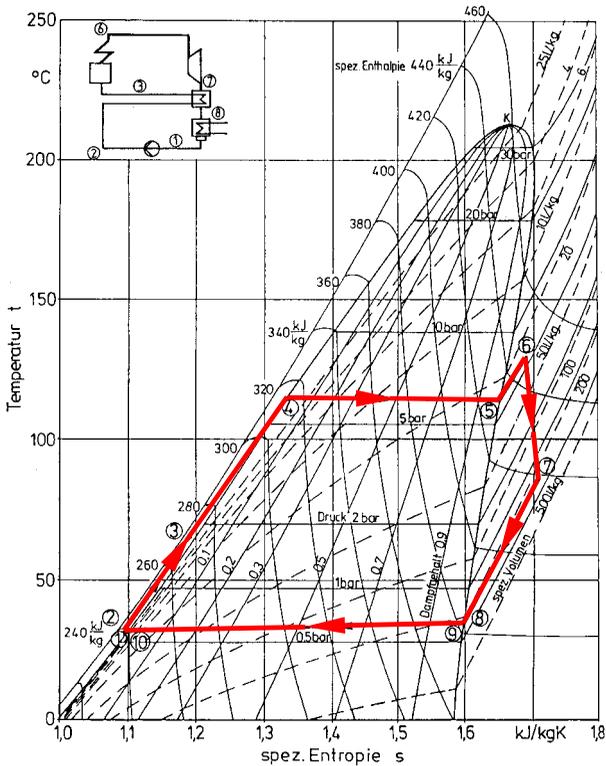


Abbildung 12: Zustandsänderungen in einem typischen ORC-Prozess mit  $\frac{ds''}{dT} > 0$  [18]

## 7 Zusammenfassung

Der Kraft-Wärme-Kopplungsprozess mit Biomassefeuerung und Heißluftturbine ist darauf ausgerichtet, neben der Erzeugung von Elektroenergie Prozessen Abwärme mit hoher Temperatur zur Verfügung zu stellen. Der Heißluftturbinenprozess als Hochtemperaturprozess ist ein Vorschaltprozess (Topping-Cycle). Die Güte des Gesamtprozesses wird durch den Nachschaltprozess der Abwärmenutzung stark bestimmt. Der Haupteinsatzfall ist in der Trocknung von landwirtschaftlichen Gütern zu suchen.

Tabelle 3: Daten organischer und anorganischer Arbeitsmittel

Stoff	chem. Formel	Krit. Temp. °C	Krit. Druck bar	Max. zul. Temp. °C	Sattdampfvol. bei 30°C m <sup>3</sup> /kg
Toluol	C <sub>6</sub> H <sub>5</sub> CH <sub>3</sub>	318,6	40,6	350	5,00
Fluorinol 100	CF <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> OH	226,7	49,3	320	0,20
Isobutan	CH(CH <sub>3</sub> ) <sub>3</sub>	135,0	36,5	250	0,10
R114	C <sub>2</sub> Cl <sub>2</sub> F <sub>4</sub>	145,7	32,6	200	0,05
R12	CCl <sub>2</sub> F <sub>2</sub>	112,0	41,6	150	0,02
R11	CCl <sub>3</sub> F	198,0	44,0	130	0,13
R113	C <sub>2</sub> Cl <sub>3</sub> F <sub>3</sub>	214,1	34,1	130	0,24
Ammoniak	NH <sub>3</sub>	132,4	113,0	200	0,11
Wasser	H <sub>2</sub> O	374,2	221,2	550 <sup>a</sup>	33

a. werkstoffbedingt

Die Heißluftturbine zeichnet sich besonders durch ihre einfache und kompakte Bauweise aus. Die wesentlichen Anlagenbestandteile sind der Turbosatz bestehend aus Verdichter, Turbine und Generator, der Heißluftherhitzer sowie periphere Anlagenkomponenten. Durch den Einsatz von Luft als Arbeitsmittel wird zu ihrem Betrieb im Gegensatz zum Dampfkraftprozeß kein Wasser benötigt. Es entfallen kostenintensive Mehraufwendungen für Wasseraufbereitung und Rückkühlwerk oder für eine aufwendige Produktgasreinigung wie im Falle anderer Technologien. Weiterhin unterliegt der Heißluftherhitzer nicht der strengen, gesetzlichen Überwachungspflicht der Dampfkesselverordnung.

Der ORC-Prozeß ist ein Nachschaltprozeß (Bottoming-Cycle) zur Umwandlung von Wärme mit einem niedrigen Temperaturniveau in mechanische bzw. elektrische Energie. Auch beim ORC-Prozeß muß die technische Machbarkeit gleichberechtigt mit der wirtschaftlichen geprüft werden.

Beide Prozesse ersetzen nicht den herkömmlichen Dampfkraftprozeß. Alle drei Prozesse unterscheiden sich in der thermodynamischen Mitteltemperatur der Wärmeaufnahme und Wärmeabgabe des Arbeitsmittels. Unter der Voraussetzung reversibler Prozeßführung können die genannten Prozesse die in Abb. 13 gezeigten Carnot-Faktoren erreichen.

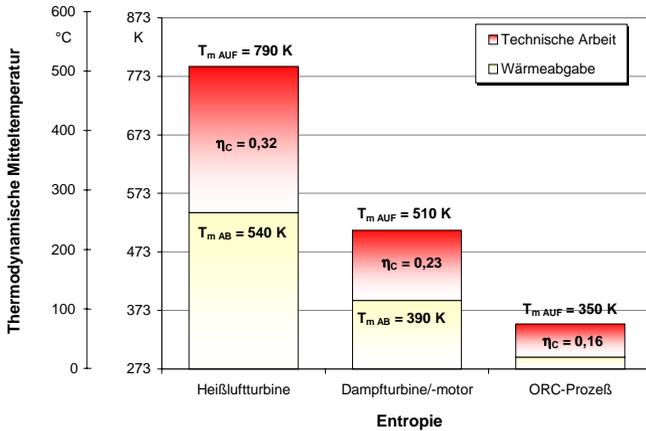


Abbildung 13: *T,s*-Diagramm des Heißluftturbinen-, Dampfkraft- und ORC-Prozesses in Form des reversiblen Carnot-Prozesses mit den thermodynamischen Mitteltemperaturen der Wärmeaufnahme und Wärmeabgabe

Heißluftturbinen- und ORC-Prozess können in speziellen Einsatzfällen zum Einsatz kommen. Dabei besitzt die Heißluftturbine ein höheres Einsatzpotential als der ORC-Prozess, da die Abluft der Heißluftturbine mit einer sehr hohen Temperatur zur Verfügung steht und somit mit vielen Nachschaltprozessen bis hin zum Dampfkraft- oder ORC-Prozess kombiniert werden kann.

## Literaturverzeichnis

- /1/ Ackert, J, Keller, C.: Aerodynamische Wärmekraftmaschine mit geschlossenem Kreislauf, Z. VDI Bd. 85 (1941), S. 491/500
- /2/ Dittmann, A., Zschernig, J. (Hrsg.): Energiewirtschaft, B.G.Teubner-Verlag, Stuttgart, 1998
- /3/ Zschernig, J.: Berechnung der optimalen Konfiguration von Wärmeerzeugungsanlagen, Energieanwendung, Energie- und Umwelttechnik 43 (1994) 4, S. 130 - 134
- /4/ Sander, T.: Mathematische Modellierung und Berechnung von Gasturbinen- und Kombikraftwerksschaltungen, Dissertation, Technische Universität Dresden, 1994

- /5/ Tilgner, H., Sander, T.: Theoretische Untersuchungen von Gasturbinenanlagen - Einflüsse auf Wirkungsgrad, Kreisprozeßarbeit und Nutzwärmeabgabe, 26. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, Kraft-Wärme-Kopplung beim energiewirtschaftlichen Umbau in den neuen Bundesländern und in Osteuropa, 8./9. November 1994, Tagungsunterlagen Band 2, S 237-250
- /6/ Bammert, K.: Vergleich von Dampf- und Heißluftturbinen in Heizkraftwerken kleinerer bis mittlerer Leistung, BWK 8 (1957) Nr. 7. S. 69/106
- /7/ Fineblum, Solomon S.: Preliminary analysis of an improved external combustion hot air power system, IECEC 30<sup>th</sup> Intersociety Energy Conversion Engineering Konferenz, ASME 1995, IECEC Paper No. ES-382, S. 153-160
- /8/ Frost, T.H., Agnew, B., Anderson A.: Optimizations for Brayton-Joule gas turbine cycles, Part A: journal of Power and Energy, Proc Instn Mech Engrs Vol 206, 1992, S. 283-288
- /9/ Bammert, K.: Zur Entwicklung des kohlestaubgefeuerten Lufterhitzers, VDI-Z., Bd. 100 (1958), S. 841/880
- /10/ Bammert, K, Keller, C.: Meßergebnisse der ersten kohlenstaubgefeuerten Heißluftturbinenanlage für die Stromerzeugung und Heizwärmelieferung, BWK 12 (1960) Nr. 2, S. 62/64
- /11/ Bammert, K., Geissler, T., Nickel, E.: Die Verfeuerung von Kohlenstaub in Gasturbinenanlagen mit geschlossenem Kreislauf, BWK 14 (1962), Nr. 11, S. 537/545
- /12/ Strumpf, H., Shenker, J., van Weele, S.: High-Performance Power Systems (HIPPS) Ceramic Air Heater Development, ASME, 1994 (ASME-papers, (1994), Paper-Nr. 94-JPGC-PWR-2)
- /13/ Sandvik Steel: Firmenunterlagen Einsatzbereich für Hochtemperaturstähle
- /14/ Collins, S. Small gas turbines post gains in performance, Power, october 1992, S. 55/58
- /15/ Scott, W.G.: Micro-size gas turbines create market opportunities, Power Engineering, 101 (1997) 9, S. 46/50
- /16/ de Biasi, V.: Low cost and high efficiency make 30 to 80 kW microturbines attractive, Gas Turbine World, January-February 1998
- /17/ Firmenunterlagen Stela Laxhuber KG
- /18/ Bitterlich W., Kestner D.: Einführung in die ORC-Technologie, BWK 36 (1984), Nr. 7-8, S. 332/335
- /19/ Huppmann, G.: Abwärmenutzung in der Industrie unter Verwendung des organischen Rankine Prozesses (ORC), Forschungsbericht BMFT, 1984
- /20/ Unterlagen Energieverwertungsagentur E.V.A., Wien
- /21/ Renz, P.: Stromerzeugung aus Holz einer ORC-Anlage, Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich, 1996

*Anschrift der Autoren:*

*Prof. Dr. Joachim Zschernig, Dipl.-Ing. Michael Opelt*

*Technische Universität Dresden*

*Institut für Energietechnik*

*01062 Dresden*

# Der Einsatz von biogenen Gasen in Brennstoffzellen am Beispiel MTU: Neuere Entwicklungen und zukünftige Perspektiven

*P. Berger*

*MTU Friedrichshafen GmbH*

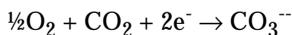
## 1 Funktionsweise der Karbonatschmelzen Brennstoffzelle (MCFC)

Das charakteristische Merkmal der Direktbrennstoffzelle (DBZ) besteht darin, daß als Übertragungsmedium für den Luftsauerstoff von der Kathoden- zur Anodenseite das Karbonat-Ion ( $\text{CO}_3^{--}$ ) dient. Die Karbonate, also die Salze der Kohlensäure, werden industriell in großem Umfang genutzt, z. B. in der Glasherstellung. In der DBZ wird als Elektrolyt eine eutektische Mischung aus Kaliumkarbonat (Pottasche) und Lithiumkarbonat verwendet, deren Schmelzpunkt bei rund  $480\text{ }^\circ\text{C}$  liegt. Bei der Arbeitstemperatur von  $650\text{ }^\circ\text{C}$  weist die Salzschnmelze eine gute elektrolytische Leitfähigkeit auf.

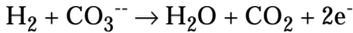
Die Kathodenkammer der DBZ wird mit einem Gemisch aus Luft und Kohlendioxid gespeist. Der Sauerstoff der Luft und das Kohlendioxid lösen sich im Elektrolyten und bilden dort neue Karbonat-Ionen. Dieser Vorgang benötigt zwei Elektronen pro Ion, die dem äußeren Stromkreis entnommen werden. Die Karbonat-Ionen wandern durch die Elektrolyt-Matrix zur Anode und reagieren dort mit dem Wasserstoff des Brenngases zu  $\text{CO}_2$  und Wasser. Das Anodenabgas wird dem Kathodenluft zugeetzt; somit ist der  $\text{CO}_2$ -Kreislauf geschlossen.

Die Reaktionsgleichungen der DBZ lauten also:

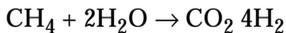
Kathodenseite



Anodenseite



In der Anodenkammer der DBZ läuft eine weitere wichtige chemische Reaktion ab, nämlich die Reformierung der Kohlenwasserstoffe des Brenngases zu Wasserstoff und Kohlendioxid. Die typische Reaktionsgleichung (für Erdgas) lautet:



Der für diese Reaktion erforderliche Reformierkatalysator ist, z. B. in Form kleiner Pellets, direkt in der Anodenkammer der DBZ untergebracht. Man spricht von zellinternem Reformieren. Diese technische Lösung zeichnet sich durch eine Reihe wichtiger Vorzüge aus:

- Ein separater vorgeschalteter Reformierreaktor entfällt. Dies führt zu einer erheblichen Vereinfachung des gesamten Brennstoffzellensystems.
- Die stark endotherme Reformierreaktion wird direkt aus der Verlustwärme der Brennstoffzelle gespeist. Energie muß nicht separat aus dem Brenngas bereitgestellt werden; so sind die höchsten Systemwirkungsgrade möglich.
- Die Reformierreaktion entzieht der Brennstoffzelle Wärme und verringert so den Kühlluftbedarf („chemische Kühlen“).
- Die Brennstoffzelle verschiebt durch den Verzehr des Wasserstoffs das Reformiergleichgewicht ständig zur Wasserstoffseite hin. Dadurch wird selbst bei moderaten Temperaturen eine vollständige Umwandlung der Kohlenwasserstoffe und somit eine optimale Brenngasausnutzung erreicht.

## 2 DBZ Systemaufbau

Der Aufbau eines DBZ-Zellblocks gleicht im Grundsatz dem anderer Brennstoffzellentypen. Die einzelne Zelle ist als flaches Sandwich konstruiert. Die beiden Elektroden (Kathode und Anode) aus porösem Nickeloxid/Nickel umschließen eine mit dem Karbonat-Elektrolyten gefüllte Trägerfolie. Die Gaskanäle werden durch wellblechartig strukturierte Stromsammler gebildet. Aufeinanderfolgende Zellen werden durch ein

gemeinsames Trennblech, die sogenannte Bipolarplatte, separiert. Die Zellen weisen eine Fläche von  $0,8 \text{ m}^2$  auf; jede Einzelzelle hat eine elektrische Leistung von etwa 1 kW. Etwa 300 derartige Zellen sind übereinandergestapelt und somit elektrisch in Serie geschaltet. Sie werden zusammengehalten durch Endplatten, die mit Zugankern verbunden sind und durch entsprechende Vorspannung guten elektrischen Kontakt zwischen den Einzelzellen bewirken. An den vier Seiten des Zellblocks werden die Reaktionsgase (Brenngas/Luft) dem Zellstapel (Stack) in definiertem Verhältnis und durch Dichtungen separiert zugeführt. Das Brenngas und die Kathodenluft fließen im Kreuzstrom durch den Zellblock.

Der Gleichstrom wird an den Endplatten des Zellblocks abgenommen und über einen Wechselrichter den Verbrauchern zugeleitet. Die Überschußwärme wird der DBZ durch den Kathoden-Luftstrom entnommen und kann aus dem Prozeß mittels eines Wärmetauschers als Nutzwärme mit einem Temperaturniveau bis zu  $550 \text{ }^\circ\text{C}$  ausgekoppelt werden. Der DBZ-Block wird ergänzt durch die Brenngasaufbereitung, die auf die Eigenschaften des verwendeten Brennstoffs zugeschnitten sein muß (Reinigung, Entschwefelung). Der Nutzwärmetauscher im Kathodenluftstrom bildet die Schnittstelle zur anwendungsspezifischen Wärmenutzung. Der Wechselrichter dient zur Umwandlung des erzeugten Gleichstroms in normgerechte elektrische Energie. Die Steuerung und Überwachung obliegt einem vollautomatisch arbeitendem Kontrollsystem.

### **3 Brennstoffaufbereitung und -bereitstellung**

Wie schon bei dem Funktionsprinzip erläutert wird das Methan, der Hauptbestandteil von Erdgas und vielen anderen kohlenwasserstoffhaltigen Gasen, intern reformiert, wobei der Energiegehalt des Gases intern gesteigert wird und ein hoher elektrischer Wirkungsgard erreicht wird.

Die weiteren Verfahrensschritte (Gasreinigung, Reformieren der höheren Kohlenwasserstoffe, Befeuchten) erfolgen in der Brenngasaufbereitung, die Bestandteil eines jeden DBZ-Kraftwerkes ist.

Bei der Verstromung von Brenngasen mit stark veränderter chemischer Zusammensetzung oder höheren Verunreinigungen kann diese Brenngasaufbereitung daran angepaßt werden.

## 4 Einsatzbereiche

### **Vielseitiger Brennstoffeinsatz**

Die DBZ hat durch die Vielzahl der nutzbaren Brennstoffe ein breites Einsatzspektrum.

Erdgas ist durch seine flächendeckende Verfügbarkeit und seinen hohen Methananteil ein idealer Brennstoff.

Zusätzlich ist die MCFC-Technologie für die Verstromung weiterer weiterer kohlenstoff- und kohlenwasserstoffhaltiger Gase geeignet, da sie den Heizwert des CO nutzen kann und das CO<sub>2</sub> auf der Kathodenseite die Bildung der Karbonationen unterstützt. Solche Gase, die aus verfahrenstechnischen Prozessen, zum Teil als unerwünschte Nebenprodukte anfallen, sind z. B. biogene Gase (Klärgas, Biogas) Kohlegas, Gase aus der Abfallverwertung und industrielle Restgase.

### **Hochtemperatur-Nutzwärme**

Die hohe Temperatur der Nutzwärme macht der DBZ die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zugänglich, d. h. die Erzeugung von Prozeßdampf und Strom, bislang eine Domäne der Gasturbine. Da der hohe MCFC-Wirkungsgrad und das hohe Temperaturniveau bereits bei kleinen Leistungseinheiten realisiert werden können (ab ca. 200 kW), sind auch kleinere, dezentrale Einheiten möglich und eröffnet so völlig neue Anwendungsfelder, die bisher nicht mit KWK bedient werden können.

Weiterhin können im Markt der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, also der Kopplung von Stromerzeuger und Absorptionskältemaschine, wegen des hohen Temperaturniveaus kostengünstige Gesamtsysteme bzw. höhere Kältezahlen erreicht werden.

In Anwendungen ohne hohes erforderliches Nutztemperaturniveau kann mit einer nachgeschalteten Dampfturbine der elektrische Wirkungsgrad nochmals gesteigert werden. Dampfturbinen kleiner Leistungsklassen sind bereits kommerziell verfügbar und werden von verschiedenen Herstellern zur Zeit hinsichtlich Wirkungsgraden und Kosten optimiert.

### **Modulare, vorgefertigte Einheiten**

Technologisch bedingt sind beliebige Leistungsklassen herstellbar.

Komplettsysteme können als vorgefertigte Einheiten beim Anwender modular kombiniert werden, als auch bei Absenkung des Leistungsbedarfs demontiert werden.

Der Brennstoffzellenstack, das Herzstück des Kraftwerks, kann durch den liegenden Betrieb mit einer größeren Anzahl von Zellen bestückt werden (300, 450, 600 Zellen).

## 5 Stand der Entwicklung und Perspektive

Neben Entwicklungsarbeiten zur Erhöhung der Zellebensdauer (Schutz vor Korrosion, verbessertes Zell-Design) konzentrieren sich die Arbeiten auf dem Gebiet der Systemtechnik mit dem Ziel der Vereinfachung und hoher Integration einzelner Subsysteme, um günstige Herstellkosten für das Brennstoffzellen-Gesamtsystem zu erreichen.

In den Jahren 1997 und 1998 wurde von der ARGE MCFC Entwicklung unter Federführung der MTU Friedrichshafen das weltweit erste MCFC Kraftwerk in hochintegrierter Bauweise (Hot Module Konzept) bei Ruhrgas in Dorsten getestet.

Die wichtigsten Eigenschaften des Hot Module Konzeptes sind:

- hochintegrierte Bauweise und daher Potential auf günstige Herstellkosten
- horizontaler Stackbetrieb und daher variable Anzahl Zellen/stack
- Reduzierung der problematischen Dichtungen von 4 auf 1
- Minimierung der parasitären Energien (hoher Wirkungsgrad)
- geringer Platzbedarf

Die wesentlichen Testergebnisse waren:

- Verifizierung des Hot Module Konzeptes
- Verifizierung des horizontalen Stackbetriebes
- Automatisierte und stabile Anlagenfahrweise
- Gezieltes Anfahren definierter Lastpunkte
- Aufzeigen von Schwachstellen und Verbesserungspotentialen

### **Entwicklungsphase III**

Nach umfangreicher Post Test Analyse ist die ARGE MCFC Entwicklung am 01.10.98 in die planmäßige Phase III des Entwicklungsprogramms mit folgenden Schwerpunkten übergegangen:

**Produktentwicklung**

- Qualifizierung 40.000 h Stack-Lebensdauer in großem Maßstab
- Erhöhung der Zuverlässigkeit und entwicklerische Senkung der Systemkosten

**Felderprobung**

4 bis 5 Felderprobungsanlagen bei ersten Anwendern

**Konzeption einer Serienfertigung**

*Anschrift des Autors:*

*Dipl.-Wirtschaftsingenieur Peter Berger*

*MTU Friedrichshafen GmbH, Abt. ZEB*

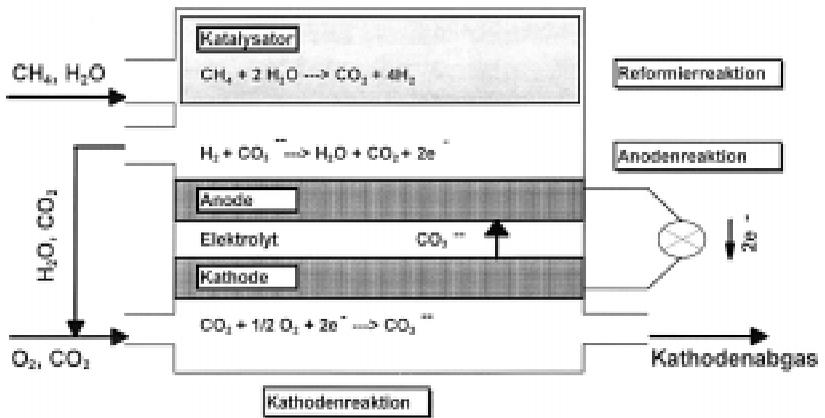
*81663 München*

Es folgen die Inhalte der OHP-Folien zum Vortrag.

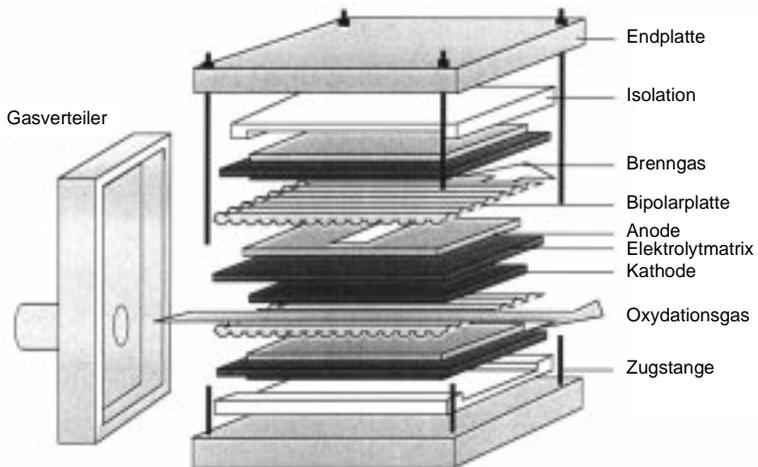
**Die MCFC arbeitet mit:**

- Erdgas
- Biogas und Deponiegas
- Kohlegas
- CO/CO<sub>2</sub>-reichen Gasen aus industriellen Prozessen
- Pyrolysegasen (z. B.: Vergasung von Kunststoffabfällen)

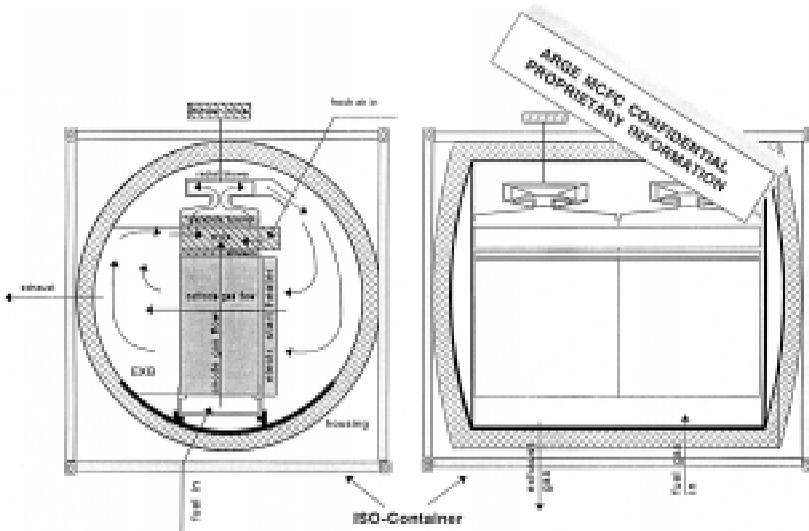
*Folie 1: Brennstoffflexibilität*



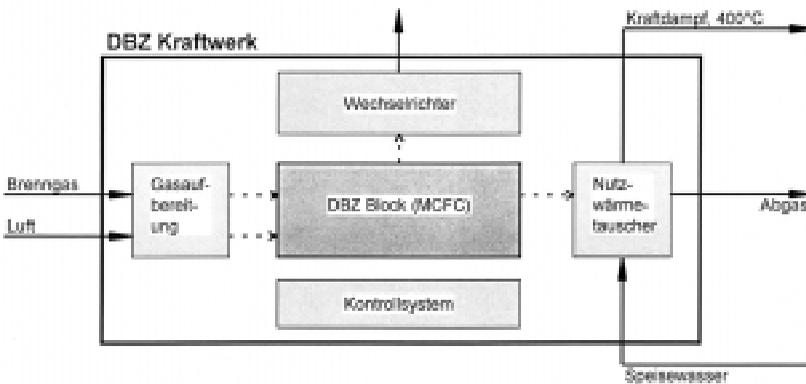
Folie 2: Funktionsweise der DBZ



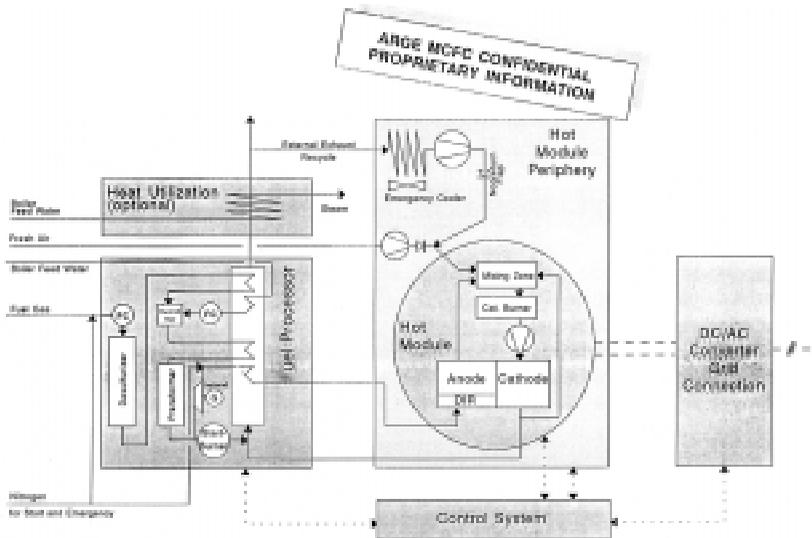
Folie 3: Aufbau des Zellblocks



Folie 4: Direct Fuel Cell Hot Module



Folie 5: Subsysteme eines DirektBrennstoffZellen Systems



Folie 6: Fuel Cell Cogeneration Module

**Typische Bestandteile von Synthese- und Biogas und deren Effekte auf den DBZ Betrieb**

- Alkalien (z. B.: NA, Li):  
Alkalien sind Teil des Elektrolyts der MCFC. Daher verursachen sie keine negativen Einflüsse auf Zelleistung oder Lebensdauer.
- CO:  
Die DBZ nutzt CO als Brennstoff. CO hat keinen schädigenden Einfluß auf die Katalysatoren oder Elektrolytmatrix.
- CO<sub>2</sub>:  
Prinzipiell führt wie bei jedem Energiewandlungssystem auch bei der DBZ ein hoher Inertgasanteil (niedriger Heizwert zu einem Absenken von Anlageneistung und Wirkungsgrad.  
Die MCFC benötigt jedoch CO<sub>2</sub> auf der Kathodenseite zur Bildung der Karbonationen ( $\frac{1}{2}O_2 + CO_2 \rightarrow CO_3^-$ ). Als Folge verbessert ein hoher CO<sub>2</sub>-Anteil die zellinterne Kinetik und gleicht einen Teil der Leistungs- und Wirkungsgradverringerng aus.

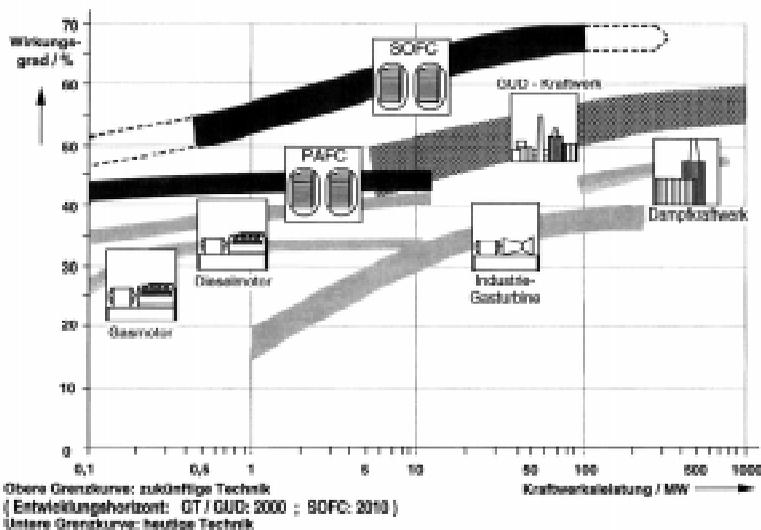
**Typische DBZ-KWK-Eigenschaften:**

- Modularität: Hoher Wirkungsgrad, hohes Kunden-Nutzwärmetemperaturniveau und gutes Teillastverhalten von 250 kW bis 20 MW.

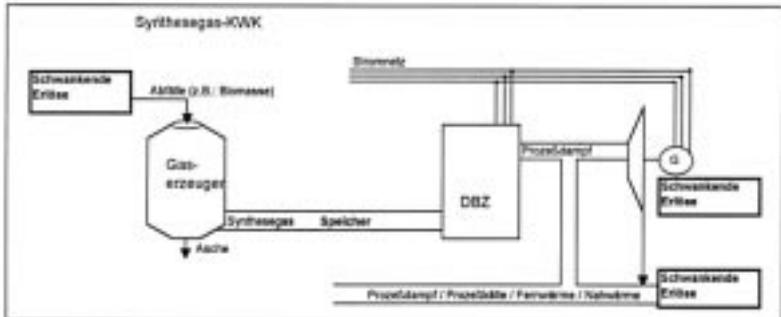
Folie 7: DBZ Eigenschaften bei Betrieb mit biogenen Gasen

- Der hohe Brennstoffzellen-Wirkungsgrad von 54 % (el.) verspricht einen hohen elektrischen Systemwirkungsgrad und damit eine hohe Stromkennziffer
- Die Karbonat-Brennstoffzelle ist die richtige Technik zur elektrochemischen Verstromung üblicher Brenngase, denn sie hat die richtige Arbeitstemperatur
- Die Temperatur ist hoch genug, um zellinternes Reformieren zu ermöglichen  
→ einfachere Systeme, bessere Wirkungsgrade
- Sie ist hoch genug für Prozeßwärme und Kombiprozesse  
→ weite Einsatzgebiete, sehr gute Wirkungsgrade in Großanlagen
- Sie ist niedrig genug, um herkömmliche metallische Werkstoffe verwenden zu können  
→ einfach in großen Zellflächen herstellbar, niedrige Kosten

Folie 8: Warum KWK mit der MCFC?



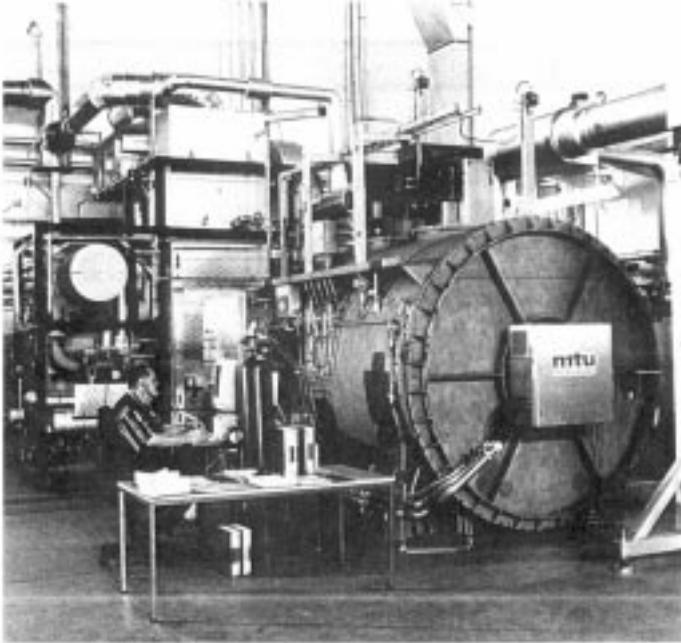
Folie 9: Wirkungsgrade verschiedener Kraftwerke (nach: Brennstoffzellen - Entwicklung, Technologie, Anwendung; Konstantin Ledjeff; Änderung der Redaktion)



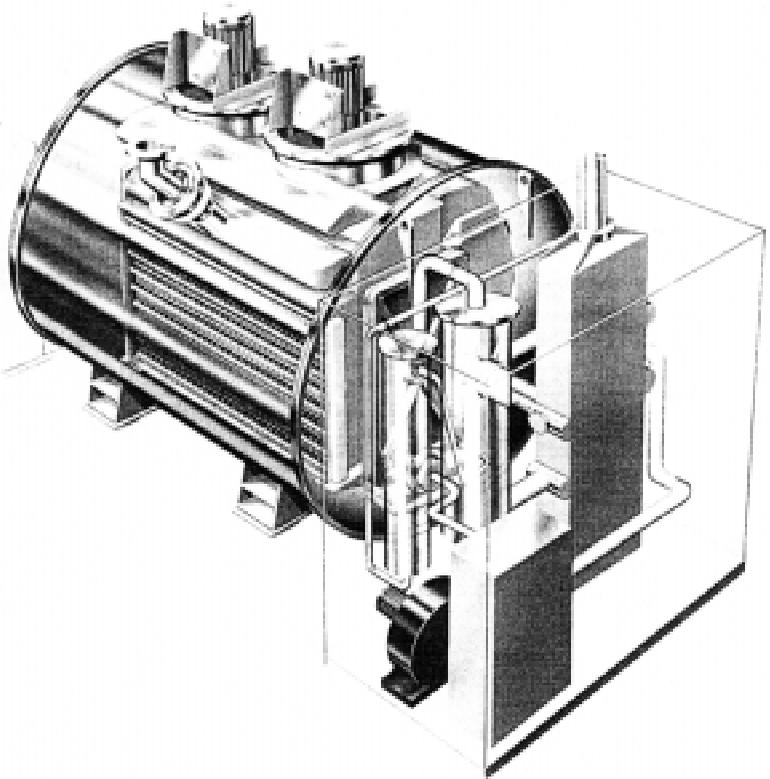
**Zielsetzung mit Blick auf Liberalisierung:**

- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch zusätzliche Erlösart (vermiedene Entsorgung)
- Das System reagiert flexibel auf schwankende Preise und Kosten (Strom, Biomasse, Wärme) durch billigen Gasspeicher und in Grenzen flexibler Stromkennzahl (Cheng-Cycle Effekt)
- Eignung für Insellösungen (Infrastruktur außerhalb der EU)
- Eignung zur Netzregelung und USV
- CO<sub>2</sub>-Neutralität (künftige Steuergestaltung)

*Folie 10: Preis- und Kostenelastizität Biomasseverstromung*



*Folie 11: Hot Module-Versuchsträger während des proof-of-concepts-Tests*



*Folie 12: Fuel Cell Cogeneration Prototype 300 kW (el.)*

# Potenziale der KWK mit Biomasse – Eine systemtechnische Analyse

*J. Fischer, M. Kaltschmitt*

*Biomasse-Info-Zentrum (BIZ) am IER, Universität Stuttgart*

Erneuerbare Energien i. Allg. und Biomasse im Speziellen gelten vielfach als ein Hoffnungsträger, wenn es um eine zukünftig umwelt- und klimaverträglichere Energieversorgung in Deutschland und Europa geht. Dies gilt insbesondere für die Biomasse, da sie durch ein relativ großes Potenzial gekennzeichnet ist, das i. Allg. vergleichsweise kostengünstig erschlossen werden kann. Dabei wird die Nutzung der Biomasse derzeit vor dem Hintergrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes primär unter dem Aspekt der Stromerzeugung und hier – wegen der vergleichsweise geringen Stromwirkungsgrade – sehr oft im Kontext der Kraft-Wärme-Kopplung diskutiert. Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel der folgenden Ausführungen, die Möglichkeiten und Grenzen – und damit die technischen Potenziale – einer Kraft-Wärme-Kopplung aus Biomasse anhand technischer, ökologischer und ökonomischer Größen zu diskutieren. Dabei zeigt sich, dass trotz der ökologischen Vorteile aufgrund der ökonomischen Nachteile eine weitergehende Nutzung der Biomasse über die KWK aus gegenwärtiger Sicht primär auf solche Standorte beschränkt bleiben wird, wo der Brennstoff sehr kostengünstig anfällt und Verbraucher in unmittelbarer Nähe um den Anlagenstandort verfügbar sind.

## 1 Bedeutung der KWK in einer nachhaltigen Energiewirtschaft

Mit der Verpflichtung der Bundesregierung zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Rahmen der Selbstverpflichtung bzw. des EU Burden Sharings

wurden in Deutschland die Weichen in Richtung einer veränderten Energiepolitik gestellt. Wesentliche Hauptsäulen dieser veränderten Politik sind zum einen der rationellere Umgang mit Energie und zum anderen der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien.

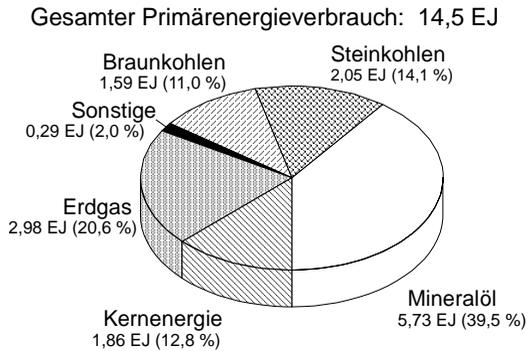
Ein wesentliches Element, durch das eine rationellere Energiebereitstellung erreicht werden soll, ist der möglichst weitgehende Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Verluste im Umwandlungssektor primär in Kraftwerken und Heizkraftwerken entstehen; diese Verluste betragen beispielsweise 1995 mit rund 4 000 PJ/a etwa 28 % des gesamten Primärenergieverbrauchs und waren damit höher als der Endenergieverbrauch für Heizung und Warmwasser /1/. Insbesondere hier wird von einem weiteren Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine deutliche Reduzierung des Primärenergieeinsatzes zur Deckung der Nutzenergienachfrage erwartet. Deshalb ist es das Ziel der folgenden Untersuchungen, diese Möglichkeiten der KWK auf der Basis biogener Festbrennstoffe vertieft zu analysieren und zu diskutieren.

## 2 Energiesystem Deutschland

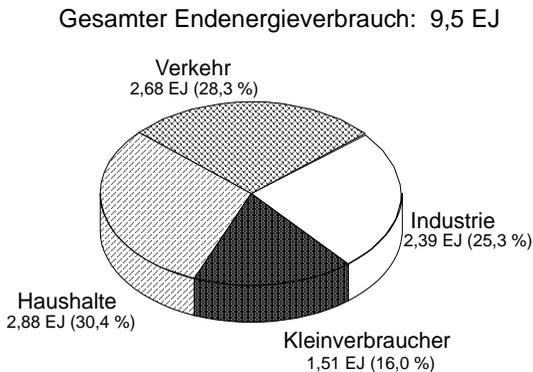
Der Primärenergieverbrauch in Deutschland lag im Jahr 1998 bei rund 14,3 EJ. Diese insgesamt nachgefragte Primärenergie wurde zu 40,0 % mit Erdöl, zu 24,7 % mit Stein- und Braunkohlen, zu 21,0 % mit Erdgas, zu 12,3 % mit Kernenergie und zu 2,0 % mit sonstigen Energieträgern gedeckt (Abb. 1). Unter den letzteren werden u. a. auch regenerative Energien wie Biomasse (im Wesentlichen Holz) und Wasserkraft subsummiert.

Diesem Primärenergieverbrauch stand ein Endenergieverbrauch von rund 9,5 EJ gegenüber (Abb. 2). Davon entfielen ca. 6 % auf Stein- und Braunkohlen, rund 29 % auf Kraftstoffe, etwa 1 bzw. ca. 16 % auf schweres bzw. leichtes Heizöl, etwa 25 % auf Brenngase, rund 18 % auf Strom und ca. 5 % auf Fernwärme und sonstige Endenergieträger. Unter letzteren werden u. a. Holz, Klärschlamm und Müll zusammengefasst.

Der Endenergieverbrauch im Jahr 1998 wurde zu rund einem Viertel bis einem Drittel von der Industrie (25,3 %), dem Verkehr (28,3 %) und den Haushalten (30,4 %) nachgefragt (Abb. 2). Zusätzlich entfiel ein Anteil von rund 16,0 % auf die Kleinverbraucher.



*Abbildung 1: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland im Jahr 1998 (Daten nach /6/)*



*Abbildung 2: Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektoren in Deutschland im Jahr 1998 (Daten nach /7/)*

Dieser Verbrauch an Endenergie wird im Wesentlichen für die Bereitstellung von mechanischer Energie, Raum- und Prozesswärme sowie von Licht eingesetzt. Dabei dominiert insgesamt mit rund 25, 34 bzw. 38 % der Endenergieeinsatz für die Bereitstellung von Prozesswärme, Raumwärme bzw. mechanischer Energie. Im Wesentlichen erfolgt der Einsatz dieser Nutzenergie in den folgenden Sektoren.

- Die insgesamt genutzte Prozesswärme wird zu rund zwei Dritteln von der Industrie nachgefragt.
- Mechanische Energie kommt zu etwa drei Vierteln im Verkehrssektor und hier insbesondere für die Kraftbereitstellung in Personen- und Lastkraftwagen zum Einsatz.
- Die gesamte bereitgestellte Raumwärme wird zu etwas mehr als zwei Dritteln von den Haushalten nachgefragt.

Für die Bereitstellung von Licht bzw. Information und Kommunikation werden zusätzlich jeweils rund 1 bis 2 % der Endenergieeinsatzes benötigt (Stand 1998 /7/).

Biomasse trägt zur Deckung dieser Nutzenergienachfrage kaum bei. Derzeit dürften nur rund 210 PJ/a an biogenen Energieträgern in Deutschland eingesetzt werden. Im internationalen Vergleich zählt Deutschland damit eher zu den Staaten mit vergleichsweise geringer Biomassenutzung.

### 3 Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Zusammengenommen wurden damit im Jahr 1998 rund 3 180 PJ an Endenergie für die Deckung der gegebenen Raumwärme- und rund 2 395 PJ für die der Prozesswärmenachfrage eingesetzt /7/. Damit werden rund 5 575 PJ bzw. knapp 60 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland für die Bereitstellung von Wärme unterschiedlicher Temperaturen und verschiedener Nachfragesektoren genutzt.

- Raumwärme wurde zu etwa 70 % von den Haushalten, zu rund 22 % von den Kleinverbrauchern und zu ca. 7,5 % von der Industrie nachgefragt /7/.
- Prozesswärme wurde zu 68 % von der Industrie, zu 17 % von den Haushalten und zu 15 % von den Kleinverbrauchern benötigt /7/.

Von dieser gesamten Wärmenachfrage von 5 575 PJ in Deutschland im Jahr 1998 kann grundsätzlich nur ein Teil durch Konversionsanlagen auf der Basis der KWK gedeckt werden.

Eine prinzipielle technische Restriktion resultiert aus der Tatsache, dass bei Anlagen mit KWK im Regelfall die Wärme- und die Stromerzeugung in einem festen Verhältnis miteinander gekoppelt sind. Damit ist – je nach der Dimension des jeweiligen Wärme- bzw. Strommarktes – das Potenzial des jeweils anderen Kuppelproduktes begrenzt. Bei einer

Betrachtung für Deutschland heißt das, dass vor dem Hintergrund der Größenordnung der Wärmenachfrage bei einer Maximalbetrachtung – ohne Berücksichtigung zeitlicher Abhängigkeiten – der Strommarkt bzw. die Nachfrage nach elektrischer Energie in Deutschland der begrenzende Faktor darstellt. Wird damit im hypothetischen Maximalfall unterstellt, dass die gesamte Stromnachfrage (der Endenergieverbrauch an elektrischer Energie lag 1998 bei 1 710 PJ) durch KWK-Anlagen gedeckt werden könnte, zeigt sich, dass maximal 60 bis 65 % der gesamten Wärmenachfrage theoretisch deckbar wären. Damit kann – wird ein Verkauf elektrischer Energie aus KWK innerhalb Europas in erster Näherung nicht unterstellt – das technische Potenzial der KWK in Deutschland eine Größenordnung von rund zwei Drittel der derzeitigen Raum- und Prozesswärmenachfrage nicht übersteigen.

Zu ähnlichen maximalen Größenordnungen kommen auch vorliegende Studien, in denen das KWK-Potenzial in Deutschland detailliert erhoben wurde (vgl. /3/). Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse dieser detaillierten Untersuchungen kurz zusammengefasst.

Bei den Haushalten und Kleinverbrauchern liegen die Potenziale der KWK zwischen 44 und 66 % der Nutzwärmenachfrage für Raumheizung und Warmwasser /3/; d. h. knapp die Hälfte bis etwa zwei Drittel der Wärmenachfrage in diesen Verbrauchssektoren könnte – werden nur technische und unüberwindbare strukturelle Kriterien angelegt – durch Wärme aus Anlagen mit KWK gedeckt werden. Dies entspricht einem dafür derzeit aufgewendeten Endenergieverbrauch von 1 430 bis 2 150 PJ/a Endenergie für die Wärmebereitstellung (d. h. 1 215 bis 2 045 PJ/a an Nutzenergie bei Konversionsnutzungsgraden von 85 bis 95 %). Würde diese Nutzwärme durch Anlagen mit KWK bereitgestellt, entspräche dies einem Endenergieeinsatz von 1 790 bis 3 405 PJ/a bei gleichzeitiger Bereitstellung von 125 bis 285 TWh/a an elektrischer Energie (26 bis 60 % der derzeit eingesetzten Endenergie an elektrischer Energie).

Bei der Industrie liegen die KWK-Potenziale (< 500 °C) zwischen 19 und 25 % (50 %) der Nutzwärmenachfrage nach Raum- und Prozesswärme /3/. Dabei kommen mehrere Quellen zu dem Ergebnis, dass zwischen rund einem Fünftel und einem Viertel der industriellen Wärmenachfrage durch Anlagen mit KWK gedeckt werden könnte, wenn ausschließlich technische und unüberwindbare strukturelle Aspekte und damit keine ökonomischen Kriterien berücksichtigt werden. Nur eine

Quelle gibt eine Größenordnung von rund der Hälfte der Nutzwärmenachfrage nach Raum- und Prozesswärme an (vgl. /3/). Diesen Überlegungen zufolge entspricht dies einen dafür aufzuwendenden Endenergieverbrauch zwischen 350 und 460 PJ/a (930 PJ/a) bzw. einer bereitstellbaren Nutzwärme zwischen 300 und 440 PJ/a (790 bis 885 PJ/a). Würde diese Nutzwärme in KWK-Anlagen bereitgestellt, errechnet sich bei unterstellten elektrischen bzw. thermischen Konversionsnutzungsgraden von 25 bis 30 % bzw. 60 bis 68 % ein Endenergieeinsatz von 440 bis 730 PJ/a (1 160 bis 1 475 PJ/a) bei gleichzeitiger Bereitstellung von 31 bis 61 TWh/a (81 bis 122 TWh/a) an elektrischer Energie (6,5 bis 13 % (17 bis 26 %) des derzeitigen Endenergieeinsatzes an elektrischer Energie).

Zusammengenommen könnten damit bei den Haushalten und den Kleinverbrauchern sowie der Industrie rund 1 515 bis 2 485 PJ/a (2 005 bis 2 930 PJ/a) an Nutzwärme durch Anlagen mit KWK gedeckt werden. Dies würde unter den gleichen Rahmenannahmen bezüglich der Konversionsnutzungsgrade bedeuten, dass dafür eine Endenergie zwischen 2 230 und 4 135 PJ/a (2 950 und 4 880 PJ/a) aufzuwenden wäre. Gleichzeitig könnten dann aber 32,5 bis 73 % (43 bis 86 %) des derzeitigen Endenergieverbrauchs an elektrischer Energie (1 709 PJ in 1998) gedeckt werden.

Im Vergleich zu diesen beachtlichen Potenzialen ist die Nutzung der KWK – bei infolge der Liberalisierung deutlich sinkender Tendenz (verschiedenen Angaben zufolge werden derzeit (Anfang bis Mitte 2000) monatlich rund 150 bis 300 MW an installierter industrieller KWK-Leistung vom Netz genommen) – gering. Derzeit werden etwa 355 PJ (Fernwärme) bei der Industrie (19 %), den Haushalten (48 %) und den Kleinverbrauchern (33 %) genutzt: davon geht mit rund 82 % der Großteil in die Raumwärme- und mit etwa 18 % der kleinere Anteil in die Prozesswärmebereitstellung.

#### 4 Biomasse-Potenziale

In Deutschland fallen energiewirtschaftlich relevante Biomassepotenziale bei der Waldbewirtschaftung, bei der Holzbe- und -weiterverarbeitung, bei der landwirtschaftlichen Produktion und aus sonstigen Quellen an.

Die Potenziale dieser verschiedenen Biomassefraktionen werden im Folgenden diskutiert (vgl. /8, 9/).

Bei der Waldbewirtschaftung wird neben dem Stamm- bzw. Industrieholz auch Biomasse produziert, die industriell derzeit nicht verwertet wird. Dabei ist gerade das nicht aufgearbeitete Derbholz bzw. Restholz aus dem Wald für eine Energiegewinnung prädestiniert. Hier kann unterschieden werden zwischen dem bei der Durchforstung anfallenden Schwachholz und dem eigentlichen Waldrestholz (d. h. Stammabschnitte und stärkere Äste mit einem Durchmesser unterhalb der Aufarbeitungsgrenze und einem ökonomisch definierten Mindestdurchmesser von derzeit etwa 8 cm). Dagegen ist die zusätzlich dazu im Wald anfallende Biomasse (Laub, Fruchstämme usw.) energetisch nicht sinnvoll verwertbar und sollte zur Erhaltung des Humus- und Nährstoffkreislaufs im Wald verbleiben. Die Gewinnung von Stock- und Wurzelholz stellt einen schweren Eingriff in den Waldboden dar und sollte deshalb ebenfalls unterlassen werden.

Das Energiepotenzial des Restholzaufkommens aus dem Wald errechnet sich aus dem mittleren jährlichen Derbholzzuwachs (ca. 63 Mio. m<sup>3</sup>/a) abzüglich des Holzeinschlags (ca. 38 Mio. m<sup>3</sup>/a) und der jährlichen dem Derbholz zuzurechnenden Brennholznutzung von ca. 9 Mio. m<sup>3</sup>/a (ca. 83 PJ/a). Daraus ergibt sich ein technisches Potenzial an Restholz aus dem Wald von rund 16 Mio. m<sup>3</sup>/a bzw. 142 PJ/a. Die regionale Verteilung dieses Energieaufkommens orientiert sich im Wesentlichen an den vorhandenen Waldflächen.

Zusätzlich fällt holzartige Biomasse u. a. bei der industriellen Holzbe- und -verarbeitung, beim Ausscheiden aus dem Nutzungsprozess (z. B. Verpackungsmaterial), bei der Bewirtschaftung öffentlicher Parks und Anlagen sowie in Form von Landschaftspflegeholz an. Beispielsweise sind im produzierenden Gewerbe 1992 rund 6,7 Mio. t industrielles Restholz (Trockenmasse) allein in der Sägeindustrie und bei der Weiterverarbeitung des Schnittholzes angefallen. Davon wurden aber wiederum rund 4,5 Mio. t/a in der Papier- und Spanplattenindustrie stofflich verwertet. Wird für die verbleibenden 2,2 Mio. t/a eine energetische Nutzung unterstellt, errechnet sich ein Energiepotenzial von rund 40 PJ/a. Zusätzlich dazu fallen zwischen 8 und 10 Mio. m<sup>3</sup>/a Altholz (ohne Altpapier) an, die einem Energiepotenzial von etwa 81 PJ/a entsprechen (Tabelle 4.1).

Die weitere holzartige Biomasse, die u. a. auf Friedhöfen und Parkanlagen, an Gewässerrändern, an Straßen und Schienenwegen sowie beim Obstbaumschnitt anfällt, liegt insgesamt etwa bei 1 Mio. m<sup>3</sup>/a. Dies entspricht rund 7 PJ/a. Zusätzlich dazu gibt es in weiteren Bereichen der Volkswirtschaft noch zusätzliche Potenziale, die aber derzeit nicht genau quantifizierbar sind und deshalb hier nicht weiter betrachtet werden.

Von den Rückständen und Nebenprodukten der landwirtschaftlichen Pflanzenproduktion ist im Wesentlichen nur das bei der Getreideerzeugung anfallende Stroh als Energieträger nutzbar. Es wird bereits vielfach – im Regelfall jedoch nicht energetisch – verwertet (u. a. Einarbeitung in die Ackerkrume, Einstreu in der Nutztierhaltung, Verkauf an Gärtnereien). Nur der danach noch verbleibende Rest ist als Energieträger nutzbar.

Das gesamte technisch gewinnbare Strohaufkommen kann aus der für die jeweils angebaute Getreideart genutzten Anbaufläche, dem regional unterschiedlichen Kornertrag und dem mittleren Korn-Stroh-Verhältnis abgeschätzt werden. Daraus ergibt sich ein technisch gewinnbarer Strohanfall von rund 39 Mio. t/a. Wird wegen der dargestellten Restriktionen davon nur rund ein Fünftel als energetisch nutzbar angesehen, resultiert daraus ein Energiepotenzial von etwa 104 PJ/a. Die regionale Verteilung des technischen Potenzials innerhalb Deutschlands korreliert im Wesentlichen mit der Getreideanbaufläche.

Darüber hinaus sind auch halmgutartige Biomassen aus der Landschaftspflege als Energieträger einsetzbar. Dieses Biomasseaufkommen ist jedoch nur schwer abschätzbar und zudem erheblich von sich ändernden gesetzlichen und administrativen Rahmenbedingungen abhängig; es wird deshalb hier nicht betrachtet. Das selbe gilt für die aus sehr unterschiedlichen Quellen anfallende sonstige halmgutartige Biomasse (Grasschnitt z. B. von Straßenböschungen, aus öffentlichen Parks und Anlagen, aus Friedhöfen, aus Gärten). Ebenso werden die Biomassen, die bei der industriellen Weiterverarbeitung der angebauten Nahrungsmittelpflanzen (z. B. Spelzen bei der Reinigung bestimmter Getreidesorten) anfallen, hier nicht berücksichtigt, da dieses Aufkommen ebenfalls nur schwer quantifizierbar ist.

Aus den bei der Nutztierhaltung anfallenden Exkrementen kann Biogas gewonnen werden; dies gilt auch für eine Reihe weiterer organischer Abfälle (z. B. Klärschlamm). Werden für die Exkremente, die bei den in Deutschland gehaltenen Rindern und Schweinen anfallen, die entspre-

chenden technischen Biogaspotenziale ermittelt und zusätzlich die technischen Potenziale einer Klär-, Deponie- und Biogaserzeugung (aus organischen Haushalts- und Gewerbeabfällen) grob abgeschätzt, errechnen sich rund 130 bis 160 PJ/a.

Zur Bereitstellung fester Energieträger auf pflanzlicher Basis können in Deutschland Getreideganzpflanzen, Gräser mit hohem Biomasseertrag oder im Kurzumtrieb bewirtschaftete schnellwachsende Baumarten angebaut werden. Die jeweiligen technischen Potenziale bestimmen sich außer aus pflanzenbaulichen Aspekten primär durch die landwirtschaftlichen Nutzflächen, die für einen Energiepflanzenanbau verfügbar sind und damit nicht für die Nahrungsmittelproduktion benötigt werden.

Infolge der Überproduktion an Nahrungsmitteln dürften derzeit für einen Energiepflanzenanbau günstigstenfalls 2 Mio. ha in Deutschland nutzbar sein. Mit momentan erreichbaren Erträgen errechnet sich für diese Flächen ein Energiepotenzial von maximal etwa 350 PJ/a bei einem Getreideganzpflanzenanbau, maximal rund 420 PJ/a bei einer Grasproduktion (u. a. Chinaschilf) und maximal ca. 400 PJ/a bei im Kurzumtrieb bewirtschafteten schnellwachsenden Baumarten (z. B. Pappeln). Da in der Praxis später von einem Biomassemix aus unterschiedlichen Energiepflanzen zur Festbrennstoffbereitstellung auszugehen sein wird, dürfte das verfügbare technische Potenzial bei maximal 350 bis 400 PJ/a liegen (Tabelle 1). Bei einer unterstellten Produktion von Pflanzenöl sind die entsprechenden Potenziale signifikant geringer.

Die in Deutschland gegebenen technischen Brennstoffpotenziale liegen zusammengenommen bei rund 920 PJ/a. Sie werden bisher mit rund 127 PJ/a bereits genutzt. Zusätzlich werden zur Zeit etwa 85 PJ/a an Brennholz eingesetzt, das eine durch den Markt bestimmte Fraktion des bei der Stammholzernte anfallenden Holzes darstellt und für das deshalb hier keine Potenziale angegeben werden. Damit wird das in Deutschland vorhandene technische Potenzial von rund 919 PJ/a zu etwa 14 % genutzt. Einer stärkeren Nutzung steht damit seitens der Brennstoffverfügbarkeit nichts im Wege.

Wird unterstellt, dass diese Potenziale ausschließlich zur Wärmebereitstellung genutzt werden, entspricht dies bei mittleren Konversionsnutzungsgraden von 75 bis 90 % einer bereitstellbaren Nutzwärme von rund 690 bis 830 PJ/a. Wird demgegenüber unterstellt, dass dieses Brennstoffaufkommen ausschließlich für die Stromerzeugung unter Zufeuerung in vorhandenen Kohlekraftwerken (Nutzungsgrad 38 bis 43 %) und

**Tabelle 1:** Technische Potenziale einer Energiegewinnung aus Biomasse und deren Nutzung in Deutschland, differenziert nach biogenen Energieträgern /8/

	Potenziale	Nutzung
	in PJ/a	
Brennholz		85
Waldrestholz	142	55
Industrierestholz	40	40
Altholz (ohne Altpapier)	81	12
Sonstige holzartige Biomasse	7	1
Stroh	104	3
Biogas, Klärgas, Deponiegas	145	16
Energiepflanzen	max. 400	0
Summe	max. 919	212

in kleineren, nur mit Biomasse gefeuerten Anlagen (Nutzungsgrad 25 bis 30 %) eingesetzt wird, errechnet sich ein korrespondierendes Stromaufkommen zwischen 64 und 107 TWh/a. Wird demgegenüber eine gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung betrachtet und Nutzungsgrade von rund 20 bis 28 % für die Bereitstellung elektrischer Energie und etwa 60 bis 72 % für die Wärmebereitstellung unterstellt, errechnet sich eine bereitstellbare Nutzwärme von 550 bis 662 PJ/a bei einer gleichzeitigen Bereitstellung von 51 bis 72 TWh/a an elektrischer Energie.

## 5 KWK-Potenziale aus Biomasse und deren Nutzung

Ausgehend von den gemachten Ausführungen werden nachfolgend die Potenziale der KWK aus Biomasse analysiert und auf die derzeitige Nutzung eingegangen.

### 5.1 KWK-Potenziale aus Biomasse

Damit werden die Potenziale der KWK aus Biomasse durch die in Deutschland verfügbare Biomasse begrenzt; d. h. durch das begrenzt verfügbare Potenzial an biogenen Festbrennstoffen sowie an Biokraftstoffen

und an Ausgangsstoffen für die Biogaserzeugung können die insgesamt vorhandenen KWK-Potenziale nur teilweise gedeckt werden. In der Theorie könnten damit – wird im theoretischen Maximalfall unterstellt, dass die gesamte vorhandene Biomasse grundsätzlich zur Deckung der KWK-Potenziale genutzt werden könnte – rund 22 bis 44 % (19 bis 33 %) der insgesamt nachgefragten Nutzwärme von 1 515 bis 2 485 PJ/a (2 005 bis 2 930 PJ/a) gedeckt werden.

Unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen dürften die Potenziale der KWK aus Biomasse jedoch kleiner als das Biomasse-Brennstoff-Potenzial sein aufgrund einer Vielzahl von Restriktionen wie u. a.

- technische Restriktionen (u. a. maximal bzw. minimal installierbare thermische bzw. elektrische Leistungen, da eine KWK unterhalb bzw. oberhalb einer bestimmten Leistungsgröße (z. B. RME-BHKW, Dampfprozess) derzeit aus technischen Gründen nicht sinnvoll möglich ist bzw. sehr große Leistungen aufgrund des dann kaum technisch-strukturell lösbaren Brennstoff-Logistikproblems unter den in Mitteleuropa gegebenen Randbedingungen kaum realisierbar sind (außer ggf. bei der Zufeuerung zu fossilen Energieträgern in vorhandenen Großkraftwerken)),
- logistische Einschränkungen (d. h. Verfügbarmachung von großen Mengen an biogenen Festbrennstoffen in Ballungs- und Verdichtungsräumen und / oder bei größeren Industriebetrieben ist nicht immer sinnvoll möglich).

Vor diesem Hintergrund dürften sich die technischen Potenziale, wenn definitionsgemäß zusätzlich strukturelle Aspekte berücksichtigt werden, die auch im Prinzip wie technische Restriktionen grundsätzlich unüberwindbar sind, merklich unterhalb den vorhandenen Biobrennstoffpotenzialen bewegen. Da entsprechende detaillierte Studien noch nicht vorliegen, können bisher jedoch nur sehr grobe Größenordnungen über das technische Potenzial der KWK aus Biomasse angegeben werden.

Ausgehend von den diskutierten Überlegungen und den aufgezeigten Einschränkungen könnte sich demnach das technische Potenzial der KWK aus Biomasse im Bereich einer möglichen Größenordnung von rund einem bis zwei Drittel des Brennstoffpotenzial bewegen.

Für eine konkrete Umsetzung dieses vorhandenen und durchaus energiewirtschaftlich relevanten Potenzials der KWK aus Biomasse in der betrieblichen Praxis unter den derzeitigen energiewirtschaftlichen Rand-

bedingungen sind derartige grundsätzliche Überlegungen jedoch wenig hilfreich. Hier ist vielmehr eine detaillierte Analyse der Nischen notwendig, in denen aus technischer Sicht, aber auch aufgrund ökonomischer, ökologischer und sozialer sowie ggf. struktureller Überlegungen eine KWK aus Biomasse sinnvoll realisierbar erscheint – auch unter Berücksichtigung der gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rand- und Rahmenbedingungen bzw. der vorhandenen Fördermöglichkeiten. Derartige Nischen können beispielsweise sein:

- Sägewerke mit Rindenanfall und Wärmenachfrage zur Holz Trocknung (industrielle KWK),
- größere Betriebe der Holzbe- und -verarbeitung mit Wärmenachfrage und Holzabfällen (u. a. Papier- und Pappeherstellung),
- Zufeuerung in mit fossilen Brennstoffen betriebenen KWK-Anlagen (z. B. vorhandene kommunale KWK-Anlagen),
- Anlagen zu anaeroben Vergärung von Gülle und/oder organischen Siedlungsabfällen infolge der hohen Wärme- und Stromnachfrage an der Anlage,
- verbrauchernah gelegene Betriebe der Holzbe- und -verarbeitung zur Nahwärmebereitstellung (d. h. industrielle KWK mit angeschlossenen Haushalts- und Kleinverbraucher-Verbrauchern),
- Betriebe mit (unbelasteten) Holzabfällen, hoher betrieblicher Wärmenachfrage und ggf. zusätzlich kostengünstig erschließbarem Biomasseaufkommen,
- Bäder-, Schul- und/oder Verwaltungszentren in ländlichen Gebieten mit einem hohen Biomasseanfall als Nahwärmeinsel,
- Gemeinden mit hohem Biomasseaufkommen und günstiger Siedlungsstruktur zur Nahwärmebereitstellung.

## 5.2 Stand der KWK aus Biomasse

Derzeit finden biogene Festbrennstoffe vorzugsweise Anwendung in kleinen, verbrauchernah gelegenen Heizwerken. Ein Einsatz dieser Energieträger in gekoppelten Prozessen zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeerzeugung ist noch die Ausnahme. Im Gegensatz dazu werden flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe bei stationärer Nutzung nahezu ausnahmslos in Blockheizkraftwerken (BHKW) eingesetzt; hier dominiert die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom.

Die Wärmebereitstellung aus biogenen Festbrennstoffen hat sich seit Mitte der neunziger Jahre zwar langsam, aber stetig erhöht. Im Jahr 1997 wurden rund 13 410 GWh Wärme vorwiegend in Holzfeuerungsanlagen erzeugt. In dieser Zahl sind allerdings auch alle Kleinf Feuerungsanlagen enthalten

Aus gasförmigen biogenen Brennstoffen, zu denen neben dem Biogas auch Anlagen zur Verwertung von Deponie- und Klärgas gehören, wurden 1997 etwa 500 GWh an Wärme erzeugt.

Auch im Bereich der Stromerzeugung zeigt sich eine sehr langsame Zunahme der Erzeugungskapazitäten, wobei hier die Verwendung gasförmiger biogener Brennstoffe eindeutig dominiert. 1997 wurden in 919 KWK-Anlagen mit einer installierten Nennleistung von über 400 MW ca. 879 GWh Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist. Hiervon stammen etwa 179 GWh aus Festbrennstoffen und 700 GWh aus Anlagen zur Nutzung von gasförmigen oder flüssigen Bioenergieträgern.

Vergleicht man diese Zahlen mit Werten für KWK-Anlagen auf der Basis fossiler Energieträger, fällt auf, dass bei der Verwendung biogener Brennstoffe Anlagen im kleinen Leistungsbereich dominieren. So liegt die Durchschnittsgröße von KWK-Anlagen im Biomassebereich bei weniger als 500 kW; im Gegensatz dazu hat die durchschnittliche KWK-Anlage auf Basis fossiler Brennstoffe eine installierte Leistung von ca. 150 MW.

Neben die Strom- und Wärmeerzeugung aus festen Bioenergieträgern wird teilweise auch die Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie aus Müll zu den erneuerbaren Energien gezählt. Hier wird jedoch auf die Berücksichtigung von Müll verzichtet, da eine Erhöhung des Müllanteils und damit eine Steigerung der daraus resultierenden Energieerzeugung keine wünschenswerten Zukunftsoptionen darstellt und zudem im Widerspruch zu den gesetzlichen Regelungen (TASi) steht. Unabhängig davon wurden 1997 etwa 2 113 GWh an Strom aus industriellen und kommunalen Müllverbrennungsanlagen in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist.

## **6 Technische Aspekte einer KWK aus Biomasse**

Als Energieträger für KWK-Anlagen steht Biomasse in vielfältiger Form zur Verfügung (Kapitel 4). Bioenergieträger können z. B. aus der Land- und Forstwirtschaft, aus der Industrie aus der Landschaftspflege stam-

men. Außerdem sind biogene Rückstände, Nebenprodukte und Anfälle zur Erzeugung von Biogas verfügbar.

In der Regel müssen diese verschiedenen Biomassen mit Hilfe verschiedener Konversionstechniken bzw. -verfahren in geeignete Bioenergieträger umgewandelt werden. Abb. 3 zeigt die wichtigsten Verfahren. Sie lassen sich wie folgt untergliedern.

- Physikalisch-chemische Verfahren (z. B. Herstellung von Pflanzenölen oder die Umesterung von Rapsöl zu Rapsölmethylester).
- Thermochemische Verfahren (z. B. Pyrolyse, Vergasung).
- Biochemische Verfahren (z. B. anaerobe Vergärung zur Bildung von Biogas oder die Erzeugung von Alkoholen).

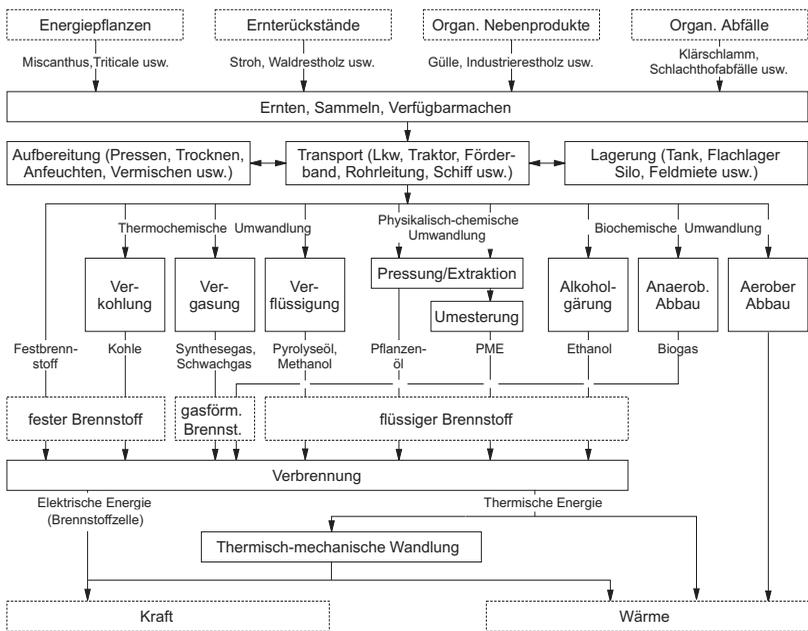


Abbildung 3: Schematischer Aufbau typischer Bereitstellungsketten zur End- bzw. Nutzenergiebereitstellung aus Biomasse (gestrichelte Umrandung: Energieträger, durchgezogene Umrandung: Umwandlungsprozesse; vereinfachte Darstellung ohne Licht als Nutzenergie)

Mit diesen verschiedenen Umwandlungstechnologien besteht grundsätzlich die Möglichkeit, feste, flüssige oder gasförmige Brennstoffe zu erzeugen. Entsprechend vielfältig sind die zur Nutzung dieser Brennstoffe geeigneten Anlagen.

## 6.1 Feste Biobrennstoffe

Die Nutzung feste Bioenergieträger zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme erfolgt im Wesentlichen über Verfahren der Verbrennung oder der Vergasung.

Bei der Verbrennung wird entweder Dampf erzeugt und in einer Dampfkraftanlage genutzt oder das Abgas einem Stirlingmotor zugeführt.

Bei der Vergasung gibt es prinzipiell die Möglichkeit, das Brenngas in einer Gasturbine, einem Gasmotor oder einer Brennstoffzelle einzusetzen. Derzeit ist nur die Verbrennung mit nachgeschaltetem Dampfkraftprozess Stand der Technik.

**Verbrennung.** Die Verbrennung von Biomasse ist Stand der Technik vor allem bei Einsatz von Holz. Für den Einsatz von KWK-Technologien kommen dabei vorzugsweise kleinere Heizkraftwerke in Frage, die über Nahwärmenetze Siedlungen oder Industriebetriebe mit Wärme versorgen. Im Vergleich zur Fernwärmeerzeugung in Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, sind die hier installierten thermischen Leistungen relativ gering und liegen meistens unterhalb 10 MW. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Biomasse aufgrund ihres im Vergleich zu fossilen Brennstoffen geringeren Energiegehalts – und des daraus resultierenden Transportaufwandes – möglichst nahe am Entstehungsort verwertet werden sollte und damit derartige Anlagen vorzugsweise in ländlichen Regionen mit entsprechend niedrigeren Einwohnerdichten zum Einsatz kommen. Da die energetische Nutzung von festen biogenen Brennstoffen relativ teure Anlagen benötigt, finden Biomasseanlagen vorzugsweise als Grundlastanlagen Anwendung, um hohe jährliche Volllaststunden und damit eine gute Auslastung der Anlagen zu garantieren.

Feststoffbefeuerte Biomasse-Heizkraftwerke werden fast ausnahmslos wärmegeführt betrieben. Damit kommen sie primär dort zum Einsatz, wo die angeschlossenen Verbraucher einen möglichst hohen und konstanten Wärmeverbrauch aufweisen (z. B. Holzverarbeitende Industrie,

Papierindustrie). Der erzeugte Strom wird entweder zur Deckung des Eigenbedarfs genutzt oder ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist.

Als Feuerungsanlagen kommen vorrangig Rostfeuerungen, bei Anlagen mit thermischen Feuerungswärmeleistungen über 5 MW auch Wirbelschichtfeuerungen zum Einsatz. Für sehr feine, staubförmige Brennstoffe ist auch der Einsatz einer Einblasfeuerung denkbar. Neben unterschiedlichen Anforderungen an die Stückigkeit des Brennstoffs und damit an die Qualität einer Brennstoffaufbereitung unterscheiden sich die verschiedenen Feuerungen auch hinsichtlich ihres Emissionsverhaltens sowie des Regelverhaltens im Teillastbetrieb.

Als ausgereifte Technologie der Biomasse-Stromerzeugung steht heute fast ausschließlich nur der Dampfprozess zur Verfügung, in dem aus der Feuerungswärme Hochdruckdampf erzeugt wird, der dann in einer Turbine entspannt wird. Da kleine Dampfturbinen nur einen geringen Wirkungsgrad und hohe spezifische Investitionskosten aufweisen (Tabelle 2), lassen sich derartige Anlagen aus gegenwärtiger Sicht erst ab einer elektrischen Leistung von 2 bis 3 MW wirtschaftlich sinnvoll einsetzen. Dampfmaschinen runden zwar das Leistungsangebot zur Stromerzeugung nach unten ab; aber sie verfügen bei vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten nur über einen geringen elektrischen Wirkungsgrad und sind damit keine echte Alternative.

*Tabelle 2: Vergleich unterschiedlicher Stromerzeugungstechniken auf der Basis der Biomasseverbrennung*

	<b>Elektr. Leistungsbereich in MW</b>	<b>Elektr. Wirkungsgrad in %</b>	<b>Abwärme in °C</b>
Dampfturbine	0,5 – 2	8 – 18	bis 200
Dampfkolbenmotor	0,02 – 1,2	6 – 20	bis 200
Dampfschraubenmotor	0,02 – 2,5	10 – 20	
Stirlingmotor	0,01 – 0,15	6 – 28	bis 500

Der Schraubenmotor und der Stirlingmotor befinden sich noch im Entwicklungs- bzw. Demonstrationsstadium. Sie dürften – sollte sich die derzeit erkennbare Tendenz auf dem Markt auch in Zukunft abzeichnen – erst in einigen Jahren in ausgereifter Form am Markt verfügbar sein.

Die spezifischen Investitionskosten einer Dampfturbinenanlage sind stark von den jeweiligen Leistungsgrößen abhängig. So belaufen sie sich bei großen Anlagen (über 5 MW elektrischer Leistung) auf 2 250 bis 6 000 DM/kW und bei mittelgroßen Anlagen (1 bis 5 MW elektrischer Leistung) auf etwa 3 000 bis 9 000 DM/kW. Kleinere Anlagen sind noch mit deutlich höheren spezifischen Investitionskosten verbunden; dies ist der Grund, weshalb derart kleine Anlagen in der Praxis kaum verfügbar sind.

**Vergasung.** Sehr interessant für den Einsatz zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme sind Vergasungstechnologien, bei denen aus einem festen Brennstoff ein Synthesegas erzeugt wird, das dann mit vergleichsweise hohen Wirkungsgraden in Gasturbinen oder GuD-Anlagen genutzt werden kann. Ebenso denkbar ist der Einsatz derartiger Gase in vorhandenen Verbrennungsmotoren; dies würde das Einsatzspektrum von festen Bioenergieträgern zu kleineren elektrischen und thermischen Leistungsgrößen hin verschieben. Zwar ist die Vergasung von Biomasse derzeit technologisch bereits weit entwickelt. Jedoch bereitet die für eine anschließende Nutzung des vergasteten Biomasse (d. h. des Produktgases) in Turbinen oder Motoren erforderliche Gasqualität und Gasreinheit noch erhebliche technologische Probleme. Deshalb gibt es keine derzeit derartigen unter den europäischen Umweltstandards kommerziell arbeitenden Anlagen. Jedoch lassen die neueren Entwicklungen insbesondere im europäischen Ausland erwarten, dass derartige Technologien die nächsten Jahre die Schwelle zur Marktreife überschreiten könnten.

*Tabelle 3: Vergleich unterschiedlicher Stromerzeugungstechniken auf der Basis der Biomassevergasung*

	<b>Elektr. Leistungs- bereich in MW</b>	<b>Elektr. Wir- kungsgrad in %</b>	<b>Abwärme in °C</b>
Gasturbine	> 10	ca. 20	bis 500
Dampfkolbenmotor	0,1 – 5	ca. 25	bis 120
Dampfschraubenmotor	0,02 – 2,5	10 – 20	
Brennstoffzelle	0,5 – 5		

Derzeit befinden sich Vergasungsanlagen mit angekoppelter Gasturbine oder nachgeschaltetem Gasmotor im Stadium der Entwicklung bzw. Demonstration. Motoren decken dabei tendenziell eher das untere und Turbinen eher das obere Leistungsspektrum derartiger Anlagen ab (Tabelle 3). Beide sind derzeit bereits relativ weit entwickelt. Eine Nutzung von biogenen Schwachgasen in der Brennstoffzelle oder im Stirlingmotor steht dagegen erst am Beginn der Entwicklung, so dass hier marktreife Produkte noch ausstehen. Aufgrund der Vielzahl an laufenden Demonstrationsprojekten in Europa und den USA im Bereich der Vergasung zur Stromerzeugung ist damit zu rechnen, dass die nächsten Jahre technische Fortschritte erzielt werden, die eine weitergehende Bewertung der Vergasung erlauben werden.

Für den Einsatz zur Stromerzeugung aus biogenen Gasen könnten auch Mikroturbinen mit elektrischen Leistungen zwischen 28 und 500 kW interessant werden. Die Technologie, die primär für militärische Aufgaben entwickelt wurde, zeichnet sich durch einen schnell rotierenden Permanent-Magnet Generator aus (Drehzahlen von 60 000 bis 100 000  $\text{min}^{-1}$ ), der das einzige bewegte Teil dieser Turbine ist. Der einfache Aufbau, die kompakte Bauform und die hohe Brennstoffflexibilität, die von Erdgas über Benzin bis hin zu Schwachgasen reicht, lassen diese Technologie auch für den Einsatz in kleinen Biomasse-Heizkraftwerken oder ggf. auch Biogasanlagen interessant erscheinen. Die elektrischen Wirkungsgrade erreichen derzeit bei Erdgasbetrieb nahezu 30 %. Eine Erprobung mit biogenen Gasen steht allerdings noch aus.

Bei einer anderen Entwicklung wird ein Rotor (Länge ca. 20 cm, Durchmesser 180 cm) in einem feststehenden Zylinder durch zwei gegenüberliegende, hochverdichtete Gasstrahlen (Ramjets) auf Drehzahlen von ca. 14 000  $\text{min}^{-1}$  gebracht. Charakteristisch ist die Verdichtung des einströmenden Gases, dessen Zündung und der Antrieb des Rotors durch den Rückstoß der mit Überschallgeschwindigkeit strömenden Gase. Drehzahl und Leistung werden durch die Materialfestigkeit des Rotors begrenzt. Wie die Mikroturbine verspricht dieses Konzept eine hohe Brennstoffflexibilität, geringe Investitionskosten und einen hohen elektrischen Wirkungsgrad von mehr als 40 %. Die Entwicklung dieses Prinzips ist allerdings noch nicht vollständig abgeschlossen; seit 1999 ist eine Versuchsanlage mit 10 MW im Probebetrieb.

## 6.2 Flüssige Bioenergieträger

Flüssige Bioenergieträger werden durch Konversionsverfahren vor allem aus öl-, zucker-, stärke- und lignocellulosehaltigen Pflanzen gewonnen. In Deutschland ist von den vielen denkbaren Varianten der Erzeugung flüssiger Bioenergieträger derzeit aber nur die Nutzung von ölhaltigen Pflanzen, insbesondere Raps, von Bedeutung.

Hierbei werden aus der Rapssaat Rapsöl und – in einem weiteren Umwandlungsschritt – Rapsölmethylester gewonnen. Bei der stationären Energieerzeugung in KWK-Anlagen werden diese Energieträger fast ausnahmslos in Blockheizkraftwerken (BHKW) genutzt. Derartige BHKW's werden in modularer Bauweise in einem elektrischen Leistungsbereich von 0,05 bis 1,5 MW angeboten. Der Wirkungsgrad ist vergleichbar mit dem eines konventionellen mit leichtem Heizöl gefeuerten BHKW's und beträgt zwischen 32 und 43 %. Bei der kombinierten Erzeugung von Wärme und Strom werden Gesamtwirkungsgrade von z. T. über 90 % erreicht. Ein weiterer Vorteil ist das günstige Teillastverhalten bis zu einer Leistung von rund 50 % der Nennleistung.

Aufgrund zusätzlicher, notwendiger Peripheriegeräte und der notwendigen Anpassung des Motors an die veränderten Brennstoffeigenschaften liegen die spezifischen Kosten eines Rapsöl-BHKW's etwas über denen eines RME-betriebenen Moduls; dessen Kosten sind mit denen eines konventionellen mit leichtem Heizöl betriebenen Aggregats vergleichbar. Bei beiden Varianten sinken die spezifischen Kosten mit steigender Leistung. So werden Kompletanlagen mit einer elektrischen Leistung von 1 MW zu Preisen von unter 1 000 DM/kW<sub>el</sub> angeboten; für kleinere Anlage im Bereich von 50 kW<sub>el</sub> sind dagegen mehr als 2 500 DM/kW<sub>el</sub> zu veranschlagen.

## 6.3 Gasförmige Bioenergieträger

Unter die Gruppe der gasförmigen Bioenergieträger fallen das Biogas, das aus der Vergärung von Biomasse und Gülle entsteht sowie das Klär- und Deponiegas, die als Abbauprodukte in Faultürmen oder auf Mülldeponien entstehen. Wesentliche Komponenten des Biogases sind Methan (55 bis 70 %) und Kohlenstoffdioxid (29 bis 43 %).

Der Einsatz von Biogas erfolgt vornehmlich in BHKW-Anlagen. Diese Technologie ist heute als Stand der Technik anzusehen. Die weiteren Ent-

wicklungen zielen deshalb insbesondere auf eine Erhöhung der Gasausbeuten und eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit u. a. durch eine Co-Fermentation ab.

Der Einsatz von Gasturbinen ist nur für größerer Leistungsbereiche interessant; hier stellt sich dann zusätzlich das Problem der sinnvollen Nutzung der großen anfallenden Abwärmemengen. Interessant ist auch hier der Einsatz von Brennstoffzellen, der aber erst in einigen Jahren möglich sein dürfte.

Gas-BHKWs werden in einem elektrischen Leistungsbereich von 0,05 bis 1,5 MW angeboten. Der Wirkungsgrad hängt von der Modulgröße ab und liegt zwischen 29 (kleine Anlagen) und 40 % (große Anlagen). Auch hier sind deutliche Kostendegressionen mit steigender Modulgröße zu beobachten. So betragen beispielsweise die spezifischen Investitionskosten für ein 1 MW<sub>el</sub>-Modul etwa 1 000 DM/kW, während sie für kleinere Anlagen (50 kW<sub>el</sub>) dagegen bei etwa 2 500 DM/kW liegen.

Ein grundsätzlicher Nachteil vieler Biogasanlagen im ländlichen Raum ist die schlechte Verwertung der anfallenden Wärme. Hier wird vielfach – zur Erhöhung der Stromausbeute im Sommer – die Wärme über Kühler an die Umgebung abgegeben.

## 7 Ökonomische Aspekte einer KWK aus Biomasse

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung werden zwei wirtschaftlich verwertbare Produkte, Strom und Wärme, erzeugt. Damit hängt die Wirtschaftlichkeit derartiger Anlagen von den Erlösen ab, die für diese beiden Produkte erzielt werden können. Bei der Einspeisung des erzeugten Stroms in das Netz der öffentlichen Erzeugung finden die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) Anwendung, die staatlich festgelegte Vergütungen garantieren. Beim Wärmeabsatz muß sich die Biomasse-KWK am Preisniveau von Fernwärme orientieren, da ein finanzieller Bonus für die Erzeugung von „grüner Wärme“ in diesem Marktsegment derzeit nicht durchsetzbar ist. Damit ist auch für Nah- und Fernwärme aus Biomasse ein Verkaufspreis von 80 bis 90 DM/MWh als Obergrenze anzusehen. Zieht man von diesem Verkaufspreis die notwendigen Aufwendungen für das Verteilnetz und sonstige Verwaltungsaufgaben beim Wärmeverkauf ab, ergibt sich aus dem Wärmeabsatz eine Gutschrift von ca. 30 bis 40 DM/MWh. Damit können für Biomasse-Heizkraftwerke unter-

schiedlicher Größe die tatsächlichen Stromgestehungskosten errechnet werden. Ein Vergleich mit der nach EEG zu entrichtenden Vergütung gibt dann Aufschluß über die potenzielle Wirtschaftlichkeit einer Anlage.

Für einen durchschnittlichen Fernwärmeverkaufspreis von 35 DM/MWh zeigt Abb. 4 die Ergebnisse derartiger Berechnungen beispielhaft für zwei Heizkraftwerke unterschiedlicher Größe (Feuerungswärmeleistung 5 bzw. 20 MW). Hier wird der hohe Einfluss der Brennstoffkosten auf das Gesamtergebnis deutlich. Dabei entspricht der niedrigere Brennstoffpreis von 13 DM/MWh einer Nutzung von Resthölzern (z. B. aus der Holzverarbeitenden Industrie) und der höhere Brennstoffpreis von 35 DM/MWh einer Verwertung von waldfrischem Holz.

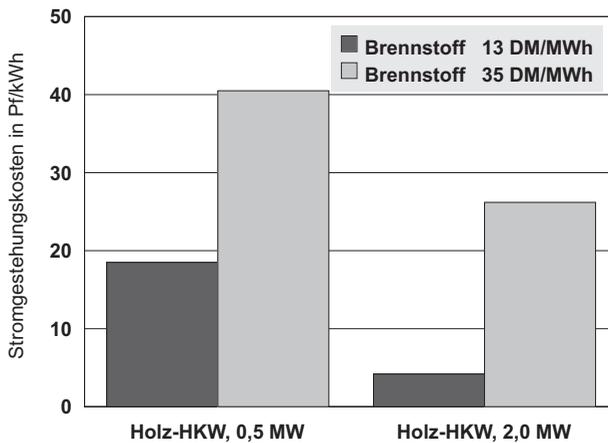


Abbildung 4: Stromgestehungskosten für Holz-Heizkraftwerke in Abhängigkeit von den Brennstoffkosten, nach /1/

Das sich aus dieser Betrachtung ergebende Bild ist ernüchternd, da sich auch nach den Vergütungssätzen des EEG ein wirtschaftlicher Betrieb nur bei relativ geringen Brennstoffkosten erzielen lässt. Sind derartige preisgünstige Brennstoffkontingente nicht verfügbar, ist ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb nur über höhere Wärmegutschriften möglich. Damit ist auch die KWK mit festen Bioenergieträgern in hohem Maße von möglichst niedrigen Wärmeverteilungskosten abhängig. Entsprechend kommt der Optimierung von Nah- und Fernwärmenetzen mit dem Ziel

der Minimierung der Wärmeverteilungskosten eine hohe Bedeutung für die weitere Entwicklung der Biomasse-KWK zu.

Auch die Wirtschaftlichkeit von rapsölbetriebenen KWK-Anlagen wird sehr ungünstig durch die hohen Brennstoffkosten beeinflusst (mittlerer Preis 1998 bis 1999 93 DM/MWh). Aufgrund dieser hohen Brennstoffkosten ist ein wirtschaftlicher Betrieb von rapsölbefeuerten BHKW-Anlagen derzeit – trotz EEG – kaum möglich.

Bei Biogasanlagen hängen die spezifischen Kosten für Wärme und Strom nicht nur von der Anlagengröße, sondern auch vom Nutzungsgrad der bereitgestellten Wärme ab. So zeigt Abb. 5 einen Vergleich der spezifischen Strom- und Wärmekosten zwischen einer typischen Kleinanlage (100 m<sup>3</sup> Reaktorvolumen, 24 kW elektrische Leistung) mit einer unterstellten Eigennutzung der Wärme von 75 % und des Stroms von 25 % sowie einer Großanlage mit einem Reaktorvolumen von 1 200 m<sup>3</sup>, einer elektrischen Leistung 280 kW und einer Eigennutzung der bereit gestellten Wärme von 80 %, wobei hier der gesamte Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird. Auch in diesen Fällen reichen die nach EEG geltenden Vergütungen für den eingespeisten Strom allein für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht aus.

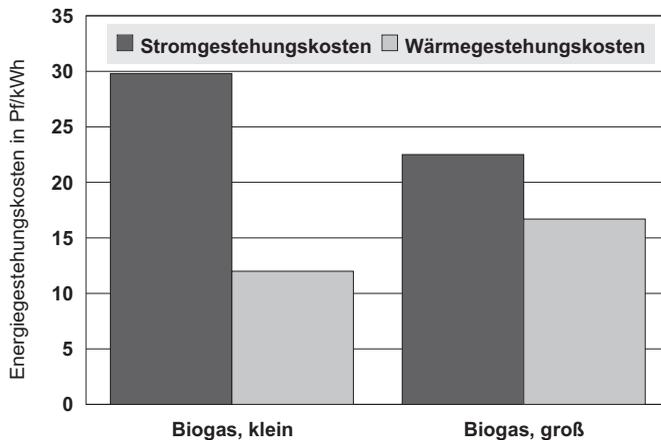


Abbildung 5: Gestehungskosten für Strom und Wärme für Biogasanlagen in Abhängigkeit von der Anlagengröße, nach /1/

## 8 Ökologische Aspekte einer KWK aus Biomasse

Das große Interesse an einem verstärkten Ausbau der energetischen Nutzung von Biomasse und die grundsätzlich positive Haltung, die Energieträgern biogenen Ursprungs entgegen gebracht wird, beruht zum überwiegenden Teil darauf, dass biogene Brennstoffe i. Allg. als klimafreundlich, ressourcenschonend und somit besonders umweltverträglich eingeschätzt werden.

Im Zuge der Bemühungen um den Klimaschutz und die Verringerung anthropogener Treibhausgasfreisetzungen wird dabei in öffentlichen Diskussionen vorrangig auf die CO<sub>2</sub>-Neutralität des Energieträgers „Biomasse“ abgehoben. Sie wird damit begründet, dass bei der energetischen Nutzung von Biomasse nur soviel CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre abgegeben wird, wie die Pflanzen zuvor während der Wachstumsphase aus der Atmosphäre aufgenommen und gespeichert haben. Geht man von einer nachhaltigen Nutzung der vorhandenen Ressourcen zur Bereitstellung von Bioenergie aus (d. h. die aus dem biologischen Kreislauf entnommenen Biomassemengen werden z. B. durch Neupflanzungen ersetzt), kann man in der Tat von einem weitgehend geschlossenen CO<sub>2</sub>-Kreislauf sprechen. Eine vollkommene CO<sub>2</sub>-Neutralität wird aber nicht erreicht, da je nach Brennstoff bestimmte Mengen an zumeist fossiler Energie benötigt werden, um die Biomasse anzubauen und als Energieträger bereitzustellen.

Abb. 6 verdeutlicht diesen Zusammenhang, in dem hier zwei Holzheizkraftwerke mit KWK-Anlagen auf Kohle- und Erdgasbasis anhand der Freisetzungen an CO<sub>2</sub>-Emissionen miteinander verglichen werden. Es zeigt sich, dass bei der Biomasse die notwendigen Aufbereitungsschritte (hier insbesondere Zerkleinerung der Rinde im Rindenheizkraftwerk) einen nicht unerheblichen Einfluss auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter GWh Wärme besitzen. Insgesamt liegen die Rest-Emissionen an CO<sub>2</sub> aber auf einem sehr geringen Niveau und betragen selbst im ungünstigsten Fall maximal 15 % der Emissionen eines mit Erdgas gefeuerten Heizkraftwerks.

Dieses sehr positive Bild bei der energetischen Nutzung von Biomasse darf aber keinesfalls den Blick darauf verschließen, dass beim Einsatz von Bioenergieträgern neben CO<sub>2</sub> weitere Emissionen entstehen. So sind in Abb. 7 für die genannten Anlagentypen die Emissionen von Stickoxiden

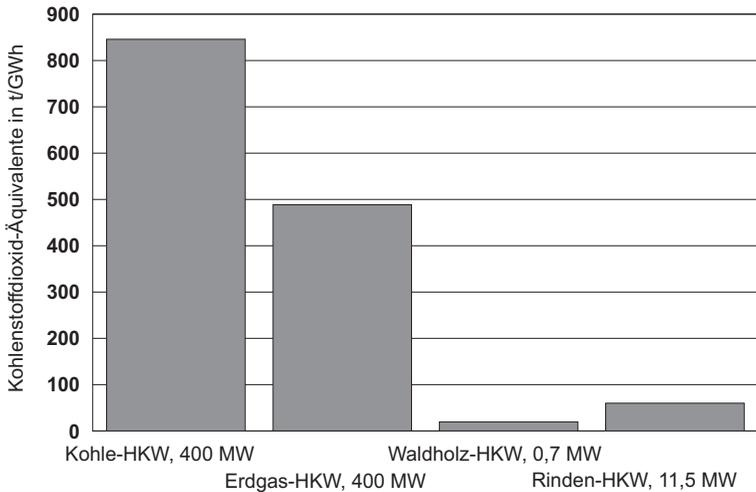


Abbildung 6: Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen von KWK-Anlagen auf Basis fossiler bzw. biogener Energieträger /4/

(NO<sub>x</sub>) und Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) – wiederum bezogen auf die erzeugte GWh Wärme – vergleichend gegenüber gestellt.

Hier zeigt sich einerseits, dass bei der Verbrennung des Energieträgers Holz in vorhandenen Anlagen mehr Stickstoffoxide (NO<sub>x</sub>) freigesetzt werden kann als bei der Verbrennung von Kohle bzw. Erdgas. Ferner wird aber auch deutlich, dass die Emissionen auch stark von den eingesetzten Brennstoffen abhängen. So ist der erhöhte Ausstoß an SO<sub>2</sub> im Rindenheizkraftwerk auch darauf zurückzuführen, dass sich bestimmte chemische Verbindungen in höherer Konzentration im Rindenmaterial wiederfinden.

Nicht zuletzt – und das geht aus dieser Darstellung nicht hervor – ist aber bei einem derartigen Vergleich zu beachten, dass die Emissionsangaben für das Kohle- und Erdgasheizkraftwerk als Mittelwerte aus einem größeren Kraftwerkspark ähnlicher Anlagen gleicher Größenordnung ermittelt wurden, die Betrachtung der Biomasseanlagen dagegen auf der Auswertung von Einzelfällen beruht und sich daher hier technologische Unterschiede in der Verbrennungs- und Emissionsminderungstechnik besonders stark bemerkbar machen. Auch ist die Technik zur Verbren-

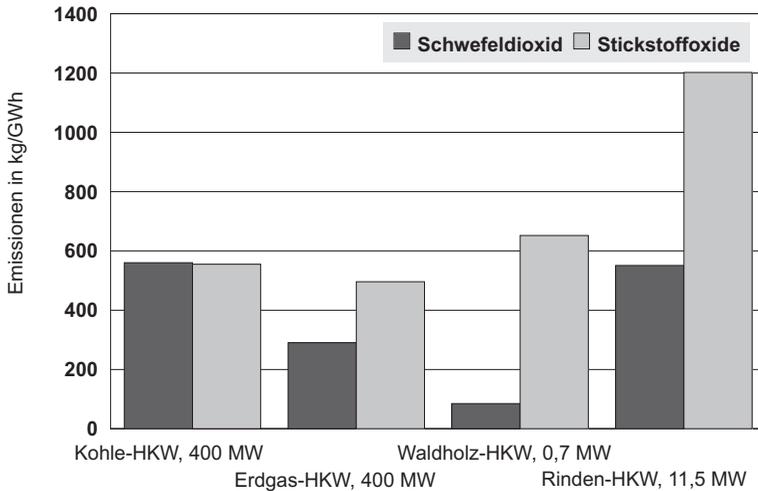


Abbildung 7: Vergleich verschiedener Emissionen von KWK-Anlagen auf Basis fossiler bzw. biogener Energieträger /4/

nung von Biomasse noch durch entsprechende Optimierungspotenziale gekennzeichnet.

Dennoch bleibt als Ergebnis festzuhalten, dass bei der weiteren technologischen Entwicklung der Biomasse-KWK auch den Aspekten einer emissionsarmen Verbrennung zur weitgehenden Vermeidung entsprechender Emissionen und einer effektiven Rauchgasreinigung zur Abtrennung der verbleibenden Restemissionen besondere Beachtung geschenkt werden muss, damit der Energieträger Biomasse sein Image als umweltfreundlicher Energieträger auch in Zukunft behält.

Ein weiteres Problem bei bestehenden Anlagen stellen oft Geruchsemissionen infolge der Lagerung und Verbrennung von biogenen Brennstoffen dar, die von Anwohnern als belästigend empfunden werden können. Diese Probleme sind in der Praxis nur schwer fassbar, da es oft ein rein subjektives Empfinden ist, ob ein bestimmter Geruch als „angenehm“ oder als „belästigend“ empfunden wird. Da aber gerade Biomasse-KWK-Anlagen aufgrund des erforderlichen Wärmeabsatzes verbrauchernah errichtet und betrieben werden müssen, liegt es nahe, durch entsprechende Bauweise (geschlossene Lagerhallen) und Betriebsweise (Vermeidung extremen Teillastbetriebs und von An- bzw. Abfahrvorgän-

gen) derartige Geruchs- und damit mögliche Akzeptanzproblem zu vermeiden.

## 9 Schlussbetrachtung

Ziel dieser Ausführungen ist es, die Potenziale einer KWK aus Biomasse aufzuzeigen und anhand technischer, ökonomischer und ökologischer Kriterien zu diskutieren. Die dargestellten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen.

Die technischen Potenziale der KWK aus Biomasse in Deutschland sind zusammengenommen durchaus beachtlich und energiewirtschaftlich relevant. Sie werden bisher aber nur sehr eingeschränkt genutzt – auch aufgrund der ungünstigen ökonomischen Randbedingungen.

Durch eine bessere KWK-Technik für biogene Festbrennstoffe insbesondere im kleineren Leistungsbereich könnten die technischen Potenziale noch deutlich ausgeweitet werden.

Eine Erschließung dieser Potenziale ist mit z. T. beachtlichen Umweltvorteilen verbunden – insbesondere im Hinblick auf den Klimaschutz.

Die Kosten einer Potenzialerschließung sind vergleichsweise hoch; an einem bestimmten Standort können sie fast nur durch die Brennstoffkosten beeinflusst werden.

Eine weitergehende Potenzialerschließung ist deshalb – trotz des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) – nur dort wahrscheinlich, wo Biobrennstoffe sehr kostengünstig anfallen und/oder die sonstigen Randbedingungen sehr vielversprechend sind.

Ausgehend von einem derzeit noch sehr geringem Einsatz biogener Energieträger in KWK-Anlagen sind sehr hohe Ausbauraten notwendig, um die gesetzten politischen Ziele hinsichtlich des Klimaschutzes bzw. einer Nutzung regenerativer Energien erreichen zu können. Die Erreichung dieser Zielvorgaben hängt aber auch vor allem von einer stabilen und planbaren Vergütung des regenerativ erzeugten Stroms ab. Sollen die politischen Zielvorgaben erreicht werden, kommen deshalb Vorrangregelungen zur Nutzung erneuerbarer Energien und zum Ausbau der KWK insgesamt ein hohe Bedeutung zu in einem liberalisierten Strommarkt, der auch mittelfristig von niedrigen Strompreisen geprägt sein wird.

Neben diesen politischen Rahmenbedingungen muss aber auch die technische Entwicklung im Bereich der Biomasse-KWK vorangetrieben werden. Ziel muss es sein, vielversprechende Technologien zügig zur Marktreife weiterzuentwickeln und die noch vorhandenen Kostensenkungspotenziale auszuschöpfen, um eine konkurrenzfähige Energieerzeugung aus Biomasse zu erlauben. Dabei ist von der Notwendigkeit der Kostensenkung nicht nur der Bereich der Erzeugung, sondern auch der Bereich der Wärmeverteilung betroffen.

Um diese technologische Entwicklung voranzutreiben, sind über die derzeit vorhandenen finanziellen Steuerungsinstrumente hinaus Fördermaßnahmen z. B. in Form weiterer Anschubfinanzierungen notwendig, um eine rasche und dauerhafte Marktausweitung der Biomasse-KWK zu erlauben. Nur so kann die Biomasse mittelfristig den ihr zustehenden Beitrag im Rahmen einer nachhaltigen Energieversorgung in Deutschland und Europa leisten.

## Literatur

- /1/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, Berlin, 1999
- /2/ Erneuerbare-Energie-Gesetz, in: Internationales Wirtschafts-Forum, Universität Münster; <http://www.iwr.de>
- /3/ Lux, R.; Thöne, E.: Potentiale der Kraft-Wärme-Kopplung – Ein Vergleich aktueller Potentialstudien; Euroheat & Power – Fernwärme international 1996, 7/8, S. 437-445
- /4/ Neubarth, J.: Potentiale erneuerbarer Energien in Österreich, persönliche Mitteilung, Mai 2000
- /5/ Kaltschmitt, M.; Fischer, J.: Realisierung von Bioenergieprojekten – Das Informationsproblem; 3. Euroforum Fachtagung "Biomasse – Energieträger für die Zukunft", München, 30./31.Mai 2000
- /6/ Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (Hrsg.): Energiedaten 1999; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin, 1999
- /7/ Verein Deutscher Ingenieure (VDI) – Gesellschaft Energietechnik (GET) (Hrsg.): Jahrbuch 2000; VDI, Düsseldorf, 2000
- /8/ Kaltschmitt, M.: Biomasse: Was kann sie zur Treibhausgasmindeung beitragen?; 10. ALS-Kolloquium, Stuttgart, Oktober 1997, Tagungsband
- /9/ Kaltschmitt, M.: Regenerative Energien zur Strom- und Wärmebereitstellung – Nutzung und Potentiale in Deutschland; BWK 51(1999), 1/2, S. 55 – 59

*Anschrift der Autoren:*

*Joachim Fischer, Martin Kaltschmitt*

*Biomasse-Informations-Zentrum (BIZ) am*

*Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER),*

*Universität Stuttgart*

*Hessbrühlstr. 49a*

*D-70565 Stuttgart*

*E-Mail: [MK@ier.uni-stuttgart.de](mailto:MK@ier.uni-stuttgart.de), [JF@ier.uni-stuttgart.de](mailto:JF@ier.uni-stuttgart.de)*

*<http://www.biomasse-info.net>*

## Ergebnisse der Diskussion und Zusammenfassung

*S. Daebeler, T. Gottschau, B. Kerckow  
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow*

Die Zukunftsaussichten der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur energetischen Nutzung von Biomasse können im Ergebnis der geführten Diskussionen als positiv beurteilt werden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die ökologische Steuerreform und auch das Marktanreizprogramm „Erneuerbare Energien“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) schaffen positive Anreize für die KWK mit erneuerbaren Energien und damit auch für die energetische Nutzung von Biomasse. Auf der Soll-Seite stehen die negativen Auswirkungen des liberalisierten Strommarkts, die bereits bei der KWK mit fossilen Brennstoffen zur Abschaltung vieler (kommunaler) KWK-Anlagen geführt hat. Die Notwendigkeit, fossile Ressourcen zu schonen, die Energiewirtschaft nachhaltiger zu gestalten und die hochgesteckten Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen, läßt aber den Trend zu einem verstärkten Einsatz der KWK zur energetischen Nutzung von Biomasse erkennen.

Die Veranstaltung diente dazu, Lücken im wissenschaftlich-technischen Stand des Wissens zu identifizieren, zu diskutieren und Lösungsansätze zu erarbeiten. Die Ergebnisse der Diskussion können im Hinblick auf dieses Ziel als sehr konstruktiv angesehen werden. Referenten und Diskussionsteilnehmer erarbeiteten zahlreiche Vorschläge und Anregungen für weitere Arbeiten im Rahmen des Programms des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BML) zur Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der Nachwachsenden Rohstoffe (kurz: Förderprogramm).

Zusammenfassend werden, gegliedert nach Energieträgerform, nachfolgend die wichtigsten Ergebnisse der Diskussion dargestellt:

### **Gasförmige Energieträger**

Im Bereich der gasförmigen Energieträger wird die Entwicklung nahezu ausschließlich durch den Bereich der anaeroben Vergärung (Biogas) getragen. In den letzten Jahren ist ein rasanter Anlagenzuwachs für Deutschland zu beobachten. Ursprünglich von der Entsorgung landwirtschaftlicher Rest- und Abfallstoffe getragen, werden durch das EEG zukünftig auch nachwachsende Rohstoffe als Energieträger im Bereich Biogas interessant werden. In diesem Zusammenhang sind die folgenden Themenbereiche von besonderer Bedeutung:

- systematische Untersuchung der Methanbildung, besonders in Abhängigkeit von der Zusammensetzung der eingesetzten Substrate,
- systematische Untersuchung der Produktgaszusammensetzung und der Variation der Produktgase durch den Einsatz unterschiedlicher Substrate, hierbei gilt es insbesondere, Minorkomponenten zu erfassen,
- Vereinheitlichung der Anlagentechnik,
- Gasaufbereitung, besonders in Hinblick auf strengere Abgasgrenzwerte und neue Konversionstechniken wie Brennstoffzellen, sowie
- Systemintegration von Brennstoffzellen.

Außerhalb technischer Fragestellungen wurden auch Handreichungen für den Betreiber zur Erzielung eines optimalen Anlagenbetriebs als wichtig angesehen.

### **Flüssige Energieträger**

Im Bereich der flüssigen Energieträger besteht für Pflanzenölkraftstoffe und deren Derivate wie Rapsölmethylester (RME) eine durchgängige Verfahrenskette von Anbau und Ernte bis hin zur Nutzung in Motor-Blockheizkraftwerken (BHKW). Die energetische Nutzung von Pflanzenölmethylestern (PME) in Verbrennungsmotoren ist für den Bereich der BHKW Stand der Technik. Wie im Bereich Verbrennungsmotoren üblich, besteht durch sich ändernde gesetzliche Regelungen laufender Anpassungsbedarf auf dem Gebiet der Emissionsminderung.

Bei der Nutzung unterivatisierter Pflanzenöle als Motorkraftstoff besteht in Bereichen dezentrale Ölgewinnung, Kraftstoffstandards und motorische Nutzung FuE-Bedarf. Als vordringliche Fragestellungen wurden benannt:

- Verbesserungen in der Verfahrenstechnik der dezentralen Kalt-pressungstechnik für Pflanzenöle,
- Entwicklung und Erprobung einfacher Methoden der Qualitätsprüfung für dezentral erzeugte Pflanzenöle,
- Festlegung eines Qualitätsstandards für Pflanzenöle als Kraftstoffe, möglichst in Form einer Norm,
- Weiterentwicklung und Optimierung der Motorentechnik

Andere flüssige biogene Energieträger spielen für den stationären Bereich derzeit keine Rolle. Dies kann sich aber bei einem breiten Durchbruch der Brennstoffzellentechnologie ändern.

### **Feste Energieträger**

Diskutiert wurden verschiedene KWK-Prozesse, die entweder auf der Verbrennungs- oder auf Vergasungsverfahren beruhen.

Einigkeit bestand darin, daß für alle diskutierten KWK-Prozesse eine untere Leistungsgrenze, bedingt durch exponentiell steigende spezifische Investitionskosten, aber auch aus technischen Gründen, vorhanden ist. Je nach Prozeßtyp wird diese Grenze mit 1 MW<sub>el</sub> bis 5 MW<sub>el</sub> angegeben. Es besteht die Möglichkeit, daß bei einer erfolgreichen Entwicklung von Mikroturbinen diese untere Grenze weiter sinken kann. Nach oben hin wird die Anlagengröße durch die Logistikkosten der Biomasse begrenzt. Für deutsche Verhältnisse liegt die Obergrenze im Bereich von 20 bis 30 MW<sub>th</sub>.

Als Referenzprozeß wurde der „klassische“ Dampfkraftprozeß mit Dampfturbine angesehen. Dieser Prozeß ist Stand der Technik und wird als KWK-Prozeß in der Holzverarbeitenden Industrie vielfach eingesetzt. Aufgrund der durch den Reifegrad des Prozesses hohen Komplexität solcher Anlagen wird der Dampfkraftprozeß mit Dampfturbine sich auch zukünftig eher im Bereich größerer Anlagenleistungen (oberhalb von 5 MW<sub>el</sub>) finden lassen. Die spezifischen Investitionskosten (um 5.000 DM/kW<sub>el</sub>) bedingen, daß der Dampfprozeß für einen wirtschaftlichen Betrieb niedrige Energieträgerkosten fordert. Der FuE-Bedarf ist gering und besteht im wesentlichen darin, die durch die Eigenschaften von Bio-

masse, insbesondere sei hier das Ascheschmelzverhalten genannt, hervorgerufenen relativ geringen thermodynamischen Wirkungsgrade zu steigern.

Als weitere Option wurde die Nutzung von Dampfmotoren erörtert. Derzeit ist der elektrische Wirkungsgrad im Vergleich zur Dampfturbine gering, auch besteht beim Dampfmotor, landläufig auch unter dem Herstellernamen als „Spilling-Motor“ bekannt, ein Anbietermonopol. Wegen dieser generellen Voraussetzungen wurden für den Dampfmotor nur Nischenanwendungen als möglich gesehen. FuE-Bedarf besteht bei der Weiterentwicklung hin zu höheren Wirkungsgraden.

Wegen der Eigenschaften des Dampfprozesses wurden alternative Prozeßführungen erörtert. Im Mittelpunkt der Diskussion standen hierbei Organic-Rankine-Cycle(ORC)-Prozeß und Heißluftturbinenprozeß. Übereinstimmend wurde festgestellt, daß für vereinfachte KWK-Prozesse ein Bedarf festzustellen sei. Bis zu einer generellen Einsatzfähigkeit anderer Verfahrens bedarf es noch einiger FuE-Arbeit. Umstritten war der ORC-Prozesses. Vom thermodynamischen Ansatz her ist der ORC-Prozeß auf die Nutzung von Niedertemperaturwärme geeignet. Für ORC-Prozesse mit eigener vorgeschalteter Verbrennung ist kein höherer Stromwirkungsgrad als beim Dampfkraftprozeß zu erwarten. Die Vorteile dieses Prozesses sind in anderen Bereichen, wie geringere Anforderungen an den Überwachungsaufwand bzw. einfachere Prüfungsanforderungen, zu suchen.

Dem Stirlingmotor wurde aufgrund der beschränkten Leistungsfähigkeit und der komplizierten Wärmeübertragung kein wesentlicher Beitrag zur KWK zur energetischen Nutzung von Biomasse zugebilligt.

Uneinheitlich war das Meinungsbild im Bereich der Vergasung. Bis auf den Vertreter der Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. (FhG) wurde die Marktreife dieser Technik allgemein eher skeptisch beurteilt. Im Bereich der Festbettvergaser wurde nicht erwartet, daß diese Verfahrensvariante mittelfristig für die KWK mit fester Biomasse von Bedeutung sein wird. Positiver wurden Wirbelschichtvergaser beurteilt. Sofern die für eine Nutzung in Gasturbinen, Gasmotoren oder Brennstoffzellen notwendige Produktgasqualität sicher erreicht werden kann, werden der Wirbelschichtvergasung längerfristig gute Chancen eingeräumt. Die Mehrzahl der Teilnehmer betonte, daß bis zur Marktumsetzung von Vergasungsverfahren noch erhebliche FuE-Arbeiten zu leisten seien. Die Bekanntmachung „Analyse und Evaluie-

„Nutzung der thermochemischen Vergasung zur energetischen Nutzung von Biomasse“ des BML im Bundesanzeiger Nr. 50 vom 11. März 2000 wurde in diesem Zusammenhang allgemein begrüßt.

Zusammenfassend kann für den Bereich der festen Biomasse festgestellt werden, daß die fehlende Nutzung zur KWK weniger eine Frage von FuE-Anstrengungen als eine Frage der Brennstoffkosten ist. Verbesserungsmöglichkeiten der thermodynamischen Prozeßführung bestehen, diese sind aber meist nicht biomassespezifisch. Trotz positiver Impulse durch Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Ökosteuern wird die Nutzung fester Biomasse im Bereich der KWK sich voraussichtlich auch zukünftig aus Kostengründen im wesentlichen auf Abfall- und Reststoffe, insbesondere Altholz, stützen. Es wäre daher zu fragen, ob durch günstigere Bereitstellungsverfahren, insbesondere im Bereich Waldholz, eine Senkung der Brennstoffkosten möglich ist. Die Klärung dieser Frage war nicht Gegenstand dieses Gesprächs.

### **Brennstoffzellentechnologie**

Als nicht dem Carnot-Prozeß unterworfenen Stromerzeugungstechnologie wird die Brennstoffzellentechnik als aussichtsreiche Zukunftstechnik im Bereich der dezentralen Stromerzeugung angesehen.

Die derzeit sich rasant entwickelnde Brennstoffzellentechnik wird zur Zeit auf die Nutzung von Erdgas hin entwickelt. Erste Demonstrationsanlagen wie die durch die Firma MTU in Bielefeld installierte sollen die Tauglichkeit der Technik unter Beweis stellen. Da die Verfahren noch nicht in den letzten Einzelheiten ausgearbeitet wurden, können endgültige Aussagen zur benötigten Gasqualität noch nicht verbindlich gemacht werden. Größte Aussichten zur Kopplung mit Brennstoffzellen im Bereich der Nutzung von Biomasse hat gegenwärtig die Vergärung, da das produzierte Gas dem Erdgas am ähnlichsten ist. Weitere Chancen werden hoch wasserstoffhaltigen Produktgasen der Vergasung eingeräumt, allerdings sind hier die technischen Prozesse zu ertüchtigen.

Der wesentliche FuE-Bedarf im Bereich der energetischen Nutzung von Biomasse in Brennstoffzellen liegt auch weiterhin

- bei der Analyse herstellbarer Produktgase hinsichtlich vorhandener Minorkomponenten wie beispielsweise Ammoniak oder Schwefelwasserstoff,

- der Gasaufbereitung, speziell auch zur weitgehenden Abtrennung der vorgenannten Minorbestandteile des Produktgases,
- der Systemintegration von Brennstoffzelle und Produktgaserzeugung aus Biomasse.

Es wurde als wichtig angesehen, daß diese Schnittstellenentwicklungen parallel zur technischen Weiterentwicklung der Brennstoffzellentechnik betrieben werden, um keine unterschiedlichen Entwicklungsniveaus entstehen zu lassen.

Abschließend ist festzustellen, daß im Bereich der KWK zur energetischen Nutzung von Biomasse die Nutzung von Biogas gegenwärtig am ehesten in der Lage ist, einen Beitrag zu den Zielen des Förderprogramms des BML zu leisten. Für ausgewählte Nischen gilt dies auch für pflanzenölbasierte BHKW. Aufgrund der Technikstruktur der Konversionsprozesse im Bereich der festen Biomasse sind von der KWK auch unter den Rahmenbedingungen des EEG für Land- und Forstwirtschaft nur geringe Wirkungen zu erwarten. Als Brennstoffe werden auch zukünftig Rest- und Abfallstoffe, insbesondere Althölzer, diesen Bereich dominieren.

Große Hoffnungen werden auf die Zukunftstechnologie Brennstoffzelle gesetzt. Hier gilt es, diesen Entwicklungsprozeß aktiv zu begleiten und geeignete Brenngasqualitäten aus Biomasse bereitzustellen.

Abschließend sei an dieser Stelle nochmals allen Referenten und Teilnehmern für ihre aktive und konstruktive Mitarbeit am Fachgespräch gedankt.

*Anschrift der Autoren:*

*Dr. Steffen Daebeler, Dr.-Ing. Thorsten Gottschau,*

*Dipl.-Ing. agr. Birger Kerckow*

*Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)*

*Hofplatz 1*

*18276 Gülzow*

**Herausgeber:**

Fachagentur Nachhaltende Rohstoffe e. V.  
Hofplatz 1 • 18276 Gülzow  
Tel.: (0 38 43) 69 30 - 0 • Fax: (0 38 43) 69 30 - 102  
E-Mail: [info@fnr.de](mailto:info@fnr.de) • Internet: <http://www.fnr.de/>