



Innovative Konzepte

für die energetische Nutzung
von biogenen Reststoffen



**Energetische
Biomassenutzung**



Energetische Biomassenutzung

Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms
„Energetische Biomassenutzung“
BAND 5

Innovative Konzepte für die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen

Herausgegeben von Daniela Thrän und Diana Pfeiffer

Gefördert vom



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Ein Förderprogramm der



DIE BMU
KLIMASCHUTZ-
INITIATIVE

Koordiniert vom



Wissenschaftlich
begleitet vom



Impressum

Herausgeber

Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

Kontakt

DBFZ Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützigeGmbH
Torgauer Straße 116
D-04347 Leipzig
Telefon: +49 (0)341 2434-554
Telefax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: diana.pfeiffer@dbfz.de
www.energetische-biomassenutzung.de

Geschäftsführung

Wissenschaftlicher Geschäftsführer:
Prof. Dr. mont. Michael Nelles

Administrativer Geschäftsführer:
Dipl.-Kfm. (FH) LL.M. Daniel Mayer

Redaktion

Programmbegleitung des BMU-Förderprogramms
„Energetische Biomassenutzung“
www.energetische-biomassenutzung.de

Layout & Herstellung

Steffen Kronberg
Angela Gröber

Druck

Fischer Druck, Leipzig,
www.fischerdruck.com

Förderung

Erstellt mit finanziellen Mitteln des Bundesministeriums
für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit,
Berlin (BMU)

ISSN 2192-1806

Für die Ergebnisdarstellung mit entsprechenden Konzepten, Schlussfolgerungen und fachlichen Empfehlungen sind ausschließlich die Autoren zuständig. Dies beinhaltet auch die Wahrung etwaiger Autorenrechte Dritter. Daher können mögliche Fragen, Beanstandungen, Rechtsansprüche u.ä.m. nur von den Autoren bearbeitet werden. Die aufgeführten Meinungen, Bewertungen oder Vorschläge geben nicht die Meinung des Herausgebers wieder.

Alle Rechte vorbehalten.

© DBFZ 2012

Inhaltsverzeichnis

Impressum	4
Grußwort	6
Biokraftstoffe	7
Basisinformationen zur Entwicklung des Biokraftstoffsektors	9
Kommunikation zwischen AkteurInnen im Biokraftstoffsektor – Eine umweltspsychologische Herausforderung	31
Akzeptanz von Biokraftstoffen – Nachhaltige Biokraftstoffproduktionskonzepte und Strategien im internationalen Vergleich	41
Gekoppelte Erzeugung von stofflichen und energetischen Produkten in der Bioraffinerie	57
Einsatz von biogenen Rest- und Abfallstoffen in der Schnellpyrolyse zur Kraftstoffbereitstellung	73
Strohpotenziale nutzen	87
Entwicklung einer dezentralen Feuerungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung für den Brennstoff Stroh	88
Landwirtschaftliche Reststoffe zur nachhaltigen Bioenergiebereitstellung	103
Dezentrale Bioenergiekonzepte	125
Dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung in einer stationären Wirbelschichtvergasung	126
Dezentrale Mikro-Biogaserzeugung	145
Machbarkeitsstudie für eine dezentrale Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Bioenergieregion Achantal	167
Thermo-chemische Bioenergieerzeugung	185
Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse- kleinfeuerungsanlagen	186

Grußwort Die Bioenergie im Wandel

Liebe Leserinnen, liebe Leser,



Nach drei Jahren Programmlaufzeit und dem erfolgreichen Abschluss von bisher 10 Projekten liegt der erste Ergebnisband des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ vor. Er ist so vielfältig wie das Förderprogramm selbst.

Vor dem Hintergrund der Debatte um eine nachhaltige Energieversorgung durch Biomasse startete das Förderprogramm 2009 im Rahmen der Nationalen Klimaschutzinitiative mit dem primären Ziel, energie-

effiziente und klimafreundliche Technologien zur energetischen Biomassenutzung zu erforschen und zu entwickeln sowie bestehende Prozesse und Verfahren zu optimieren. Seitdem wurden insgesamt 63 Vorhaben mit 112 Partnern aus Forschung und Wirtschaft gefördert. Die Projektergebnisse bilden wichtige Bausteine, um die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem zu realisieren.

Die Aktivitäten in der ersten Phase des Förderprogramms konzentrierten sich zunächst auf die Erstellung einer belastbaren Datenbasis, die Entwicklung von Optimierungsansätzen, übertragbaren Konzepten und Machbarkeitsstudien sowie die Untersuchung von Fragestellungen zum Wissenstransfer und zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Biokraftstoffen. Unter Berücksichtigung der nachhaltigen Rohstoffversorgung in Deutschland wurden hierbei u.a. das Strohpotenzial sowie die Machbarkeit einer Strohverbrennungsanlage berechnet. Darüber hinaus spannte sich der thematische Bogen weiter von der Erarbeitung von Konzepten für emissionsmindernde Kleinf Feuerungsanlagen oder dezentrale Mikro-Biogasnetze bis hin zur Konzeptionierung einer dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung in einer stationären Wirbelschichtvergasung. Ferner konnte die technische und wirtschaftliche Machbarkeit einer innovativen Holzvergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung und Nachwärmerversorgung für einen ländlich geprägten Raum grundsätzlich nachgewiesen und der Bau vorbereitet werden.

Neben künftigen Herausforderungen für den Beitrag von Biomasse zur Energiewende stehen somit vor allem konkrete praxisnahe Umsetzungsbeispiele im Mittelpunkt. Biogenen Abfällen und Reststoffen kommt aufgrund ihrer ökologischen Vorteile und ihres großen regionalen Wertschöpfungspotenzials bei der Betrachtung aller Vorhaben besondere Aufmerksamkeit zu.



Die Beiträge dieses Bandes zeigen auf, dass durch ein systematisches und effizientes Verfügbarmachen vorhandener Reststoffe sowie ihr breites Einsatzspektrum (Technologieviefalt) erhebliche Bioenergiemengen erschlossen werden können und dadurch eine deutliche Reduzierung der Treibhausgasemissionen erreicht werden kann. Die Vorhaben im Förderprogramm leisten somit einen wichtigen Beitrag zum strategischen Ziel Klimaschutz, da fossile Brennstoffe ersetzt und CO₂-Emissionen vermieden werden.

Darüber hinaus ist es mit Hilfe von innovativen Bioenergie-Technologien möglich, regionale Stoffkreisläufe zu schließen. Aber auch in der Anwendung bereits etablierter Technologien gibt es zahlreiche Vorschläge für Optimierungen. Diesbezüglich sind primär auch die Potenziale zur Kopplung von stofflicher und energetischer Nutzung in den Fokus gerückt.

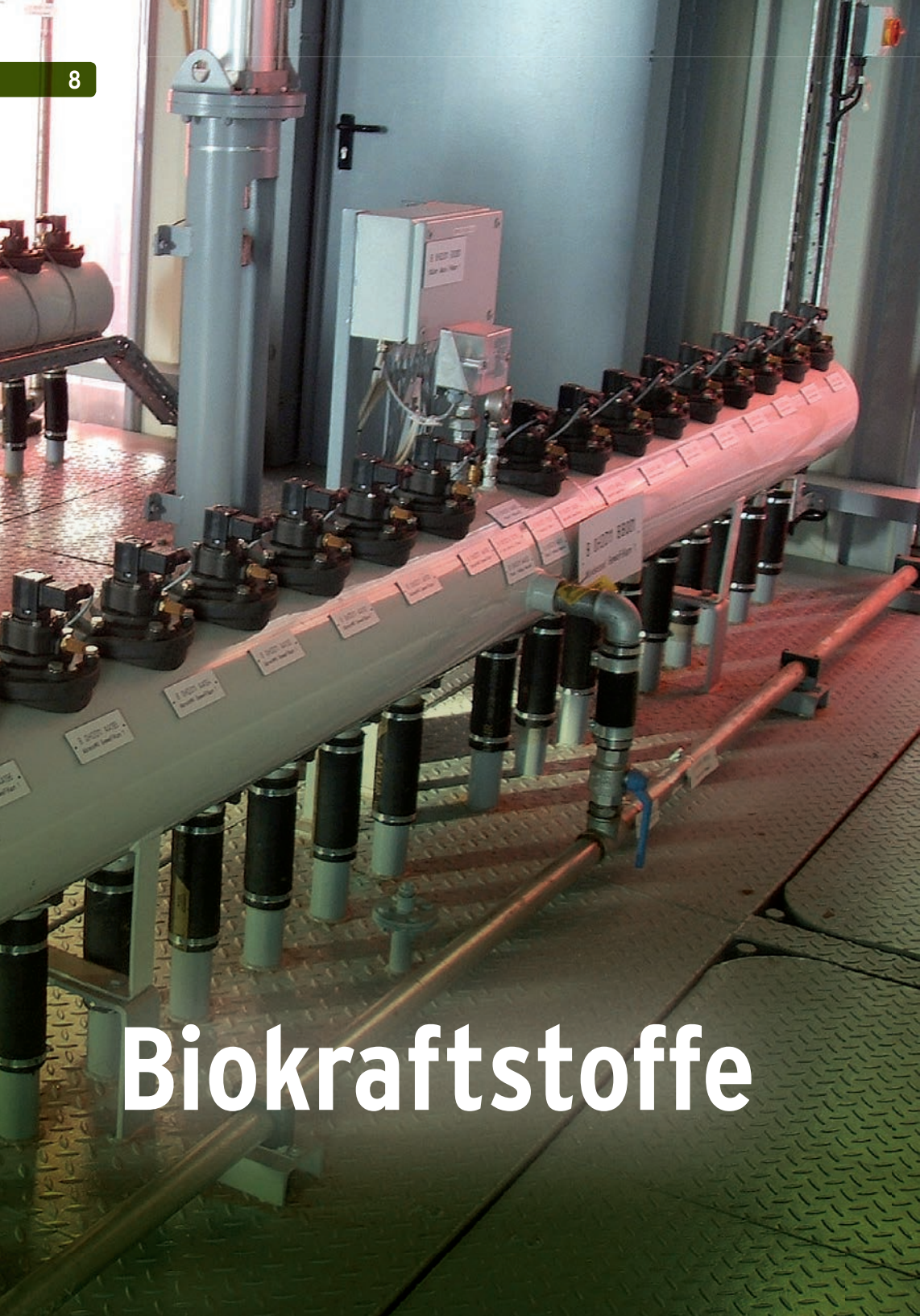
Vieles wurde in den drei Jahren schon erreicht – das Förderprogramm verzeichnet bisher eine positive Bilanz! Konzeptionelle und technische Innovationen konnten auf den Weg gebracht und auf den Markteintritt vorbereitet werden. Die Stärkung einer nachhaltigen Energieversorgung sowie die daraus resultierenden mittel- bis langfristig möglichen Energieeinsparungen tragen maßgeblich zur Erreichung der Klimaschutzziele des „Integrierten Energie- und Klimaprogramms“ (IEKP) der Bundesregierung bei. Auf Basis der bisher erbrachten Ergebnisse soll in den nächsten Jahren die Erprobung besonders aussichtsreicher Optimierungsansätze und vielversprechender Pilot- und Demonstrationsvorhaben realisiert werden.

Die Vielfalt der dargestellten Themen bildet die notwendige Breite der Bioenergieforschung ab: Nur wenn vom Einsatzstoff bis zur Nutzung alle Konversionsstufen innovativ, effizient und nachhaltig gestaltet werden, können die hohen Erwartungen an den Beitrag der Bioenergie zur künftigen Energieversorgung und langfristigen Emissionsminderung erfüllt werden.

Ich wünsche Ihnen eine interessante Lektüre, Stoff für Diskussionen und Anregungen für neue Projektideen.

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän

Bereichsleiterin „Bioenergiesysteme“ am DBFZ, Professorin für Bioenergiesysteme an der Universität Leipzig, Leiterin des Departments Bioenergie am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ



Biokraftstoffe

Basisinformationen zur Entwicklung des Biokraftstoffsektors

Karin Naumann, Franziska Müller-Langer, Katja Oehmichen, Martin Zeymer

Vorhaben: Monitoring zur Wirkung nationaler und internationaler gesetzlicher Rahmenbedingungen auf die Marktentwicklung im Biokraftstoffsektor

FKZ: 03KB008

Fördersumme: 292.462 €

Laufzeit: 01.04.2009 – 30.11.2011

Kontakt:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
www.dbfz.de

Dr.-Ing. Franziska Müller-Langer – Projektleiterin
Telefon: +49 (0) 341-2434-423
E-Mail: franziska.mueller-langer@dbfz.de

Dipl.-Ing. Karin Naumann – Projektkoordinatorin
Telefon: +49 (0) 341-2434-711
E-Mail: karin.naumann@dbfz.de



Franziska Müller-Langer: *„Nur ein kontinuierliches Monitoring des Biokraftstoffsektors sichert das rechtzeitige Nachsteuern der nationalen rahmenpolitischen Maßnahmen bei sich ändernden internationalen Randbedingungen.“*





Biokraftstoffe im Verkehrssektor

Der Verkehrssektor ist europa- und weltweit charakterisiert durch einen deutlich steigenden Energieverbrauch. In der Europäischen Union (EU) verursacht er ca. 22 % aller Treibhausgas-(THG)-Emissionen [1]. Damit ist der Verkehrssektor einer der wesentlichen Klimagasemittenten und ein Hauptverursacher des anthropogenen Treibhauseffekts. Überdies ist er abhängig von limitierten fossilen Ressourcen.

Neben der Vermeidung und Verminderung von Verkehr sowie der Effizienzsteigerung von Fahrzeugen lassen sich mit dem Einsatz von Biokraftstoffen kurz- und mittelfristig die THG-Emissionen am besten verringern. Deshalb ist es das Ziel der EU, den Anteil von Biokraftstoffen am Gesamtkraftstoffverbrauch im Verkehrssektor signifikant zu erhöhen. Dafür wurden energie-, steuer- und umweltpolitische Rahmenbedingungen auf EU- und nationaler Ebene geschaffen.

Das Projekt „Monitoring zur Wirkung nationaler und internationaler gesetzlicher Rahmenbedingungen auf die Marktentwicklung im Biokraftstoffsektor“ (FKZ: O3KB008) ist Bestandteil des Förderprogramms „Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

Im Rahmen des Projektes wurden die Auswirkungen der energie-, steuer- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen auf die Entwicklungen des Biokraftstoffsektors, d. h. der Biokraftstoffproduktion und -verwendung, erfasst, analysiert und hinsichtlich ihrer Effekte bewertet. Die Auswertung bezieht sich auf die globale Entwicklung des Biokraftstoffsektors, die gesetzlichen Rahmenbedingungen und die Biokraftstoffziele in ausgewählten Ländern und der EU sowie auf die nationale Umsetzung in Deutschland.

Anhand exemplarischer Anlagenkonzepte zur Produktion von Biokraftstoffen in Europa wurden Berechnungen über deren Wirtschaftlichkeit angestellt und deren THG-Bilanzen anschließend den Standardwerten der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie gegenübergestellt. Dies erlaubt eine Aussage über die vorteilhaften Produktionspfade im europäischen Biokraftstoffsektor.

Biokraftstoffoptionen im Überblick

In signifikanten Mengen am Markt verfügbare Biokraftstoffe sind vor allem Bioethanol bzw. ETBE (Ethyl-tert-butylether) und Biodiesel. In Deutschland spielt außerdem reines Pflanzenöl als Kraftstoff eine, wenn auch stark abnehmende, Rolle. Die Produktionstechniken für diese Biokraftstoffe sind ausgereift und etabliert. Die Ausgangsstoffe stammen maßgeblich aus der landwirtschaftlichen Produktion (d. h. öl-, zucker- und stärkehaltigen Biomassen). Dabei können Koppelprodukte entstehen, die beispielsweise als Tierfutter, in der chemischen Industrie, als Düngemittel oder zur weiteren Energieerzeugung dienen können. Alternative Kraftstoffe wie hydrierte Öle und Fette (HVO/HEFA) oder Biomethan aus Biogas werden kommerziell bereitgestellt, erreichen jedoch noch keine signifikanten Marktanteile. Technologien zur Herstellung zukünftiger Biokraftstoffe (u. a. Biokraftstoffe aus Holz und Halmgut sowie Algen) sind auf unterschiedlichem Niveau im Demonstrations- oder Labormaßstab und bisher nur eingeschränkt verfügbar sowie wettbewerbsfähig.

In Abb. 1 sind die Bereitstellungsketten von Biokraftstoffen und deren Konversionsrouten vereinfacht dargestellt. Die Umwandlung der Ausgangsstoffe zu flüssigen oder gasförmigen Biokraftstoffen kann generell über drei verschiedene Konversionspfade erfolgen:

- Physikalisch-chemische Konversion, d. h. die Umwandlung ölhaltiger Pflanzenbestandteile in Pflanzenöle sowie deren Verarbeitung bei vergleichsweise niedrigem Temperatur- und Druckniveau,
- Biochemische Konversion, d. h. die Umwandlung biogener Energieträger über den gezielten Einsatz von Mikroorganismen (z. B. Bakterien, Hefen),
- Thermo-chemische Konversion, d. h. die Umwandlung biogener Energieträger unter dem Einfluss erhöhtem Temperatur- und Druckniveaus.

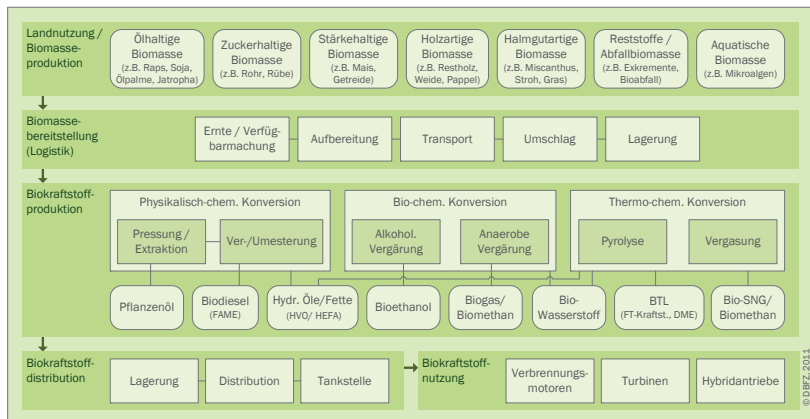


Abbildung 1: Übersicht Bereitstellungsoptionen für Biokraftstoffe, Quelle DBFZ

Anders als bei konventionellem Biodiesel und Bioethanol ermöglichen künftige Biokraftstoffe den Einsatz einer breiteren Rohstoffbasis (d. h. auch Lignocellulosebiomasse wie Halmgut oder Holz). Dafür sind aber die Konversionsverfahren technologieeitig anspruchsvoller und komplexer. Gleiches gilt für die Logistik der Biomassebereitstellung, die mit zunehmender Anlagengröße aufwendiger wird.



Politische Rahmenbedingungen auf EU-Ebene

Zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor trat am 08.05.2003 die Richtlinie 2003/30/EG (Biokraftstoffrichtlinie) in Kraft. Darin wurden die europäischen Mitgliedstaaten aufgefordert im Jahr 2005 2 % der benötigten Kraftstoffe im Verkehrssektor mit Biokraftstoffen zu decken. Bis 2010 sollte dieser Anteil auf 5,75 % erhöht werden. [2]

Um die Nutzung von Biokraftstoffen auszuweiten, wurde mit der Richtlinie 2003/96/EG zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom vom 27.10.2003 den EU-Mitgliedstaaten erlaubt, Steuerbefreiungen und -ermäßigungen zugunsten von Biokraftstoffen zu erlassen. Dadurch sollte die Nutzung von Biokraftstoffen durch steuerliche Anreize gefördert und Rechtssicherheit für die Erzeuger geschaffen werden. Die steuerlichen Vergünstigungen sollten sich entsprechend der Entwicklung den Rohstoffpreisen anpassen. [3]

Im Aktionsplan für Biomasse KOM (2005) 628 wurde festgestellt, dass der Anteil von 2 % Biokraftstoff am Gesamtkraftstoffverbrauch im Jahr 2005 nicht erreicht wurde. Aufgrund der Zielsetzungen der Mitgliedstaaten konnte der Biokraftstoffanteil im günstigsten Fall lediglich 1,4 % betragen. Darauf aufbauend fasste die EU-Strategie für Biokraftstoffe KOM (2006) 34 die Biokraftstoffziele konkreter. Biokraftstoffe sollten in der EU und in Entwicklungsländern stärker gefördert werden. Weiterhin soll sich die Wettbewerbsfähigkeit durch optimierten Rohstoffanbau, durch Forschung zu Biokraftstoffen der „2. Generation“, mit

Hilfe der Förderung von Demonstrationsprojekten sowie durch die Beseitigung von nicht-technischen Hindernissen erhöhen [4]. Hervorgehoben wurde auch die Sicherstellung einer nachhaltigen Erzeugung von Biokraftstoffen. [5]

Im Fahrplan für erneuerbare Energien (2007) wurde für 2020, unter der Annahme der Verfügbarkeit von nachhaltig erzeugten Rohstoffen, das Ziel festgelegt, 10 % des Gesamtverbrauchs von Benzin und Diesel im Verkehrssektor mit Biokraftstoffen zu ersetzen. [6]

Die derzeit gültige Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen 2009/28/EG (Erneuerbare-Energien-Richtlinie) ersetzte am 23.04.2009 die Biokraftstoffrichtlinie 2003/30/EG und schreibt das Ziel der EU von 10 % Erneuerbarer Energien (hier auch Strom aus regenerativen Quellen inbegriffen) im Verkehrssektor im Jahr 2020 verbindlich fest. Biokraftstoffe müssen, um auf die zu erreichende Biokraftstoffquote anrechenbar zu sein, verschiedene Kriterien der Nachhaltigkeit erfüllen. Das THG-Minderungspotenzial von Biokraftstoffen soll mindestens 35 % gegenüber fossilen Kraftstoffen aufweisen und erhöht sich ab 2017 auf 50 % bzw. für Neuanlagen ab 2018 auf 60 %. Zur Erstellung einer THG-Bilanz sind Standardwerte definiert. [7]

Die Richtlinie zur Kraftstoffqualität 2009/30/EG ändert die Richtlinie 98/70/EG und regelt u. a. Spezifikationen für Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoffe. Weiterhin sollen die Lebenszyklustreibhausgase von Kraftstoffen kontrolliert und verringert werden. Zu diesem Zweck wurde ein System eingeführt, das die Kraftstoffanbieter dazu verpflichtet, die THG-Emissionen für die von ihnen gelieferten Kraftstoffe mitzuteilen und diese Emissionen ab 2011 zu senken. Biokraftstoffe, die zur Verringerung der THG-Emissionen verwendet werden, müssen festgeschriebene Nachhaltigkeitskriterien erfüllen. [8]

Abb. 2 gibt einen Überblick zur Entwicklung des europäischen Biokraftstoffsektors für Biodiesel und Bioethanol in Verbindung mit der Formulierung politischer Ziele sowie der Definition gesetzlicher Rahmenbedingungen auf EU-Ebene.

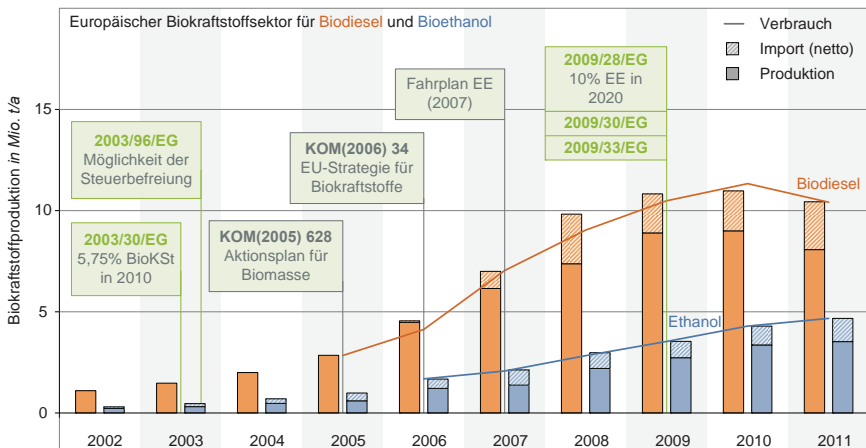


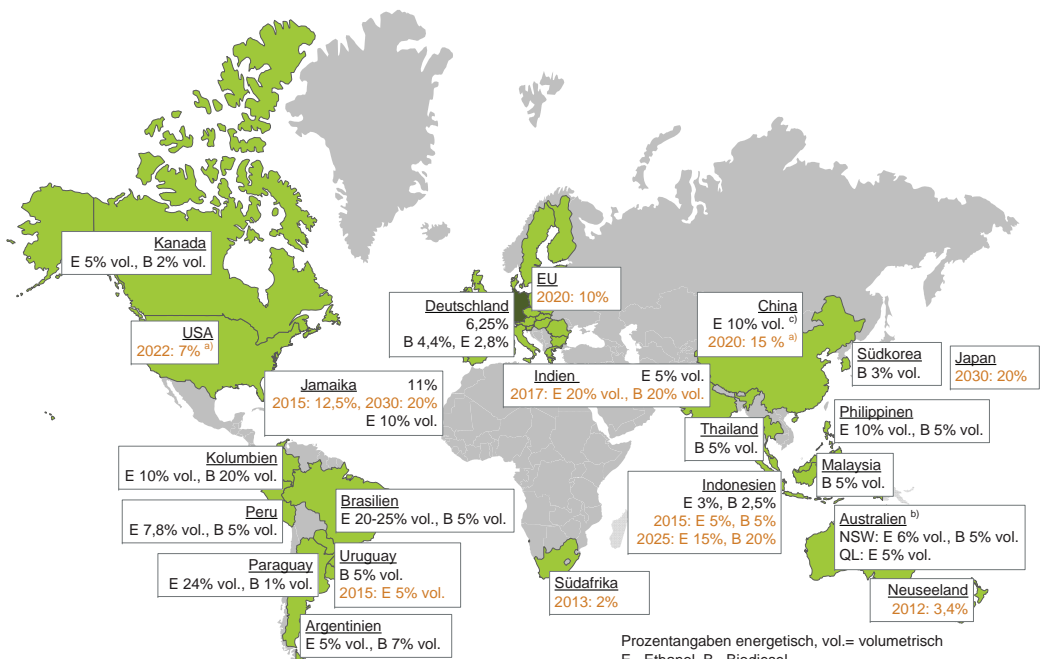
Abbildung 2: Europäischer Biokraftstoffsektor für Biodiesel und Bioethanol

Biokraftstoffsektor weltweit

Biokraftstoffquoten/ -anteile weltweit

Die globale Energienachfrage des Transportsektors und damit insbesondere die Nachfrage nach Kraftstoffen haben in den letzten Jahrzehnten deutlich zugenommen und werden auch zukünftig weiter stark ansteigen. Wenn auch aus teils unterschiedlicher Motivation (u. a. Versorgungssicherheit, Stützung der heimischen Landwirtschaft, Klimaschutz und Reduzierung anthropogener Treibhausgase) haben viele Nationen obligatorische Ziele zur Erhöhung des Biokraftstoffanteils im Transportsektor festgelegt. Damit kann zumindest ein Teil des in den kommenden Jahren zu erwartenden Mehrenergieverbrauchs gedeckt werden.

In Abb. 3 sind die Biokraftstoffziele ausgewählter Länder aus dem Jahr 2011 dargestellt. Viele dieser Länder, wie z. B. Brasilien und die USA, verfügen bereits über eine signifikante Biokraftstoffproduktion.



Prozentangaben energetisch, vol.= volumetrisch
E= Ethanol, B= Biodiesel

a) Prognose auf Basis des IEA Endenergieverbrauchs

b) nur in New South Wales (NSW) und Queensland (QL)

c) in 9 Provinzen

Abbildung 3: Ausgewählte Biokraftstoffquoten/ -anteile weltweit 2011, (DBFZ auf Basis von u. a. [9])

Die globale Biokraftstoffproduktion wuchs von 16 Mrd. Litern im Jahr 2000 auf über 100 Mrd. Liter im Jahr 2010. Damit werden etwa 3 % des globalen Energiebedarfs im Straßenverkehr abgedeckt. Bereits 2008 erreichte Brasilien beispielsweise einen Anteil von ca. 21 %, die USA ca. 4 % und die EU ca. 3 % an Biokraftstoffen im Straßenverkehr. [9] Bei Fortsetzung der derzeitigen Politik ist mit einer gleich bleibenden Steigerung des Energiebedarfs im Verkehrssektor zu rechnen. Dieser würde sich von 1990 bis 2030 verdoppeln und ein Niveau von 133 EJ mit einem Biokraftstoffanteil von 4,5 % (energetisch) erreichen. In Abhängigkeit von veränderten politischen Rahmenbedingungen kann diese Steigerung auch weniger steil verlaufen. [10]

Produktion, Rohstoffbasis und Handel von Biokraftstoffen weltweit

Größter Produzent von Biodiesel im Jahr 2011 ist Deutschland, dicht gefolgt von den wachsenden Produktionskapazitäten in Brasilien und Argentinien. Auch Frankreich und die USA haben eine vergleichsweise hohe Biodieselproduktion. Der Schwerpunkt der Biodieselproduktion liegt in Europa. Hier wurden 2011 etwa 9 von 18 Mio. t/a, d. h. 50 % der globalen Produktion realisiert (Abb. 4).

Die weltweit überwiegende Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen entfiel auf Bioethanol mit etwa 70 Mio. t im Jahr 2011. Hauptproduzenten sind die USA mit den in den letzten Jahren größten Zuwächsen sowie Brasilien. Brasilien begann bereits in den 1930-er Jahren damit die Bioethanolproduktion explizit zu fördern, um dadurch einen wesentlichen Anteil des Kraftstoffbedarfs zu decken, seine Energieversorgung zu sichern und die Unabhängigkeit von Rohölexporten zu vergrößern. Allgemein steigt die Bioethanolproduktion vor allem in der EU und in den asiatischen Ländern (z. B. China), in anderen Staaten dagegen vergleichsweise gering.

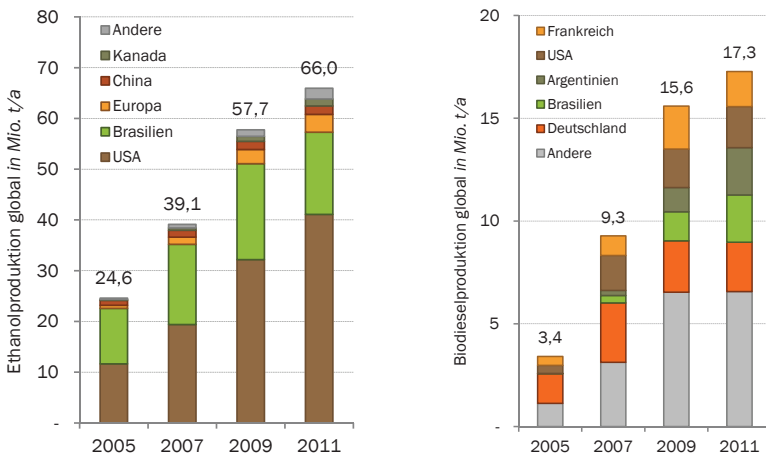


Abbildung 4: Weltweite Produktion von Biodiesel und Bioethanol (DBFZ auf Basis von [11])

Die Rohstoffbasis für Biodiesel ist vorwiegend Raps-, Soja- und Palmöl. Biodiesel auf Rapsölbasis wird vor allem in Europa hergestellt, Sojaöl kommt hauptsächlich in Süd- und Nordamerika zum Einsatz. Für Südamerika können außerdem künftig steigende Anteile von Palmöl erwartet werden, da in einigen Ländern zurzeit große Ölpalmenplantagen angelegt werden. Der Schwerpunkt der Biodieselproduktion auf Palmölbasis liegt in Südostasien, vor allem in Indonesien und Malaysia.

Bioethanol wird in Brasilien hauptsächlich aus Zuckerrohr und in den USA zum gegenwärtigen Zeitpunkt vor allem aus Maisstärke hergestellt. Entsprechend ihrer politischen Ziele möchten die USA künftige Produktionssteigerungen über Bioethanol aus Lignocellulose (v. a. Stroh) realisieren [12].

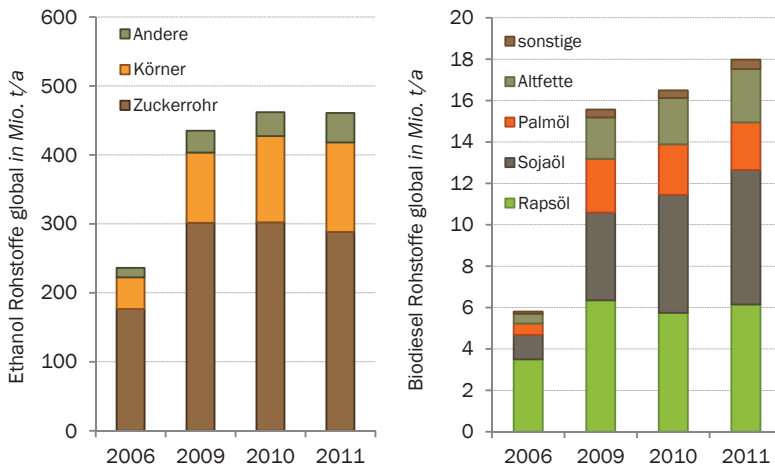


Abbildung 5: Weltweite Rohstoffbasis für Biodiesel und Bioethanol 2006 bis 2011, (DBFZ auf Basis von [11])

Maßgeblich gesteuert durch neue politische Rahmenbedingungen vollziehen sich auch in den weltweiten Handelströmen von Biokraftstoffen Veränderungen. Der Biokraftstoffhandel ist im Biodieselsbereich seit 2008 tendenziell rückläufig. Wurden 2008 noch ca. 2,5 Mio. t Biodiesel gehandelt, waren es 2010 nur noch ca. 2,0 Mio. t. Diese Entwicklung resultiert aus dem Rückgang subventionsbedingter Exporte aus den USA. Im Jahr 2008 bezog Europa noch 90 % seiner Biodieselimporte aus Nordamerika, inzwischen spielen diese aufgrund von Antidumpingzöllen der EU [13] nur noch eine untergeordnete Rolle. Stark zugenommen haben zeitgleich die Biodieselimporte aus Argentinien und Indonesien. Ein gegenläufiger Trend ist beim Bioethanolhandel zu beobachten, hier steigen die EU-Importe aus den USA während die aus Argentinien abnehmen. Brasilien als einer der größten Biokraftstoffproduzenten handelt mit vergleichsweise geringen Mengen, da die Kapazitäten vor allem zur Deckung der Binnennachfrage genutzt werden.

Biokraftstoffsektor Deutschland

Im Jahr 2011 wurden in Deutschland ca. 1 Mio m³ Ethanol netto importiert, von denen etwa zwei Drittel als Kraftstoff genutzt wurden. Die Biodieselim- und -exporte Deutschlands sind nahezu ausgeglichen und lagen 2011 bei jeweils etwa 1,3 Mio. t. [11]

Die EU-Richtlinien spielen für die Gestaltung der nationalen Biokraftstoffpolitik eine entscheidende Rolle. Zur Umsetzung der Richtlinien 2003/30/EG (Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen) und 2003/96/EG (Besteuerung von Energieerzeugnissen) wurde 2006 auf nationaler Ebene das Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG, 2006) erlassen. Dadurch wurden steigende Mindestanteile von Biokraftstoffen in Benzin und Diesel vorgeschrieben. Zusätzlich zu den Mindestquoten für Substitute von fossilem Diesel- und Ottokraftstoff wurde eine Gesamtquote für Biokraftstoffe festgelegt, die bis 2015 auf 8 % steigen sollte [15]. Die Änderung von § 50 Energiesteuergesetz regelt die Steuerentlastung für Biokraftstoffe neu. Für Biodiesel und reines Pflanzenöl wurde eine bis 2012 jährlich sinkende Steuerentlastungen festgelegt [16]. Das BioKraftQuG trat zum 01.01.2007 in Kraft. Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Diskussion um Flächenkonkurrenz und Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen wurde diese Quote durch das Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen (2009) verringert. Für das Jahr 2009 war eine Gesamtquote von 5,25 % statt 6,25 % zu erfüllen. Von 2010 bis 2014 wurde die Biokraftstoffquote auf 6,25 % festgelegt. Die Mindestquote für den Anteil Biokraftstoffe an Ottokraftstoffen liegt statt wie bisher bei 3,6 % nun bei 2,8 %. Die Mindestquote für Biodiesel blieb konstant bei 4,4 %.

Zudem ist mit dieser Anpassung möglich, die Quote auch für als Kraftstoff genutztes Erdgas mit Biomethan zu erfüllen. Diese energetische Quote wird ab 2015 durch eine THG-Minderungsquote ersetzt. Durch die Beimischung von Biokraftstoffen zu Otto- und Dieselmotorkraftstoff muss dann eine THG-Minderung für den Kraftstoffsektor um 3 % erreicht werden. Diese THG-Minderung soll ab 2017 4,5 % und ab 2020 7 % betragen [17].

Um die Vorgaben der EU-Richtlinien 2009/30/EG und 2009/28/EG zu erfüllen, wurde auf nationaler Ebene die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV, 2009) erlassen. Demnach müssen ab dem Jahr 2011 alle in Deutschland auf die Quote angerechneten Biokraftstoffe bestimmte Nachhaltigkeitskriterien erfüllen und entsprechend zertifiziert sein. Die Berechnung der THG-Emissionen erfolgt nach einer festgelegten Methodik und wird über dafür installierte Zertifizierungssysteme nachgewiesen. Die Zertifizierungssysteme werden auf nationaler Ebene durch die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) bzw. auf europäischer Ebene durch die Europäische Kommission zugelassen. [18]



Biokraftstoffproduktion Deutschland

Die Produktionskapazitäten für Biodiesel wurden in Deutschland beständig ausgebaut. Sie beliefen sich im Jahr 2000 noch auf ca. 0,35 Mio. t/a. Nach einer mäßigen Wachstumsphase erfolgte durch die Festlegung der Biokraftstoffquote besonders im Jahr 2006 ein starker Zubau, so dass 2007 eine Produktionskapazität von über 5 Mio. t/a erreicht wurde. Von den über 50 Biodieselanlagen in Deutschland sind derzeit weniger als zwei Drittel in Betrieb. Ihre Produktionskapazitäten reichen von 2.000 t/a bis 580.000 t/a Biodiesel und die Auslastung der installierten Kapazitäten liegt gegenwärtig bei durchschnittlich 50 %, was verschiedene Ursachen hat. Zum einen gab es für Kraftstoffhändler in der Vergangenheit die Möglichkeit vergleichsweise billiger Importe. Zu erwähnen ist hier vor allem Biodiesel B99 aus den USA, der mithilfe von Subventionen zu einem niedrigen Preis auf den europäischen Markt kam. Zudem sind die deutschen Produktionskapazitäten für Biodiesel höher als die Nachfrage auf dem deutschen Markt. Derzeit sind Produktions- und Verbrauchsmengen von Biodiesel in Deutschland etwa ausgeglichen (Abb. 6).

Die wesentlichen Produzenten für Rapsöl als Reinkraftstoff sind dezentrale Ölmühlen. Ein großer Teil dieser Ölmühlen hat dauerhaft oder teilweise den Betrieb eingestellt oder ist zunehmend weniger ausgelastet. Im Jahr 2011 waren noch 274 von ursprünglich 585 (2007) dezentralen Ölmühlen in Betrieb. [19]

Für Bioethanol existieren in Deutschland seit 2005 Produktionskapazitäten im industriellen Maßstab. Diese wurden von 0,5 Mio. t/a im Jahr 2005 auf etwa 1 Mio. t/a im Jahr 2011 ausgebaut. Die Auslastung der deutschen Bioethanolanlagen hat 2010 im Vergleich zum Vorjahr aufgrund der geringen Nachfrage wieder abgenommen und liegt durchschnittlich bei etwa 60 %.

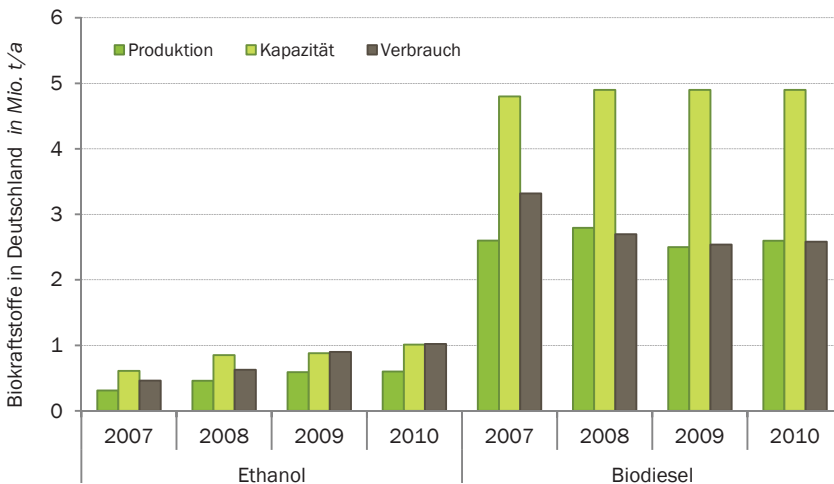


Abbildung 6: Produktion, Produktionskapazität und Verbrauch von Biodiesel und Bioethanol in Deutschland (DBFZ, u. a. auf Basis von [20], [21], [11])

Bioethanol zur Kraftstoffnutzung wird in Deutschland derzeit in acht Anlagen erzeugt, die zwischen 5.000 t/a und 285.000 t/a produzieren können. Die größeren Anlagen verfügen über einen Gleis- oder Hafenananschluss. Damit können die von den Mineralölraffinerien geforderten Mindestliefermengen für die Biokraftstoffbeimischung realisiert und zeitgleich die logistischen Voraussetzungen für die benötigten Rohstoffmengen geschaffen werden.

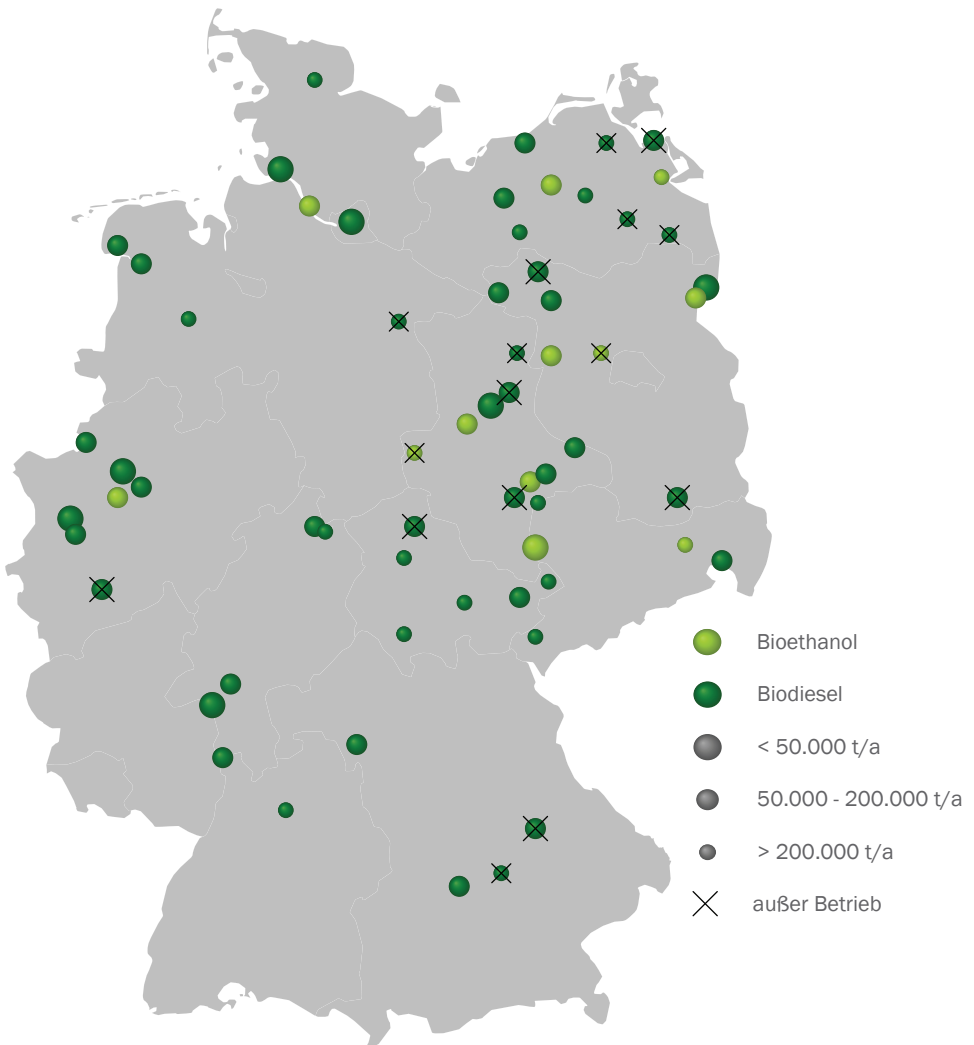


Abbildung 7: Kommerzielle Produktionsanlagen für Biokraftstoffe in Deutschland 2011

Biodiesel wird in Deutschland überwiegend aus Rapsöl und zu einem geringen Teil aus Soja- oder Palmöl sowie tierischen Fetten und Altspeiseölen/-fetten hergestellt.

Die Produktion von Bioethanol erfolgt zum größten Teil auf Getreidebasis, wie Weizen, Roggen, Gerste und Triticale. 2009 wurden etwa 64 % des Bioethanols aus Getreide und 33 % aus Zuckerrüben erzeugt. [22]

Einen Einblick in die Rohstoffbasis der in Deutschland genutzten Biokraftstoffe geben verschiedene Untersuchungen und Veröffentlichungen deren Ergebnisse in Abb. 8 zusammenfassend dargestellt sind.

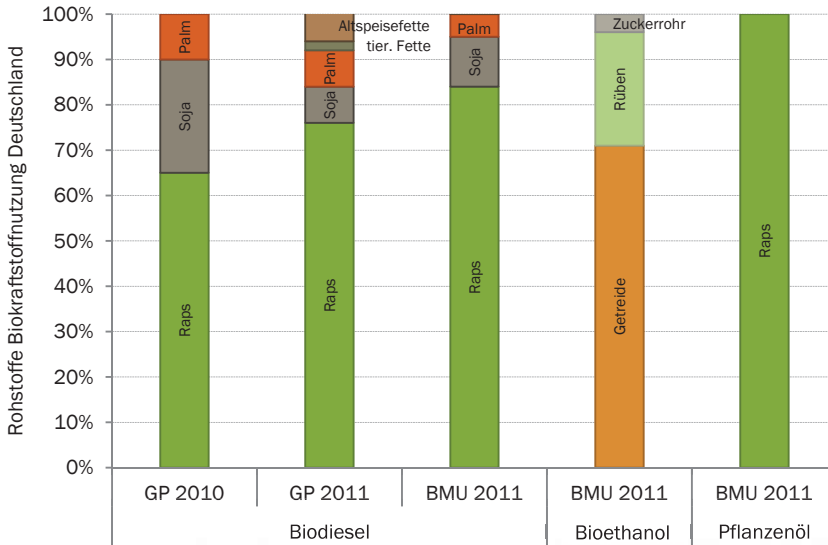


Abbildung 8: Rohstoffbasis für in Deutschland verbrauchte Biokraftstoffe [23-25]



Kosten für Biokraftstoffe in Deutschland

Die Gestehungskosten von Biokraftstoffen können nur ein Indikator für die Wirtschaftlichkeit der Produktion sein. Hinzu kommen gesetzliche Regelungen, die die ökonomischen Nachteile der Biokraftstoffe ausgleichen und die Wettbewerbsfähigkeit gewährleisten sollen. Zum einen regelt das Energiesteuergesetz die steuerliche Entlastung biogener Reinkraftstoffe gegenüber fossilen, diese ist allerdings inzwischen nicht mehr signifikant. Zum anderen legt das Biokraftstoffquotengesetz die verbindlichen Beimischungsquoten (§ 37a BImSchG) sowie die Höhe der Strafzahlungen („Pönale“, § 37c BImSchG), die bei Nichterfüllung drohen, fest. Die Strafabgaben betragen 19 €/GJ (0,60 €/l Biodiesel-Fehlmenge) für entsprechende Fehlmengen zur Quotenerfüllung beim Dieselmotorkraftstoff und 43 €/GJ (0,90 €/l Bioethanol-Fehlmenge) beim Ottomotorkraftstoff. [26]

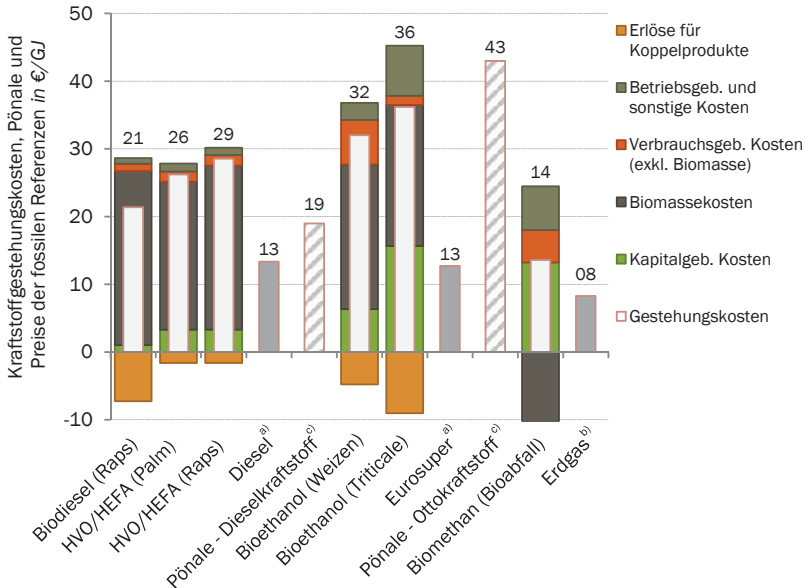
Kostenvergleich von Biokraftstoffen

Um die wirtschaftlichen Folgen einer Investition beurteilen zu können, werden basierend auf gleichen Systemgrenzen verschiedene modellhafte Anlagenkonzepte einzeln geprüft und anschließend gegenübergestellt. Als Systemgrenze der Berechnungen ist jeweils die Konversionsanlage inklusive der Rohstoffkonditionierung zu betrachten. Die Kosten der Vorkette (Rohstoffbereitstellung) finden über die Rohstoffpreise Eingang.

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit einer geplanten Anlage werden die Kraftstoffgestehungskosten basierend auf der VDI 6025 ermittelt und anschließend mit möglichen Opportunitätskosten verglichen. Dazu werden auf Basis der Kosten (Produktionskosten) und abzüglich der Erlöse für Koppelprodukte die jährlichen Gestehungskosten des Hauptprodukts (Kraftstoff) ermittelt. Die Berechnungen der Gestehungskosten erfolgen auf Grundlage des unteren Heizwerts (H_i) und des Basisjahres 2010. Für die Rohstoffpreise wurden Jahresmittelwerte angenommen.



In Abb. 9 sind die Kraftstoffgestehungskosten der verschiedenen Konzepte im Vergleich zu ihrer jeweiligen fossilen Referenzen dargestellt. Während die biogenen Kraftstoffe Produktionskosten zwischen 14 und 36 €/GJ aufweisen, liegen die Kosten der fossilen Referenz zwischen 9 und 17 €/GJ.



a) MWV. Notierung Rotterdam (Jahresmittel 2010)

b) BAFA. Grenzübergangspreis (H) (Jahresmittel 2010), zzgl. vermiedener Netznutzungsentgelte (1,9 €/GJ)

c) Bundes-Immissionsschutzgesetz (Strafabgaben für entsprechende Fehlmengen zur Quotenerfüllung)

Abbildung 9: Biokraftstoffgestehungskosten der Modellanlagen im Vergleich zu den fossilen Referenzen

Das günstigste aller betrachteten Biokraftstoffkonzepte stellt das Modell Biomethan (Bioabfall) mit einer Biomethanbereitstellung auf der Grundlage einer Abfallvergärung mit anschließender Biogasaufbereitung dar. Trotz der hohen spezifischen Investitionssumme, die 54 % der Produktionskosten verursacht und des hohen Strombedarfs (verbrauchsgebundene Kosten), der sich aus der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ergibt, betragen die Gestehungskosten nur 14 €/GJ (4,9 €/kWh). Grund dafür ist, dass anstelle von Substratkosten durch die Verwertung von Bioabfällen ein zusätzlicher Erlös (35 €/t_{FM}) realisiert wird. Für die Verwertung der nachkompostierten Gärreste aus Bioabfällen wurde eine kostenneutrale Entsorgung angesetzt. Aufgrund der hohen kapitalgebundenen Kosten sind zum einen die Auslastung und zum anderen die Erlöse für die eingesetzte Biomasse die sensibelsten Faktoren dieses Konzepts. Würde sich die Auslastung um 50 % reduzieren, stiegen die Gestehungskosten um 140 %, da die Erlöse aus der Bioabfallentsorgung fehlen. Im Vergleich zum fossilen Erdgas ist auch Biomethan aus Bioabfällen bei einer reinen Betrachtung der Produktionskosten nicht konkurrenzfähig sondern 70 % teuer als Erdgas.

Das kostengünstigste Konzept für flüssige Kraftstoffe ist die großtechnische Biodieselproduktion (Raps) mit Gestehungskosten von 21 €/GJ (bzw. 0,70 €/l), wobei die HVO-Konzepte (Raps bzw. Palm) mit 26 (0,78) bzw. 29 €/GJ (resp. 0,85 €/l) nur unwesentlich schlechter abschneiden. Die Unterschiede zwischen den beiden HVO/HEFA-Konzepten ergeben sich hauptsächlich aus der Preisdifferenz der Ausgangsrohstoffe. Alle drei Konzepte profitieren von einer etablierten und kostengünstigen Anlagentechnik, die ihren Ursprung in der chemischen Industrie hat. Gerade bei großtechnischen Anlagen spielen die kapitalgebundenen Kosten bezogen auf die Produktionskosten nur eine untergeordnete Rolle, weshalb eine Reduktion der Jahresvolllaststunden um 50 % beim Biodiesel (Raps)-Konzept nur eine Teuerung von 8 % nach sich ziehen würde. Demzufolge hat die Auslastung nur einen geringen Einfluss auf die Kraftstoffgestehungskosten. Die dominanten Kostentreiber sind die hohen Biomassekosten, die 80 bis 90 % der Gesamtkosten verursachen und somit den sensibelsten Faktor dieser Kraftstoffkonzepte darstellen. Die Anlagenkonzepte Biodiesel (Raps), HVO/HEFA (Palm) und HVO/HEFA (Raps) sind gegenüber der fossilen Referenz-Diesel um 60 bis 110 % teurer und daher aus ökonomischer Sicht nicht vorteilhaft.

Die Gestehungskosten der Bioethanol-Kraftstoffkonzepte liegen in einem engen Bereich zwischen 32 €/GJ (bzw. 0,68 €/l) und 36 €/GJ (bzw. 0,76 €/l). Das großtechnische Bioethanol (Weizen)-Konzept weist im Vergleich zum Bioethanol (Triticale)-Konzept eine deutlich geringere spezifische Investitionssumme (kapitalgebundene Kosten) auf. Dagegen sind die Kosten für die Energieversorgung (verbrauchsgebundene Kosten exkl. Biomasse) beim integrierten Bioethanol (Triticale)-Konzept deutlich geringer. Hier erfolgt eine nahezu ganzjährige Wärmeversorgung über die Abwärme eines Blockheizkraftwerkes (BHKW). Dabei wird Biomethan aus der Schlempevergärung verstromt und überschüssiger Strom ins Netz eingespeist und gemäß EEG vergütet. Die Energieversorgung beim Bioethanol (Weizen)-Konzept erfolgt über Erdgas, was vergleichsweise hohe Kosten verursacht. Zudem sind die spezifischen Erlöse des Koppelproduktes DDGS (Distillers' Dried Grains with Solubles, Futtermittel) beim Bioethanol (Triticale)-Konzept höher als beim Bioethanol (Weizen)-Konzept. Dies führt dazu, dass beide Bioethanolkonzepte ähnliche Gestehungskosten aufweisen, die mit derzeitigen Bioethanolpreisen in Höhe von 30 €/GJ (bzw. 0,64 €/l) durchaus konkurrieren können. [27]

Eine Verringerung der Auslastung der Bioethanolanlagen würde die Gestehungskosten stärker erhöhen, als bei der Biodieselproduktion, da die kapitalgebundenen Kosten einen deutlich höheren Anteil an den Produktionskosten aufweisen. Diese Kosten sind fixe Kosten, d. h. produktionsunabhängig und verteilen sich bei eingeschränkter Auslastung auf eine geringere Produktionsmenge. Bei einer Verringerung der Jahresvolllaststunden um 60 % steigen die Gestehungskosten um 35 %. Eine ähnliche Teuerung ergibt sich, wenn der Weizenpreis um 60 % steigt.

Im Vergleich zum fossilen Substitut Eurosuper bestehen deutliche Mehrkosten, die bei 150 % für Bioethanol (Weizen) und 180 % für Bioethanol (Triticale) liegen. Innerhalb des großtechnischen Bioethanol (Triticale)-Konzeptes kann durch eine optimierte Prozessenergiebereitstellung noch ein Kostensenkungspotenzial von 15 bis 20 % realisiert werden. Trotzdem müssten die fossilen Kraftstoffpreise um ca. 90 % steigen, um europäisches Bioethanol vollständig konkurrenzfähig zu machen.

Die ökonomische Analyse der ausgewählten Kraftstoffkonzepte zeigt, dass im Allgemeinen großtechnische Konversionsanlagen aufgrund der Skaleneffekte zu einem geringeren spezifischen Kapitalbedarf und somit zu niedrigeren Produktionskosten neigen als dezentrale Anlagen. Allerdings können dezentrale Anlagen mit einer innovativen Prozessführung, wie das Beispiel der Bioethanol (Triticale)-Anlage mit nachgeschalteter Schlempevergärung zeigt, zu ähnlichen Gestehungskosten produzieren. Die Kosten für die eingesetzten Substrate bestimmt die Wirtschaftlichkeit in einem hohen Maße. Der Einsatz günstiger Rohstofffraktionen kann, wie im Fall Biomethan aus Bioabfällen, zu niedrigeren Gestehungskosten führen, ist jedoch auf ein geringes Potenzial begrenzt. Zudem wird aber ersichtlich, dass Biokraftstoffe bei den bestehenden Rohstoffpreisen nicht mit fossilen Kraftstoffen konkurrieren können und auch mittelfristig unter einer betriebswirtschaftlichen Sichtweise und ohne Förderung nicht wettbewerbsfähig sein werden. Die vom Gesetzgeber eingeführte Biokraftstoffquote und die festgesetzten Strafzahlungen bei Nicht-Erfüllung, bieten Biokraftstoffen im Rahmen der abgesetzten Mengen einen klaren Wettbewerbsvorteil gegenüber fossilen Kraftstoffen.

Treibhausgasbilanzierung von Biokraftstoffen

Mit der Verabschiedung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG [7] (RED) und deren nationaler Umsetzung in Form der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung [18] wurden verschiedene Nachhaltigkeitskriterien und Vorgaben bezüglich der THG-Minderung für Biokraftstoffe gegenüber dem fossilen Referenzkraftstoff festgeschrieben. Demnach können Biokraftstoffanteile innerhalb der Quote nur dann angerechnet werden, wenn sie diese Vorgaben einhalten.

Zur Ermittlung des THG-Minderungspotenzials von Biokraftstoffen müssen alle klimarelevanten Emissionen von ihrer Bereitstellung (Biomasseanbau, -transport, Verarbeitung zum Biokraftstoff) bis zur Distribution erfasst werden.

Zur Berechnung des THG-Minderungspotenzials werden in der EU-Richtlinie 2009/28/EG verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt:

1. Verwendung von Standardwerten für die Bereitstellung der einzelnen Biokraftstoffe, wenn keine tatsächlichen Werte des Kraftstoffpfades vorliegen,
2. Verwendung von Teilstandardwerten, wenn nur für einen Teil der Bereitstellungskette tatsächliche Werte vorliegen,
3. Verwendung der festgelegten Methodik nach 2009/28/EG, Anhang V, Teil C, wenn tatsächliche Werte des Kraftstoffpfades vorliegen.

Vergleich der THG-Emissionen von Modellanlagen zur Biokraftstoffproduktion

Entlang der Produktionsketten führen vor allem der Anbau der Biomasse und deren Verarbeitung zu Biokraftstoffen zu wesentlichen THG-Emissionen. Einen Überblick über die THG-Emissionen der betrachteten Biokraftstoffanlagenkonzepte gibt Abb. 10.

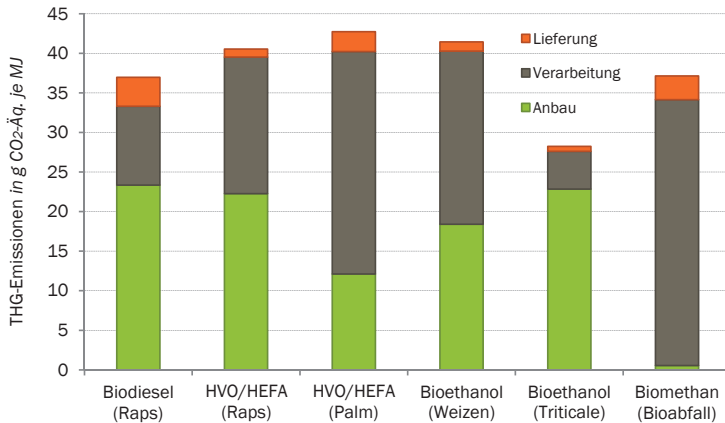


Abbildung 10: THG-Emissionen in g CO₂-Äquivalent je MJ Kraftstoff der Anlagenkonzepte

Die THG-Emissionen aus dem landwirtschaftlichen Anbau werden im Wesentlichen von den Flächenerträgen, dem Dieselverbrauch in landwirtschaftlichen Maschinen und dem Einsatz von Pflanzenschutz- und Düngemitteln beeinflusst. Ein großer Anteil der THG-Emissionen stammt hierbei aus der Stickstoffdüngung aufgrund der energieintensiven Düngemittelproduktion und direkter klimarelevanter Feldemissionen. Im Gegensatz zu den landwirtschaftlich erzeugten Rohstoffen sind mit der Bereitstellung von Rest- und Abfallstoffen kaum THG-Emissionen verbunden. Dementsprechend weist innerhalb der betrachteten Biokraftstoffoptionen Biomethan auf der Basis von Abfallstoffen die geringsten mit der Rohstoffbereitstellung verbunden Emissionen auf.

Die THG-Emissionen, welche durch die Verarbeitung verursacht werden, liegen bei den rapsölbasierten Konzepten (Biodiesel (Raps), HVO/HEFA (Raps)) deutlich unter denen des Anbaus der Biomasse. Dagegen machen sie bei der Produktionskette für HVO/HEFA (Palm) den Hauptanteil aus. Dies ist hauptsächlich auf die emissionsintensive Behandlung der Reststoffe aus der Palmölmühle zurückzuführen. Bei der Verarbeitung der Biomasse zu Bioethanol sind die THG-Emissionen aufgrund der unterschiedlichen Prozessenergiebereitstellung sehr variabel. Während beim Konzept Bioethanol (Weizen) fossile Energieträger zum Einsatz kommen, wird für die Bioethanol (Triticale)-Herstellung das durch Schlempevergärung erzeugte Biogas zur Bereitstellung der Prozessenergie verwendet. Die höchsten THG-Emissionen aus dem Verarbeitungsprozess werden bei der Produktion von Biomethan frei. Ursächlich dafür sind Methanemissionen aus dem Fermenterbetrieb und der Biogasaufbereitung, aber auch der Einsatz von Netzstrom für den Betrieb des Fermenters und der Biogasaufbereitungsanlage.

Die THG-Emissionen für die Lieferung der Biokraftstoffe sind verhältnismäßig niedrig und unterscheiden sich nur geringfügig.

Einordnung der THG-Bilanzen

Für die verschiedenen Modellanlagen wurden die THG-Emissionen (d. h. CO_2 -Äquivalente) nach der EU-Richtlinie 2009/28/EG enthaltenen Methode bilanziert und die Ergebnisse den entsprechenden Standardwerten der RED gegenübergestellt.

Bei der Bilanzierung der hier betrachteten Modellanlagen werden für alle zu bewertenden Prozessschritte die Treibhausgase Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Lachgas (N_2O) erfasst und mittels des IPCC [28] in CO_2 -Äquivalente je funktionelle Einheit (1 MJ Kraftstoff) umgerechnet. Nachfolgend werden die berechneten THG-Emissionen der untersuchten Produktionsketten dargestellt:

Neben dem Vergleich der THG-Bilanzen der betrachteten Produktionsketten für Biokraftstoffe und den entsprechenden Standardwerten der RED enthält Abb 11 die jeweiligen THG-Minderungspotenziale gegenüber der fossilen Referenz. Die Einordnung der Berechnungsergebnisse gegenüber der Zielvorgabe 2017 aus der BiokraftNachV (dargestellt als rote Linie) zeigt, dass die bilanzierten Kraftstoffoptionen überwiegend bereits das für 2017 vorgegebene Einsparziel von 50 % gegenüber dem Referenzwert erreicht haben.

Abbildung 11 stellt die THG-Bilanzen der betrachteten Konzepte für Biokraftstoffe den entsprechenden Standardwerten der BiokraftNachV Richtlinie 2009/28/EG (RED) sowie dem jeweiligen THG-Minderungspotenzial in % zur fossilen Referenz ($83,8 \text{ gCO}_2\text{-Äq./MJ}$) gegenüber.



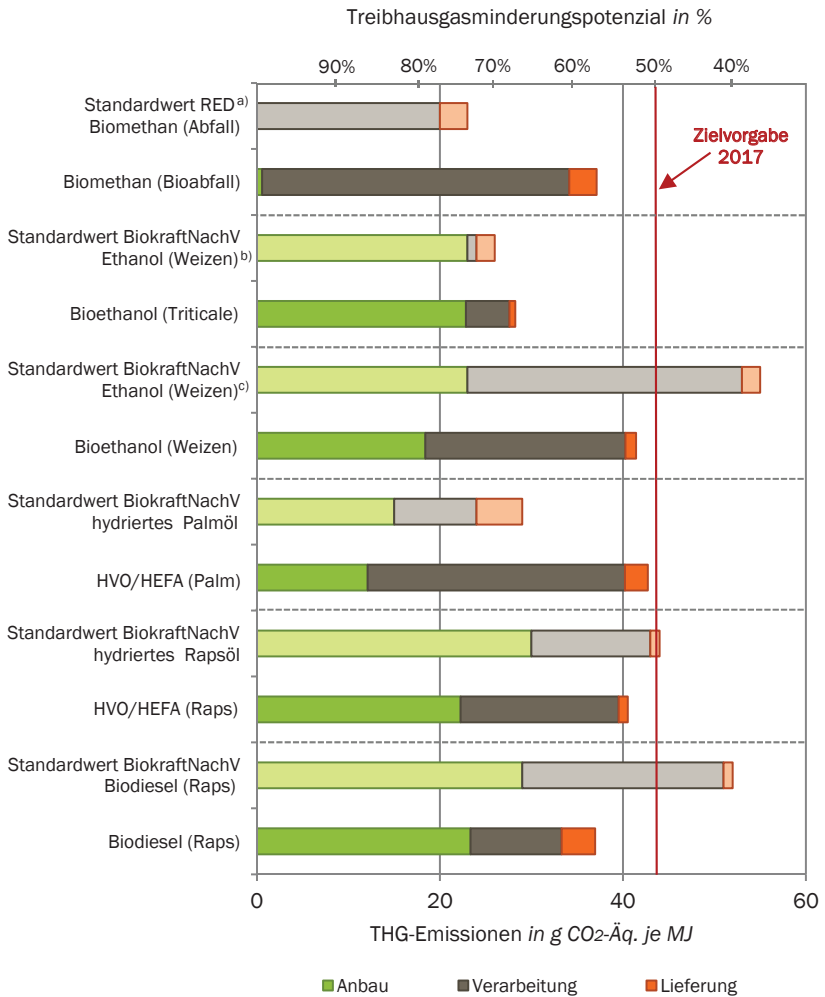


Abbildung 11 THG-Emissionen der betrachteten Konzepte im Vergleich zu den Standardwerten der EU-Richtlinie 2009/28/EG / BiokraftNachV in g CO₂-Äq. je MJ Kraftstoff und ihre THG-Minderungspotenziale in % (DBFZ, Standardwerte auf Basis [7])

Bei den rapsbasierten Konzepten Biodiesel (Raps) und HVO/HEFA (Raps) sind die geringeren THG-Emissionen gegenüber den Standardwerten auf eine Ertragssteigerung und stickstoffeffizientere Rapsproduktion zurückzuführen.

Die höheren Verarbeitungsemissionen der Modellanlage für HVO/HEFA (Raps) gegenüber dem Standardwert ergeben sich aus den unterschiedlichen Ansätzen zur Prozessenergie-

bereitstellung. Der Standardwert unterstellt die Einbettung der HVO-Produktion in eine Raffinerie und somit die Nutzung verschiedener Raffineriezwischen- und -nebenprodukte zur Energiebereitstellung. Aufgrund der unsicheren und intransparenten Datenlage (insbesondere der Emissionszuweisung der Energieträger), wurde für die Modellanlage eine externe Energiebereitstellung angenommen. Die Abweichung in der Treibhausgasbilanz ergibt sich somit aus dem Einsatz unterschiedlicher Energieträger.

Im Gegensatz zu den Konzepten Biodiesel (Raps) und HVO/HEFA (Raps) sind die berechneten THG-Emissionen der Modellanlage für HVO/HEFA (Palm) deutlich höher als die des Standardwertes. Dies liegt in erster Linie an der unterschiedlichen Berücksichtigung der abfall- und abwasserbedingten Emissionen des Palmölmühlbetriebes. Während beiden Ansätzen eine Methanabscheidung aus der Behandlung der Ölmühlenabwässer unterstellt wurde, gibt es Unterschiede bezüglich des Umgangs mit den leeren Fruchthüllen. Für die praxisnahe Modellanlage wurde das gängige Verfahren des Dumpings [29] angenommen, was zu deutlich höheren klimarelevanten Emissionen führt als die dem Standardwert zugrunde gelegte Annahme der Kompostierung.



Beim Anlagenkonzept Bioethanol (Weizen) sind die geringen THG-Emissionen beim Anbau der Biomasse wie bei den Rapsölbasierten Biokraftstoffen auf eine effizientere landwirtschaftliche Produktion des Rohstoffs und den Besonderheiten der Berechnung des Standardwertes auf der Stufe der Verarbeitung zurückzuführen.

Den ermittelten THG-Emissionen des Modells Bioethanol (Triticale) mit Schlempevergärung und Prozessenergiebereitstellung über ein BHKW wurde der Standardwert Bioethanol (Weizen) mit einer Energieversorgung auf der Basis der Verbrennung von Stroh in einer KWK-Anlage gegenübergestellt. Die THG-Gesamtemissionen unterscheiden sich dabei nur geringfügig. Der größte Unterschied liegt im Bereich der Verarbeitung. Die etwas höheren THG-Emissionen der praxisnahen Anlage sind auf die angenommenen diffusen Methanemissionen des Fermenterbetriebs und die im Abgasstrom des BHKWs enthaltenen Methanemissionen zurückzuführen.

Beim Konzept Biomethan (Bioabfall) liegen die Unterschiede der THG-Emissionen zum Standardwert vor allem auf der Stufe der Verarbeitung. Dies begründet sich aus verschiedenen Annahmen zur Prozessenergiebereitstellung und dem Umgang mit den Nebenprodukten. Bei den Berechnungen der THG-Emissionen des Konzeptes Biomethan (Bioabfall) erfolgt die Prozessenergieversorgung auf der Basis von Netzstrom und Wärme aus einem Biogasheizkessel. Dies erweist sich gegenüber der Berechnung des Standardwertes mit einer Prozessenergieversorgung durch die Nutzung eines Teils des erzeugten Biogas in einem BHKW als ungünstiger. Des Weiteren unterscheiden sich die Annahmen bezüglich der Berücksichtigung des Gärrestes als Nebenprodukt.

Literatur

- [1] Europäische Kommission (Hrsg.): Bericht der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat über die Fortschritte bei der Erfüllung der Kyoto-Ziele. (gemäß Artikel 5 der Entscheidung Nr. 280/2004/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System zur Überwachung der Treibhausgasemissionen in der Gemeinschaft und zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls). KOM/2011/0624. 07.10.2011.
- [2] International Energy Agency (Hrsg.): Technology Roadmap – Biofuels for Transport. Paris, 2011.
- [3] International Energy Agency (Hrsg.): World Energy Outlook 2010. Paris 2010.
- [4] Europäische Kommission (Hrsg.): Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. In: Amtsblatt der Europäischen Union L 283. 31.10.2003, S. 51-70.
- [5] Europäische Kommission (Hrsg.): Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. In: Amtsblatt der Europäischen Union L 123. 17.05.2003, S. 42-46.
- [6] Europäische Kommission (Hrsg.): Aktionsplan für Biomasse. KOM(2005) 628, 07.12.2005.
- [7] Europäische Kommission (Hrsg.): Eine EU-Strategie für Biokraftstoffe“. KOM(2006) 34, 08.02.2006.
- [8] Europäische Kommission (Hrsg.): Fahrplan für erneuerbare Energien – Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft“. KOM(2006) 848, 10.01.2007.
- [9] Gesetz zur Änderung der Förderung von Biokraftstoffen (BioKraftFÄndG). (iDF v. 15.07.2009). (BGBl. I S. 1804).

- [10] Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – Biokraft-NachV). (idF v. 30.09.2009). (BGBl. I S. 3182).
- [11] F. O. Licht's world ethanol & biofuels report. Jg. 2009-2011, Ratzeburg, London: Licht. 2009-2011 – ISSN 0940-8541.
- [12] United States Congress: Food, Conservation and Energy Act of 2008. Public Law 110–246, 2008.
- [13] Kommission der Europäischen Gemeinschaften (Hrsg.): Verordnung (EG) Nr. 193/2009 zur Einführung eines vorläufigen Antidumpingzolls auf die Einfuhren von Biodiesel mit Ursprung in den Vereinigten Staaten von Amerika. In: Amtsblatt der Europäischen Union L 67. 12.03.2009, S. 22-49.
- [14] F. O. Licht's world ethanol & biofuels report. Jg. 2008-2010, Ratzeburg, London: Licht. 2008-2010 – ISSN 0940-8541.
- [15] Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz – BioKraftQuG), 18.12.2006.
- [16] Energiesteuergesetz (EnergieStG). (idF v. 15.07.2006). (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660; 1007).
- [17] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland – Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung. Berlin, 2010.
- [18] Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen (Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung – Biokraft-NachV). (idF v. 30.09.2009). (BGBl. I S. 3182).
- [19] European Biodiesel Board, „Statistics, The EU biodiesel industry, 2010 Production Capacity“. URL: www.ebb-eu.org/stats.php. (Stand: 16.08.2011).
- [20] EBB European Biodiesel Board, „Statistics, The EU biodiesel industry, 2009 Production Capacity“. URL: www.ebb-eu.org/stats.php (Stand: 05.04.2010).
- [21] R. Haas, E. Remmele: Status quo der dezentralen Ölgewinnung – bundesweite Befragung. Straubing, 2011. (Berichte aus dem TFZ 26).
- [22] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Hrsg.): Amtliche Mineralöl-daten. URL: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/mineraloel_rohoel/amtliche_mineraloel-daten/index.html (Stand: 12.07.2012).
- [23] Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V. (Hrsg.): Informationen. Biokraftstoffe in Deutschland. URL: <http://www.biokraftstoffverband.de> (Stand: März 2011); Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V. (Hrsg.): Marktdaten. Bioethanol-Report 2010/2011. URL: <http://www.bdbe.de/branche/marktdaten/> (Stand 15.06.2011).
- [24] Greenpeace, „Untersuchung der Agrosprit-Beimischungen zum Sommerdiesel 2011“, 10/2011, URL: http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Test_Biodiesel_Sommer11.pdf (Stand 12.07.2012).
- [25] Greenpeace, „Sommerdiesel im Test“. 2010. URL: http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/waelder/FS_Sommerdiesel_2010.pdf (Stand 12.07.2012).
- [26] B. Sprenger: E85 Regional – Bioethanol aus landwirtschaftlichen Brennereien. In: Bioenergie – Chance und Herausforderung für die regionale und globale Wirtschaft. Tagungsband / 3. Rostocker Bioenergieforum, 14. und 15. Oktober 2009 an der Universität Rostock. Hrsg. v. M. Nelles. Rostock, 2009, S. 177-182.
- [27] Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundesimmissionsschutzgesetz – BImSchG). (idF v. 26.09.2002 (BGBl. I S. 3830). zuletzt geändert am 03.11.2011). 2011.
- [28] Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundesimmissionsschutzgesetz – BImSchG). (idF v. 26.09.2002 (BGBl. I S. 3830). zuletzt geändert am 03.11.2011). 2011.
- [29] Eurostat: Elektrizität – Industrieabnehmer – halbjährliche Preise – Ab 2007. nrg_pc_205. URL: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=de (Stand 12.07.2012).

Kommunikation zwischen AkteurInnen im Biokraftstoffsektor

Eine umweltspsychologische Herausforderung

Anna Katharina Schütte

Vorhaben: Sozial- und verhaltenswissenschaftliche Aspekte der Kraftstofferzeugung und -nutzung aus Biomasse – Akzeptanz von Biokraftstoffen

FKZ-Nr: 03KB019A

Laufzeit: 01.06.2009 – 31.03.2011

Zuwendungssumme: 181.207 €

Koordination:

Forschungsgruppe Umweltspsychologie
an der Universität des Saarlandes
Postfach 151150
66041 Saarbrücken
E-Mail: upsy@fg-upsy.com
Internet: www.fg-umwelt.de

Projektpartner

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Kontakt:

Anna Katharina Schütte – Projektkoordinatorin
Telefon: +49 (0)681-302-3180
E-Mail: anna.schuette@fg-upsy.com

Prof. Dr. Petra Schweizer-Ries – Projektleiterin
Telefon: +49 (0)681-302 -3180
E-Mail: petra.schweizer-ries@fg-upsy.com



Anna Katharina Schütte:

Biokraftstoffe sind eine kontrovers diskutierte Lösung zum Klimaschutz im Mobilitätssektoren. Für die Klärung der Frage, wie Biokraftstoffe nachhaltig und mit Aussicht auf breite Akzeptanz produziert und genutzt werden können, ist es wichtig alle betroffenen Stakeholder in den Austausch miteinzubeziehen und die Kommunikationsprozesse lösungsorientiert zu begleiten!



Biokraftstoffe stellen im Mobilitätssektor eine wichtige Größe für die Erreichung gesetzter Klimaschutzziele dar. Biokraftstoffe sind jedoch eine in der Öffentlichkeit und auch in Fachkreisen kontrovers diskutierte energetische Nutzungsweise von Biomasse.

Das Vorhaben „Sozial- und verhaltenswissenschaftliche Aspekte der Kraftstofferzeugung und -nutzung aus Biomasse“ widmete sich der umfassenden Darstellung von Akzeptanzlagen hinsichtlich Biokraftstoffen in verschiedenen Akteursgruppen, die mit der Biokraftstofferzeugung und -nutzung assoziiert sind. So fanden mittels Literaturrecherchen, Medienanalysen und maßgeblich Experteninterviews die Meinungen und Argumente von Akteuren aus den Bereichen Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Nichtregierungsorganisationen (NROs) Eingang in die Analyse.

Einer der zentralen Zwischenbefunde bestand in der Feststellung, dass in den Interviews Kommunikationsprozesse als sehr gelungen innerhalb bestimmter Akteursgruppen, hingegen als konfliktbeladen und stagnierend zwischen den Akteursgruppen beschrieben wurden. Auch Analysen auf der Ebene des verwendeten Vokabulars unterstrichen dieses Ergebnis. Aussagen stimmten häufig darin überein, dass der schwierige Austausch zwischen konfligierenden Parteien einen sachlichen Informationsaustausch unmöglich mache und demzufolge eine konsistente Informationspolitik für potenzielle Nutzer nicht realisierbar sei. Im Vorhaben wurde im folgenden Schritt versucht, mittels der innovativen Anwendung eines sozialwissenschaftlich entwickelten Workshopmodells eine erste Annäherung verschiedener Konfliktparteien zu erzielen und eine Agenda für einen zukünftigen Austausch zu erarbeiten. Im Workshop kamen vor allem Grundelemente der Mediation und systemische, lösungsfokussierte Interventionen zum Einsatz, die in sozialen und normativen Konflikten ideal geeignet sind, stagnierende Konstellationen aufzulösen und zu zukunftsweisenden Lösungen zu gelangen.

Der Workshop wurde in einer anschließenden Evaluation durch die Teilnehmenden als sehr erfolgreich bewertet. Da die Teilnehmerkonstellation sehr meinungshomogen in der Bewertung der Zukunftsoptionen von Biokraftstoffen ausfiel, ist eine wiederholte Umsetzung des Konzepts in einer konfliktbehafteren Teilnehmerkonstellation wünschenswert – und laut der Bewertung der Veranstaltung durch die Teilnehmenden erfolgsversprechend.

Untersuchung von Kommunikationsstrukturen

Im Kontext der Diskussionen um eine Umgestaltung der Energieversorgung durch Erneuerbare Energien (EE) findet verstärkt die Nutzung von Biomasse und von Biokraftstoffen in der aktuellen öffentlichen Debatte Erwähnung. Zukunftsweisende Entwicklungen, auch auf den Sektoren der Mobilität, sind zwingend notwendig um die gesetzten Klimaschutzziele zu erreichen.

Biokraftstoffe sind eine medial und im Dialog zwischen Expertinnen und Experten¹ kontrovers diskutierte Fragestellung. Produktion und Nutzung sowie Nahrungsmittelkonkur-

¹ Im Folgenden wird auf eine Aneinanderreihung männlicher und weiblicher Berufs- und Rollenbezeichnungen verzichtet. Selbstverständlich sind im Sinne einer geschlechterfairen Benennung die weiblichen Formen stets mitgedacht und eingeschlossen.

renzen, Flächenkonkurrenzen und der tatsächliche Klimaschutzfaktor der verschiedenen Kraftstofftechnologien werden von Akteuren aus verschiedenen Bereichen des Handlungsfeldes auf unterschiedlichste Art bewertet und dargestellt.

Das Projekt „Sozial- und verhaltenswissenschaftliche Aspekte der Kraftstoffherzeugung und -nutzung aus Biomasse – Akzeptanz von Biokraftstoffen“ hat sich die Untersuchung und Darstellung dieser verschiedenen Akzeptanzlagen und -hintergründe sowie der Perspektivenvielfalt in der Wahrnehmung der Rahmenbedingungen zur Aufgabenstellung gesetzt.

In einer Kooperation mit dem DBFZ – Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH verfolgte die Forschungsgruppe Umweltpsychologie (FG-UPSY) in ihrer sozialwissenschaftlichen Herangehensweise die Zielsetzungen, die aktuelle(n) Akzeptanzlage(n) von Biokraftstoffen bei relevanten Akteursgruppen darzustellen, Akteurskonstellationen und Kommunikationsstrukturen mit Blick auf Optimierungspotenziale zu untersuchen und relevante Akteursgruppen in den verschiedenen Projektphasen durch Workshops und Interviews zu involvieren.

Zentral für die zweite Projektphase war die Entwicklung eines sozialwissenschaftlichen Workshopkonzeptes, das gezielt auf die Optimierung der Kommunikation zwischen verschiedenen relevanten Akteursgruppen fokussierte.

Experteninterviews geben Aufschluss

Die sozialwissenschaftliche Herangehensweise konzentrierte sich zunächst in einem umfangreichen ersten Arbeitspaket auf die Erhebung und Auswertung qualitativer Daten zu verschiedenen Akzeptanzlagen, Akzeptanzhintergründen und der Wahrnehmung von Rahmenbedingungen im Feld der Biokraftstoffproduktion und -nutzung.

Die drei zentralen Bausteine der Datenerhebung und -analyse bestanden hierbei in einer Recherche sozial- und energiewissenschaftlicher Fachliteratur, einer Medienanalyse und 14 Interviews mit verschiedensten Experten aus Biokraftstoffassoziierten Bereichen (Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und Nichtregierungsorganisationen).

Die durchschnittlich einstündigen Interviews wurden transkribiert, anhand der qualitativen Inhaltsanalyse (angelehnt an Mayring, 2008) ausgewertet und paraphrasiert. Entsprechend eines Interview- und Analyseleitfadens wurden die Ergebnisse den Kategorien des vereinfachten umweltpsychologischen Rahmenmodells menschlichen Verhaltens ([2]; weiterentwickelt durch [3] und [4]) zugeordnet, welches in Abbildung 1 schematisch dargestellt ist. Ebenso wurden die Inhalte der Fachliteraturrecherchen zur Akzeptanz von Biokraftstoffen und der Wahrnehmung des Akteurs- und Handlungsfeldes im Bereich Biokraftstoffe analysiert und entsprechend den Variablen des umweltpsychologischen Rahmenmodells kategorisiert. Das Rahmenmodell verdeutlicht in anschaulicher Weise die Einbettung von Zielsystemen in ihre Umwelt, die durch verschiedene Möglichkeiten und Grenzen charakterisiert wird. Neben beispielsweise physikalischen und ökonomischen Rahmenbedingungen ermöglicht das Modell eine Erweiterung, welche durch die freigebliebenen Bereiche symbolisiert wird. Die Rechercheergebnisse der Medienanalyse wurden ebenfalls analysiert, kategorisiert und hinsichtlich der Verwendung zentraler Argumentationslinien dargestellt.

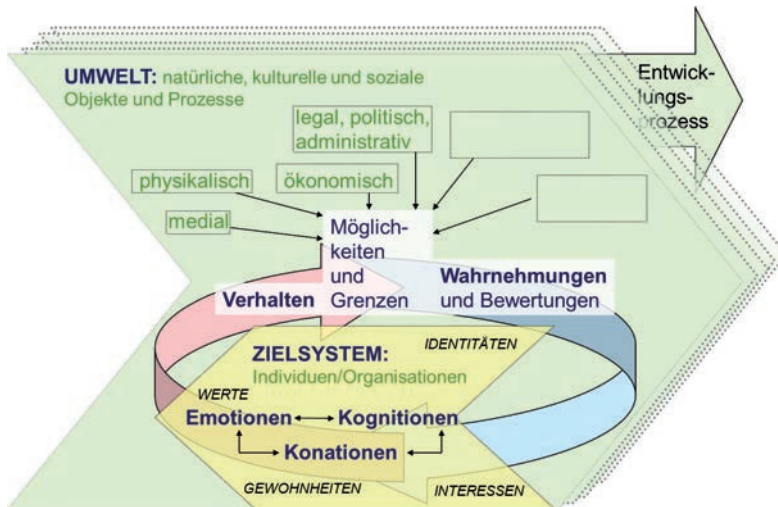


Abbildung 1: Umweltpsychologisches Rahmenmodell menschlichen Verhaltens [3], [4]

Besonders die Ergebnisse der Experteninterviews bestimmten maßgeblich den weiteren Projektverlauf. Als ein wichtiger Befund kristallisierte sich an mehreren Stellen der geführten Interviews heraus, dass die Kommunikationsprozesse zwischen den vielfältigen Akteuren, die sich im Feld der Biokraftstoffe bewegen, optimaler gestaltet sein könnten. Missverständnisse zwischen den Akteuren wurden erwähnt, ebenso wie die limitierte Perspektive auf ausschließlich den eigenen Standpunkt. Die Diskussion um verschiedene Sichtweisen würde aufgrund der Unterschiedlichkeiten nicht sachlich geführt und verursache somit eine Verhärtung der Konflikte, so Aussagen aus den Interviews. Aus diesem Prozess resultierende Informationen, die letztlich Verbrauchern an die Hand gegeben würden, seien verwirrend und nicht objektiv. Darüber hinaus bestünden Konflikte auf der Normebene, die aus Sicht einiger Befragter ohne Reglementierungen nicht beilegbar seien. So sei zwar beispielsweise die Effizienzsteigerung im Mobilitätsbereich ein Ziel, das von allen beteiligten Gruppen geteilt würde, was jedoch trotzdem nicht zu einer Auflösung des normativen Konfliktes zwischen wirtschaftlichen und sozialen Interessen führe. Probleme bestünden laut der Interviewaussagen weiterhin in der Frage nach der Durch- und Umsetzung dieser Interessen. Sollte unnachgiebig auf eigenen Positionen beharrt werden oder sollte eine entradikalisierte Gesprächsführung angestrebt werden, die eine Kompromisslösung zum Ziel hat? Hinsichtlich dieser Vorgehensweise bestanden beispielsweise selbst innerhalb des Feldes der Nichtregierungsorganisationen (NROs) Uneinigigkeiten und Konflikte. Das Motiv der Gerechtigkeit als wichtiges Kriterium in der Wahrnehmung von Entscheidungsprozessen war ebenfalls auf der Metaebene erkennbar. Gerechtigkeit sowohl im distributiven Sinne (Verteilung von Kosten/Beeinträchtigungen und Nutzen/Gewinnen) bei der Produktion und Beimischung von Biokraftstoffen als auch hinsichtlich der prozeduralen Ebene (Art und Umsetzung von Entscheidungsprozessen) seitens derjenigen Akteure, die

beispielsweise indirekt vom Bereich der Biokraftstoffproduktion beeinflusst werden (etwa die Chemie- oder Food-and-Feed-Industrie), wurde als nicht gegeben wahrgenommen. Auch hinsichtlich der Zusammenhänge von politischen Regularien und der Entwicklung der Biokraftstoffbranche war die Wahrnehmung von nicht gewahrter Verbindlichkeit und damit verbundenem Ungerechtigkeitsempfinden ein kritischer Punkt.

Neben den inhaltlichen Ergebnissen wurde auch die Metaebene der Kommunikation analysiert. Sowohl die Sprachwahl als auch die getätigten Äußerungen selbst spiegelten an vielen Stellen schwierige Beziehungen und wenig wertschätzende Haltungen sowie negative Erfahrungen im Austausch mit anderen Akteursgruppen wieder. „Gesplittene Verhältnisse“, „schwierige Kommunikation“, „Auseinandersetzungen“, „Kompromisslosigkeit“, „schlechte Informiertheit“, „Verbreitung falscher Fakten“, „es geht niemandem darum, einen Konflikt zu lösen“, „Risse“ oder „Spaltungen“ waren markante Formulierungen, die den Konflikt auf der Metaebene, neben inhaltlichen Differenzen, verdeutlichen.

Bisher stattgefundenere Kommunikationsabläufe wurden zwar innerhalb bestimmter Sektoren (innerhalb thematisch verwandter Lobbyfelder, wie etwa bei thematisch verwandten NROs oder Wirtschaftsverbänden) als relativ gelungen beschrieben, zwischen den Akteursgruppen aber als wenig optimal. Häufig würde nur ein Schlagabtausch subjektiv vertretenen Fakten praktiziert, die eine Suche nach „der objektiven Wahrheit“ erforderlich machen würden.

Einen Rahmen für die Zukunft schaffen

Es wurde schnell offensichtlich, dass das Auffinden einer objektiven Wahrheit allerdings nicht Ziel des im Projekt vorgesehenen Workshops sein konnte, da dies die Existenz eines Experten voraussetzen würde, der die Glaubwürdigkeit aller Parteien genießt. Die Verfügbarkeit eines solchen Experten in der aktuellen Situation erschien auf Basis der Interviewerfahrungen allerdings als unwahrscheinlich. Als wünschenswertes Ziel der Workshops kristallisierte sich stattdessen, auf Basis dieser Resultate und umfangreicher Diskussionen im Projektteam, die Abstimmung eines künftigen Kommunikationsrahmens zwischen den Akteuren im Biokraftstoffsektor heraus. Die Akteure sollten in einem Workshop gemeinsam erarbeiten, wie eine zukünftige Kommunikationsform, die eine höhere Zufriedenheit mit sich bringt, aussehen kann und soll. In einem zweiten Schritt sollte eine Agenda zu deren Umsetzung generiert werden. Die Herstellung eines Rapports im Sinne einer wertschätzenden und konstruktiven Arbeitsweise und eine Annäherung an ein gegenseitiges Verständnis und Austausch über differierende Positionen als Ergebnis des Workshops, war bereits ein wünschenswerter, großer Gewinn mit Blick auf diese besondere Akteurskonstellation. Die Zielsetzung und Rahmenbedingungen finden sich schematisch dargestellt in Abbildung 2.



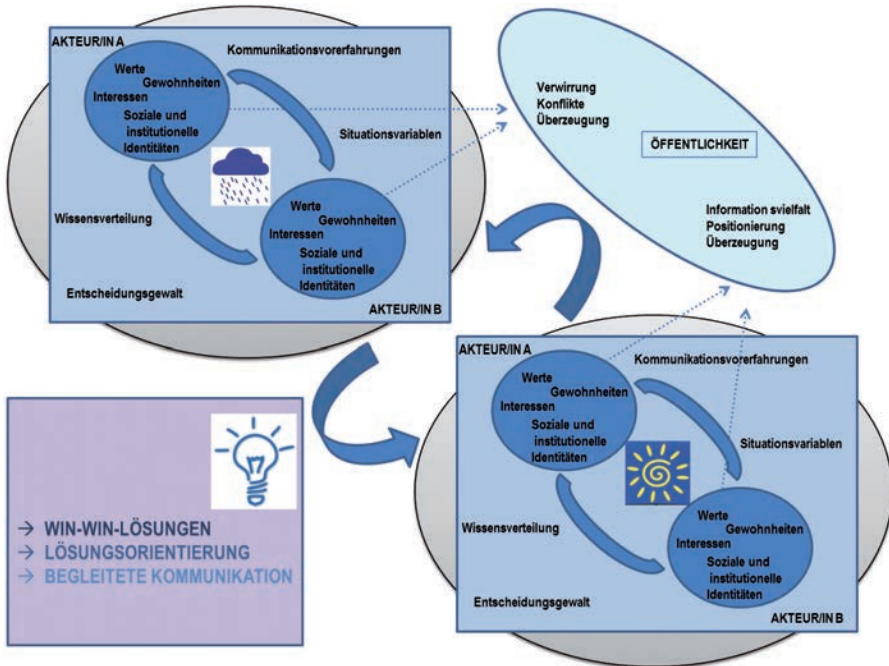


Abbildung 2: Visualisierung des Ziels und der Ausgangsbedingungen des Workshop-Prozesses (Schlussbericht des Projektes „Sozial- und verhaltenswissenschaftliche Aspekte der Kraftstoffherzeugung und -nutzung aus Biomasse“)

Methodologisch boten sich verschiedene sozialwissenschaftlich abgesicherte Modelle und Methoden an, die in Passung zum Themenfeld ausgewählt wurden. Ein vom sozialwissenschaftlichen Projektteam entwickeltes Konzept beinhaltet zum einen Bausteine der Mediation, die als Verfahren in Konflikt behafteten Konstellationen ideal geeignet sind, Win-Win-Situationen herzustellen und Kommunikationsprozesse zielgerichtet zu planen und zu steuern. Zudem bot das Verfahren der Mediation durch seine Grundannahmen der Eigenverantwortlichkeit und freiwilligen Beteiligung der involvierten Parteien und dem Ziel einer Konsensfindung eine adäquate Möglichkeit, dem vorliegenden Konflikt im Akteursfeld zu begegnen und eine allparteiliche Forschungshaltung einzunehmen. Außerdem sind im Verständnis der Mediation bei sozialen Konflikten kreative Methoden geeignet, die neue Problemlösungen anregen.

Als zweites wichtiges Element wurden Interventionen des systemischen Coachings und der Teamentwicklung als zweckmäßige Methode integriert, die eine Lösungsfokussierung und das Erschließen neuer Handlungsräume vereinfachen können. Systemische Teamentwicklung und lösungsfokussierte Interventionen werden seit einigen Jahren erfolgreich und mit wachsendem Zuspruch im Bereich des Coachings, der Teamentwicklung und der Beilegung intraorganisationaler oder interorganisationaler Konflikte angewandt. Der systemi-

sche Ansatz ermöglicht die ganzheitliche Betrachtung des Problems und der involvierten Personen mit ihren Werten, Normen, Vorerfahrungen und Wissensressourcen und stellt so eine geeignete Herangehensweise an die Entwicklung einer Kommunikationsform für die Zukunft dar. Vielfältige Interventionen stehen zur Verfügung, um vor allem in stagnierenden Akteurskonstellationen neue Denkmodelle zu eröffnen und innovative Lösungen zu produzieren. Der Blick wird explizit auf bereits erzielte Erfolge in der Vergangenheit gerichtet, um Gelungenes in neue Lösungskonzepte zu übertragen und beibehalten zu können.

Das Workshopkonzept wurde am 28.03.2011 in Berlin mittels einer Veranstaltung angewandt und von einem Moderationsteam der FG-UPSY detailliert vorbereitet und dokumentiert. Die für eine Evaluation zur Verfügung stehenden Daten bestanden neben den Protokollen inhaltlicher Aspekte und den Materialien, die in der Veranstaltung produziert wurden, in der schriftlichen Sammlung von Erwartungen zu Beginn der Veranstaltung, zwei Feedbackrunden während des Verlaufs, einer schriftlichen Nachbefragung per E-Mail und in der Auswertung eines Reflecting Teams. Letztere Methodik kam im direkten Anschluss an die Veranstaltung zum Einsatz und ermöglichte eine Reflexion der wahrgenommenen Kommunikationsprozesse durch das Moderationsteam, die Protokollanten und die Beobachter, die den Prozess auf der Kommunikationsebene verfolgten. Entscheidend war für die Darstellung der Ergebnisse seitens der Beobachter die Herstellung von Intersubjektivität durch Übereinstimmung oder Nicht-Übereinstimmung der wahrgenommenen Verhaltensweisen und der anschließenden Harmonisierung der Beobachtungen. Es wurde – nach inhaltlichen Erwägungen und Abstimmungen – auf ein vorab definiertes Beobachtungsprotokoll verzichtet, um eine induktive Vorgehensweise zu ermöglichen und auch Verhaltensweisen, die nicht vorhersehbar waren, Eingang in die Protokollierung zu gewähren.

Der Workshop kann in der Rückschau als gelungene Veranstaltung bewertet werden. Der überwiegende Teil der Teilnehmenden gab während der Veranstaltung und in der summarischen Evaluation einen Erkenntnisgewinn durch den Workshop und positive Bewertung desselben an.



Die Teilnehmerkonstellation war, anders als ursprünglich intendiert, sehr homogen hinsichtlich der Bewertung von Biokraftstoffen – Kritiker fehlten bedauerlicherweise gänzlich. Die Teilnehmenden gaben in der Evaluation an, sie hätten sich die Anwesenheit von schwierigen Gesprächspartnern durchaus gewünscht und würden – auch künftig – große Hoffnung in einen sozialwissenschaftlich moderierten Dialog setzen. Das Gesprächsklima war – möglicherweise gerade aufgrund der vertrauten Personenkonstellation – als sehr offen und empathisch zu bezeichnen. Die im ursprünglichen Workshopkonzept angedachten Zeitressourcen für „Beziehungsarbeit“, im Sinne der Herstellung eines guten Kommunikationsklimas und wertschätzender Gesprächsatmosphäre, wurden im Verlaufe des Workshops von den Anwesenden in Frage gestellt und in Folge durch das Moderationsteam zeitlich umgewidmet. Diese Modifikation, die den Weg für andere inhaltliche Austauschmöglichkeiten öffnete, wurde von den Teilnehmenden mit viel Wohlwollen anerkannt und in Feedback und Evaluation positiv hervorgehoben.

Mittels des Reflecting Teams wurden im Anschluss an die Veranstaltung die gemeinsamen Überlegungen zu weiteren notwendigen Schritten im Themenbereich Bioenergie/Biokraftstoffe nochmals zusammenfassend reflektiert, weitergedacht und stellen sich wie folgt dar.

Eindeutig sollten Begrifflichkeiten, wie sie im Feld der Biokraftstoffe verwendet werden, neu diskutiert, definiert und so ein gemeinsames Vokabular gesichert werden. Das Zusammenbringen der Involvierten könnte anhand von Positionspapieren erfolgen, auf Basis derer eine gemeinsame Veranstaltung organisiert wird. Die sozialwissenschaftliche Begleitung könnte ganz konkret nochmals einen modifizierten Versuch unternehmen, alle Beteiligten an einen Tisch zu bringen und eine gemeinsame Zielfindung voranzubringen. Analog zum „Forum Netzintegration“ mit seinem „Plan N“ [6] könnte eine ähnliche Zusammenführung von Akteuren im Sinne eines „Plan B“ stattfinden. Es sollte dabei auf bekannte, übergeordnete Institutionen zurückgegriffen werden, um eine gute Akquise von Teilnehmenden zu gewährleisten.

Forschung, nicht nur im sozialwissenschaftlichen Bereich, sollte zukünftig mehr den Fokus auf noch breitere, ganzheitlichere Perspektiven legen und nicht alleinstehend den Biokraftstoffsektor untersuchen, sondern dem gesamten Biomasse-/Bioenergiebereich Rechnung tragen. Dies ist auch eine Frage des Vokabulars – statt von einer Biokraftstoffstrategie zu sprechen, ist es sinnvoll, den Begriff Biomassestrategie zu wählen. Im Gesamtbild gilt es zu identifizieren: Wer geht aus Umstrukturierungen im Biomassektor als vermeintlicher Verlierer hervor und wie können diese Personen und Institutionen zu Gewinnern gemacht werden? Wo werden Ungerechtigkeiten empfunden (innerhalb der Biokraftstoffbranche, zwischen Branchen bis hin zu den potenziellen Käufern)? Nicht Positionen, sondern Interessen sollten im Mittelpunkt der Debatte stehen – nur so können Gemeinsamkeiten aufgedeckt und Strategien entwickelt werden. Zur ganzheitlichen Betrachtungsweise gehört darüber hinaus die sektorenübergreifende Beurteilung von Rohstoffen. Auffällig ist, dass viele Rohstoffe für Bioenergie auf anderen Verwendungspfaden wie beispielsweise in der Kosmetik- oder Chemieindustrie weit weniger kritikbehaftet sind.



Im Workshop wurde darüber hinaus mehrfach festgestellt, dass großer Bedarf an Forschung und Weiterbildung im Bereich der Nachhaltigkeitskommunikation besteht, die sich in den vergangenen fünf Jahren als wichtige Komponente der Nachhaltigkeitswissenschaften und des Nachhaltigkeitsmanagement etabliert hat. In der Nachhaltigkeitskommunikation geht es stark auch um Grundhaltungen und Grundwerte. Eine wichtige, zu klärende Grundfrage muss dabei stets gestellt werden: Welche Balance muss zwischen dem Versachlichen und Entemotionalisieren einer Debatte und den Emotionen, die es braucht, um eine Botschaft zu transportieren, ohne manipulativ zu sein, gefunden werden? Ausgehend von der Tatsache, dass ein erhöhtes Bewusstsein für Nachhaltigkeit bei potenziellen Konsumenten geschaffen werden muss, sollte künftig auch vermehrt in den Bereich der Nachhaltigkeitsbildung investiert werden. Bereits existierende Ideen hierzu sind beispielsweise folgende: Die Herausgabe eines Lehrbuches zu Erneuerbaren Energien, die Zusammenstellung eines Forschungsbuches zu Fragen hinsichtlich der Vermittlung von Nachhaltigkeitsaspekten, eine vermehrte Nachhaltigkeitsbildung bereits in der Schule und an der Universität. Letzteres könnte – so erste Ideen – im Rahmen von Professuren für Nachhaltige Entwicklung umgesetzt werden, Kooperationen mit Schulen wären dabei möglich und erwünscht.

Im Dialog über Nachhaltigkeit

Das Projekt fokussierte an vielen Stellen im Dialog mit den Akteuren des Biokraftstoffbereiches auf soziale und ökologische Nachhaltigkeitsaspekte. Neben der Nachhaltigkeitsverordnung als thematischem Schwerpunkt in den Experteninterviews, bot der Akteurs-Workshop eine geeignete Plattform, um über Nachhaltigkeitsaspekte zu diskutieren. Besonders der Bereich der Kommunikation wurde hier wiederholt als Herausforderung genannt.

Das Workshopkonzept, das im Rahmen des Projektes entwickelt wurde, kann durch seinen sozial-innovativen Charakter ebenfalls als Beitrag zur Förderung sozialer Nachhaltigkeit im Biokraftstoffbereich bewertet werden. Durch seine partizipative Ausrichtung bietet das Konzept Akteuren jeder institutionellen Zugehörigkeit die Möglichkeit, ihre Meinung in Abstimmungsprozesse einzubringen und besonders bislang aus dem Blickfeld geratene Gruppen in die Diskussion einzubringen.

Auch inhaltlich sind dem Workshop, wie er im Projekt durchgeführt wurde, anregende Beiträge zur Förderung von Nachhaltigkeitsaspekten zu entnehmen. Mittels des Reflecting Teams im Anschluss an die Veranstaltung wurden die gemeinsamen Überlegungen zu weiteren notwendigen Schritten im Themenbereich Bioenergie/Biokraftstoffe nochmals zusammengefasst und weitergedacht.

Im Vorhaben wurde darüber hinaus die Veranstaltung mit Titel „Aspekte der sozialen Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen“ organisiert, deren Moderation von der FG-UPSY übernommen wurde. Im Rahmen der Veranstaltung wurde Forschenden verschiedener Institutionen die Möglichkeit zum strukturierten Austausch geboten und die Ergebnisse dieses Prozesses – als Anregung für die Weiterentwicklung vor allem im Bereich der Indikatoren sozialer Nachhaltigkeit – protokolliert.



Konzepte übertragbar gestaltet

Im Sinne einer Übertragbarkeit ist vor allem der Modellcharakter des entwickelten Workshopkonzeptes zentral. Das Workshopkonzept zur Anregung optimierter Kommunikationsstrukturen zwischen Akteuren in Biokraftstoffsektoren ist auch für andere umweltpolitische Konfliktfelder als geeignet anzusehen und wird für die Anwendung in diesen Bereichen zur Verfügung stehen. Der Schwerpunkt des Workshops kann hierbei sowohl auf Beziehungsarbeit mit heterogenen, strittigen Gruppen als auch auf die inhaltliche Arbeit hin zu innovativen Lösungen gelegt werden.

Literatur

- [1] Mayring, P.: Qualitative Inhaltsanalyse. Grundlagen und Techniken. 10. Aufl. Weinheim, Basel: Beltz, 2008.
- [2] Kaufmann-Hayoz, R., Gutscher, H. (Hrsg.): Changing Things – Moving People: Strategies for Promoting Sustainable Development at the Local Level. Basel, Boston, Berlin : Birkhäuser, 2001.
- [3] Schweizer-Ries, P.: Energy sustainable communities: Environmental-psychological Investigations. In: Energy Policy: 2008, Vol.36, 11, S. 4126-4135.
- [4] Schweizer-Ries, P.: Socio-Environmental Research on Energy Sustainable Communities: Participation Experiences of Two Decades. In: . Devine-Wright, P. (Hrsg.): Public Engagement with Renewable Energy: From Nimby to Participation. London: Earthscan, 2011, S. 187-2002.
- [5] Schweizer-Ries, P., Schütte, A., Irrgang, J.: Schlussbericht des Projektes „Sozial- und verhaltenswissenschaftliche Aspekte der Kraftstofferzeugung und -nutzung aus Biomasse“. Forschungsgruppe Umweltpsychologie. Saarbrücken 2011. URL: http://www.fg-umwelt.de/assets/files/AkzeptanzBiokraftstoffe/Schlussbericht_FKZ03KB019A_TIB.pdf (Stand 20.06.2012)
- [6] <http://www.forum-netzintegration.de/> (Stand 19.06.2012)

Akzeptanz von Biokraftstoffen

Nachhaltige Biokraftstoffproduktionskonzepte und Strategien im internationalen Vergleich

Jörg Kretzschmar & Ruth Offermann

Vorhaben: Sozial- und verhaltenswissenschaftliche Aspekte der Kraftstofferzeugung und -nutzung aus Biomasse – Akzeptanz von Biokraftstoffen

FKZ-Nr: 03KB019B

Laufzeit: 01.06.2009 – 31.03.2011

Zuwendungssumme: 80.585 €

Koordination:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
www.dbfz.de

Projektpartner:

Forschungsgruppe Umweltpsychologie an der
Universität des Saarlandes

Kontakt:

Jörg Kretzschmar – Projektkoordinator
Tel.: +49 (0)341-2434 419
E-Mail: joerg.kretzschmar@dbfz.de



Jörg Kretzschmar:

Das eingeschränkte ökologische und soziale Nachhaltigkeitspotenzial von Biokraftstoffen der 1. Generation führt zu dem Schluss, dass Einsatzmengen langfristig auf eine geringe Menge besonders nachhaltig hergestellter Kraftstoffe zu reduzieren bzw. auf andere Optionen zu verlagern sind. Biogene Abfälle und Reststoffe bieten, wenn auch mit eingeschränktem Potenzial, die einzige, sowohl ökologisch als auch sozial nachhaltige und sofort verfügbare Rohstoffquelle für die Produktion von Biokraftstoffen. Die Chance der Biokraftstoffproduktion in Entwicklungsländern liegt eher in der Reduktion der nationalen Biokraftstoffnachfrage auf „kleinbäuerlicher“ Ebene, insofern diese mit der Nahrungsmittelversorgung vereinbar ist bzw. überhaupt über ein entsprechendes Umsetzungspotenzial verfügt.

Um die steigenden Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor zu reduzieren, hat die EU ihre Mitgliedstaaten verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energien in diesem Sektor bis zum Jahr 2020 auf 10 % zu erhöhen und damit effektiv THG-Emissionen (THG-Emissionen) einzusparen. Dafür stehen insbesondere Biokraftstoffe der 1. Generation zur Verfügung. Unabhängig von bestehenden Richtlinien müssen diese nachhaltig produziert werden. Die dafür etablierten Zertifikate (z.B. ISCC, RSB, RSPO) können dies allerdings nur zu einem geringen Teil absichern. So werden effektiv THG-Emissionsminderungsziele festgeschrieben und direkte Landnutzungsänderungen verhindert. Da für das Erreichen der THG-Ziele auch Importe von Kraftstoffen und Rohstoffen notwendig sind, müssen auch die Produktionsbedingungen und die Auswirkungen der Kraftstoffproduktion in den Erzeugerländern gegenüber Dritten mit in die Nachhaltigkeitsbetrachtung einbezogen werden. Dieser Beitrag stellt eine Übersicht zu ausgewählten Aspekten der Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen und damit in Zusammenhang stehenden Strategien dar. Dafür werden einerseits Auswirkungen auf die Nahrungsmittelsicherheit und die Landnutzungsänderung diskutiert und andererseits der Biomasseanbau auf degradierten Flächen sowie die Herstellung von Biokraftstoffen aus Abfällen als vielfach angesprochene Lösungsansätze betrachtet. Diese Betrachtungen werden anhand einer Recherche zu ökologisch nachhaltigen Praxisbeispielen aus Industrieländern und zu sozial nachhaltigen Praxisbeispielen aus Entwicklung- und Schwellenländern untermauert und bewertet. Aus dieser Bewertung heraus folgt eine Priorisierung der Technologieentwicklung bezüglich abfall- und reststoffbasierter Biokraftstoffe.

Bei dem Vorhaben „Sozial- und verhaltenswissenschaftliche Aspekte der Kraftstoffherzeugung und -nutzung aus Biomasse“ handelte es sich um ein Verbundvorhaben in Zusammenarbeit mit der Forschungsgruppe Umweltpsychologie an der Universität des Saarlandes (FG UPSY). Die Koordination des Vorhabens lag bei der FG UPSY.

Ziel und Aufgabe des hier beschriebenen Teilvorhabens war es, die ökologische und soziale Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen beispielhaft durch Anwendung einer begrenzten Auswahl relevanter Indikatoren und die Beschränkung auf bereits bestehende bzw. sich in der Entwicklung befindende Biokraftstoffoptionen, zu beurteilen. Die vorgenommene Bewertung kann nicht als abschließend bezeichnet werden. Sie bietet vielmehr einen Überblick bezüglich relevanter Kriterien der Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen, die vor allem im Bereich der ökologischen und sozialen Nachhaltigkeit angesiedelt sind. Weiterhin war es das Ziel, die regionale Wertschöpfung von Biokraftstoffen zu bewerten. Die Inhalte der Studie sind in folgenden Stichpunkten kurz zusammengefasst:

- Abriss zur Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen der 1. Generation
- Bewertung der (regionalen) Wertschöpfung von Biokraftstoffen
- Internationale Recherche zu Biokraftstoffoptionen, die Elemente einer nachhaltigen Produktion beinhalten
- Darstellung und Auswertung nachhaltiger Biokraftstoffpfade in Anlehnung an die Ergebnisse der Projektrecherche sowie daran ausgerichtete Priorisierung der Technologieentwicklung



Aspekte der Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen der 1. Generation



Biokraftstoffe der 1. Generation (z.B. Biodiesel aus Raps oder Bioethanol aus Mais oder Getreide) nehmen aufgrund ihrer Verfügbarkeit eine zentrale Rolle bei der Erfüllung der anvisierten europäischen Treibhausgas-minderungsziele im Verkehrssektor ein. Aufgrund ihrer Anbindung an den Agrarsektor haben sich bereits frühzeitig Zweifel an Ihrer Nachhaltigkeit ergeben. Diese beziehen sich insbesondere auf die Nahrungsmittelsicherheit sowie die THG Bilanz aufgrund der Emission von klimaschädigenden Gasen im Zusammenhang mit direkter und indirekter Landnutzungsänderung. Gerade bei Berücksichtigung der indirekten Landnutzungsänderungen, die einen Einfluss

von 0 – 103 g CO₂eq./MJ Biokraftstoff [1-3] haben kann, sind die THG-Minderungsziele im Verkehrssektor unter Zuhilfenahme von Biokraftstoffen der 1. Generation nicht mehr erreichbar. Weitere in die Diskussion eingebrachte Argumente betreffen den negativen Einfluss der industriellen Monokultur-Landwirtschaft auf die Biodiversität und Aspekte der sozialen Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen, die im Zusammenhang mit der Ausweitung der industriellen Landwirtschaft, besonders in Entwicklungs- und Schwellenländern als potenzielle Biokraftstoffexporteure, stehen. Um dem Flächenbedarf einer gesteigerten Nachfrage nach Biokraftstoffen und Lebensmitteln gerecht zu werden, wurde in der Vergangenheit der Gedanke des Biomasseanbaus auf degradierten und marginalen Flächen entwickelt. Die im Zusammenhang ermittelten bzw. herangezogenen Zahlen zeigen ein theoretisches Flächenpotenzial von 0 – 480 Mio. ha degradierter Flächen [4,5]. Dieses Flächenpotenzial kann um verlassene Ackerflächen, die 385 – 472 Mio. ha weltweit betragen [6,7], ergänzt werden. Demnach stehen theoretisch Flächen mit einer Gesamtgröße von mehr als 750 Mio ha weltweit für den Biomasseanbau zur Verfügung. Eine Übersicht zu den Flächenpotenzialen findet sich Tabelle 1.

Tabelle 1: Weltweites Potenzial an degradierten Flächen und verlassenen Ackerflächen

Flächentyp	Potenzial in Mio. ha	Anmerkungen	Quellen
Degradierete Flächen gesamt	500 – 3500		[4,5]
Theoret. nutzbare, degradierte Flächen	0 – 480		[4]
Verlassene Ackerflächen	385 – 472	Fehlerspanne von 50 %	[6,7]



der ansässigen Bevölkerung mit Feuerholz und Nahrungsmitteln über derartige Flächen gesichert werden. In Zusammenhang mit degradierten oder marginalen Flächen werden auch oft trockenolerante Pflanzen wie z.B. *Jatropha* ins Gespräch gebracht. Bisherige Erkenntnisse aus verschiedenen Vorhaben zeigen allerdings, dass *Jatropha* sich weniger erfolgreich als anfangs angenommen kultivieren lässt [9–11]. Unter Einbezug pflanzenphysiologischer Grundlagen wird schnell deutlich, dass ein Mindestmaß an Wasser in den entsprechend Wachstumsperioden für jede Pflanze notwendig ist, besonders wenn diese ertragsorientiert angebaut wird.

Die oft mit der Biokraftstoffproduktion genannten Preissteigerungseffekte im Nahrungsmittelsektor müssen hinsichtlich einer objektiven Diskussion relativiert werden. Denn die Versorgungsengpässe an Nahrungsmitteln, die in der Vergangenheit zu Preissteigerungen geführt haben, sind nicht nur mit der erhöhten Biokraftstoffnachfrage sondern auch mit klimabedingten Ertragsrückgängen in Kombination mit niedrigen Lagerbeständen zu begründen [12]. Die dieser Diskussion zugrunde liegende Flächenkonkurrenz wird ebenfalls durch die Betrachtung des Anteils von Anbauflächen für die Futtermittelgewinnung an der Gesamtmenge landwirtschaftlicher Nutzflächen relativiert. In Deutschland werden beispielsweise ca. 60 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche für den Futtermittelanbau verwendet, nachwachsende Rohstoffe mit überwiegend energetischer Nutzung haben einen Anteil von ca. 21 % [13].

Die Auswirkung von agrargüterbasierten Biokraftstoffen auf die Biodiversität ordnet sich aufgrund der Bindung an die landwirtschaftliche Produktion in eine Argumentation ein, welche die gesamte Ausrichtung der industriellen Landwirtschaft mit Folgen wie z.B. die Eutrophierung von Gewässern, die Übernutzung von Wasserressourcen (Trockenfallen von Feuchtgebieten), des Einbringens invasiver Arten in empfindliche Ökosysteme (z.B. neu eingeführte Energiepflanzen) und der unkontrollierten Ausbreitung genetisch veränderter Kulturpflanzen aufgrund ihres Selektionsvorteils, in Frage stellt.

Relevant für den Anbau ist aber nicht nur die Größe der Flächen, die auch in den erwähnten Studien einer relativ großen Spanne und Fehlerwahrscheinlichkeit unterliegen (bis zu 50 %) [7], sondern auch die massiven Investitionen, die notwendig sind, um derartige Standorte wieder in Produktion zu bringen [8]. Zusätzlich zu den hohen Kosten kommen noch soziale Faktoren hinzu, wie z.B. ungenügend geregelte Landrechte, die eine Verwendung der Flächen erschweren. Besonders in Entwicklungs- und Schwellenländern kann die Versorgung



Erhöhter Importbedarf

Die THG-Reduktionsziele und die damit in Zusammenhang stehenden Beimischungsmengen führen aufgrund der nicht ausreichenden innereuropäischen Produktion zu einem erhöhten Importbedarf. Für diese Importe bieten sich auch Biokraftstoffe der 1. Generation aus klimatisch begünstigten Entwicklungs- und Schwellenländern an. Für die Bereitstellung von Rohstoffen bzw. Biokraftstoffen in den potenziellen Erzeugerländern stehen generell zwei unterschiedliche Produktionssysteme, die kleinbäuerliche und die industrielle Landwirtschaft, zur Verfügung. Ein Vergleich beider Produktionssysteme führt unter anderem zur Schlussfolgerung, dass die von Kleinbauern getragene Biokraftstoffproduktion ein größeres Potenzial bezüglich positiver sozialer Effekte z.B. auf die Erweiterung der Einkommensbasis und die Schaffung von Arbeitsplätzen hat. Dieses System ist allerdings vorrangig für die einheimische Produktion und damit für die Reduktion von Mineralölimporten geeignet. Ein Exportsektor lässt sich mit der kleinbäuerlichen Produktion nur schwer etablieren, da eine für den Export nach Europa notwendige Zertifizierung von Kleinbauern nahezu unmöglich ist. Dieses Problem könnte unter Umständen durch die Bildung von Kooperativen bzw. einer Gruppensertifizierung minimiert werden. Allerdings steigt damit auch der Kontrollaufwand für die Zertifizierer oder es verringert sich möglicherweise die Qualität bzw. Sicherheit der Zertifikate.

Die Einhaltung von an die regionalen Bedingungen angepassten internationalen Arbeits- und Sozialstandards (z.B. ILO Kernarbeitsnormen, SA 8000, UN Menschenrechtsnormen, OECD Guidelines, dem Global Compact der Vereinten Nationen etc. [14]) sollte in allen Produktionssystemen gewährleistet und demzufolge auch kontrolliert werden. Dies ist mit den momentan vorhandenen freiwilligen Standards nur schwer möglich. Generell stellt sich die Frage, inwieweit eine Zertifizierung von sozialer Nachhaltigkeit, beschränkt auf den Biokraftstoffsektor, überhaupt möglich ist, da es sich um allgemeine Agrargüter handelt und eine Trennung von der restlichen Agrarproduktion nur schwer möglich ist [15].

Biokraftstoffe der 1. Generation werden trotz erheblicher Zertifikationsbemühungen auch in Zukunft einen Anreiz für eine Nachhaltigkeitsdiskussion geben. Je nach Möglichkeit sollte ihr Einsatz im Verkehrssektor so kurzzeitig wie möglich und langfristig wie nötig sein. Als Übergangslösung bieten sie eine gute Möglichkeit, die Abhängigkeit von fossilen Kraftstoffen im Transportsektor zu minimieren.

Unter Beachtung der genannten Aspekte stellen biogene Abfälle und Reststoffe (inkl. Landschaftspflegematerial) die einzige, sowohl ökologisch als auch sozial nachhaltige und sofort verfügbare Rohstoffquelle für die Produktion von Biokraftstoffen, dar. Eine Ausnahme bilden Biokraftstoffe aus tierischen Fetten, da deren Verfügbarkeit direkt von der Menge gehaltener und geschlachteter Tiere abhängt. Ähnliche Betrachtungen könnten zu Biokraftstoffen auf Basis von Stroh in Bezug auf die Einhaltung der Humusbilanz in der Landwirtschaft angestellt werden [48]. Wichtig für die Verwendung von Abfällen für die Biokraftstoffproduktion ist, dass diese der Definition nach Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz (KrWAbfG) entsprechen und mit der Konversion zu Biokraftstoffen nicht einer anderen klimaverträglich(er)en Nutzung entzogen werden.



Denkbare Reststoffe für die Herstellung von Biokraftstoffen wären nach aktuellem Stand Kraftstoffe aus:

- Reststoffen der Lebensmittelproduktion sowie biogenen Abfälle (Ethanol oder Biodiesel je nach Reststoff),
- Cellulosehaltigen Reststoffen aus der Landwirtschaft (z.B. Stroh > Celluloseethanol) oder – der Landschaftspflege (z.B. Gras > grüne Bioraffinerie),
- Altfetten (Altfettmethylester, AME).

Generell muss festgehalten werden, dass das Potenzial an Reststoffen für die Kraftstoffherstellung relativ niedrig ist und nicht ausreichen würde, um den bestehenden Kraftstoffbedarf zu decken. Biokraftstoffe auf Basis von Rest- und Abfallstoffen zeichnen sich aber neben den erwähnten ökologischen Vorteilen auch durch ein größeres regionales Wertschöpfungspotenzial als Biokraftstoffe der 1.Generation aus.

Regional-ökonomische Auswirkungen der Biokraftstoffproduktion

Die Produktion von Biokraftstoffen basiert zu weiten Teilen auf pflanzlichen Rohstoffen, die zum Großteil in ländlichen Regionen erzeugt werden. Diese Regionen, sowohl in Industrie- wie auch Entwicklungsländern, sind aufgrund ihrer Abhängigkeit von der Landwirtschaft häufig von einer relativ niedrigen Wirtschaftsleistung geprägt. Da viele Schritte der Biokraftstoffproduktion direkten Bezug zur landwirtschaftlichen Produktion haben, werden der Produktion von Biokraftstoffen neben Vorteilen wie Klimaschutz und Sicherstellung der Energieversorgung häufig auch bedeutende sozioökonomische Effekte wie die Schaffung neuer Arbeitsplätze und ländliche Entwicklung unterstellt [16]. Aktuelle Entwicklungen wie den Zusammenbruch des Pflanzenöl-Reinkraftstoffmarkts in Deutschland oder die Diskussion um den Beitrag der Biokraftstoffproduktion am rapiden Preisanstieg der Nahrungsmittel zeigen jedoch, dass ein positiver Beitrag von flüssigen Biokraftstoffen zur Regionalentwicklung differenziert zu betrachten ist [17,18].

Zunächst einmal ist zwischen zentralen und dezentralen Produktionssystemen zu unterscheiden. Im Gegensatz zu anderen Rohstoffen der Bioenergieproduktion sind Rohstoffe der Biokraftstofferzeugung vergleichsweise gut zu transportieren, so dass die Weiterverarbeitung vor Ort in dezentralen Anlagen aus ökonomischen Gründen nicht unbedingt erforderlich ist. Dies gilt vor allem für Energiepflanzen wie Raps und Getreide, die für die Produktion von Biodiesel und Bioethanol eingesetzt werden.

Die Produktion flüssiger Biokraftstoffe hat prinzipiell das Potenzial, zur Steigerung der Wertschöpfung in einer ländlichen Region beizutragen. Die maßgeblichen Prozessschritte wie die Verarbeitung von Energiepflanzen und Produktion von Biokraftstoffen können zur Schaffung neuer Arbeitsplätze, höheren Geldflüssen in der regionalen Wirtschaft und zur Unterstützung regionaler Dienstleistungen führen. Allerdings sind hierfür dezentrale Systeme, geprägt von relativ kleinen Anlagen und Produktionseinheiten, erforderlich. Eine solche Struktur des Biokraftstoffmarkts widerspricht hingegen der Logik der ökonomischen und auch ökologischen Effizienzsteigerung [18].

Zentrale Anlagen sind gegenüber dezentralen Anlagen in den Bereichen Handel, Vermarktung und vor allem der Verarbeitung im Vorteil und zeichnen sich durch relativ geringe Produktionskosten aus. In zentralen Systemen findet lediglich die Produktion der Rohstoffe in ländlichen Regionen statt. Dahingegen ermöglichen dezentrale Produktionsstrukturen die Verlagerung mehrerer Wertschöpfungskettenstufen in den ländlichen Raum, so dass neben der Rohstoffherzeugung auch die Veredlung zu Bioenergie durch den Landwirt erfolgen kann. Dezentrale Systeme bieten daher höhere Wertschöpfungspotenziale für den ländlichen Raum [19].

Die Nachfrage und Produktion von Biokraftstoffen wird in einem globalen Markt vor allem von der Politik und vergleichsweise großen Konzernen bestimmt. Die Wettbewerbsfähigkeit dezentraler Anlagen hängt in großem Maße von den politischen Rahmenbedingungen ab. Allerdings stellt die Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe im Rahmen der Förderung von Biokraftstoffen in Deutschland eher eine untergeordnete Zielstellung dar. Der Beimischungszwang, der die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Erreichung der Biokraftstoffziele senken könnte, begünstigt zentrale Produktionsstrukturen. Zentrale Anlagen können kostengünstige importierte Rohstoffe einsetzen, was einerseits zu einer Verringerung der inländischen Biomasseproduktion und andererseits zu einer Verlagerung der Biokraftstoffproduktion in gut erreichbare Ballungsräume führen kann. Auf diese Weise werden regionale Wertschöpfungspotenziale durch Biokraftstoffe erheblich verringert [19].

Neben der Produktionsstruktur kann auch die Wahl der Rohstoffe zur Biokraftstoffproduktion regionalwirtschaftliche Effekte beeinflussen. Derzeitig auf dem Markt verfügbare Biokraftstoffe werden in erster Linie aus Energiepflanzen gewonnen, die gezielt angebaut werden. Hierdurch können Verdrängungseffekte bei der klassischen Landwirtschaft auftreten, die die regionale Wertschöpfung beeinflussen. Darüber hinaus konkurrieren Energiepflanzen für Biokraftstoffe mit Energiepflanzen für die Biogasproduktion, deren Wirtschaftlichkeit aufgrund des EEG weniger von kurzfristigen Änderungen der politischen Rahmenbedingungen betroffen ist [19]. Hohen zusätzlichen Wertschöpfungseffekt haben daher in erster Linie Biokraftstoffe auf Basis von Reststoffen, da hier keine oder nur geringe Konkurrenzen hinsichtlich Fläche und Nutzung bestehen.

Weitere positive regionalwirtschaftliche Einflüsse können durch Bewirtschaftung vormals ungenutzter Marginalstandorte entstehen. Dies wird unter anderem in afrikanischen Entwicklungsländern durch den Einsatz von *Jatropha* versucht. Allerdings sind auch hier dezentrale Strukturen unter Einbeziehung lokaler Akteure erforderlich, damit die Wirtschaft und die Bevölkerung in den Produktionsländern nachhaltig von der Biokraftstoffproduktion profitieren können [18]. Des Weiteren muss im Falle von *Jatropha* an einer Bereitstellung geeigneten Saatgutes gearbeitet werden. Derzeitige Anbauversuche zeigen äußerst geringe Erträge entgegen der ursprünglichen Prognosen [10]. Schlussfolgernd ist festzuhalten, dass Biokraftstoffe zwar Potenziale bergen, die regionale Wertschöpfung zu steigern, allerdings hängt die Realisierung dieser Möglichkeiten zu einem beträchtlichen Teil von den politischen Rahmenbedingungen ab und stellt sich nicht automatisch durch die Förderung von Biokraftstoffen ein. Im Gegenteil kann die Förderung von Biokraftstoffen auch zu negativen sozioökonomischen Auswirkungen führen und die Wertschöpfung ländlicher Regionen unter Umständen verringern. Unter den derzeitigen Bedingungen ist das Wertschöpfungspotenzial von Biokraftstoffen in Deutschland zur Wertschöpfung in ländlichen Regionen als eher gering zu bewerten. Die dezentrale Produktion von Biokraftstoffen ist aufgrund der steuerlichen Belastung von Pflanzenölkraftstoffen zu großen Teilen einge-

brochen. Biokraftstoffe werden derzeit vor allem in großen, zentralen Anlagen produziert. Die zentrale Erzeugung von Biokraftstoffen hat im Gegensatz zu dezentralen Produktionssystemen nur eine geringe Wirkung auf die Steigerung der Wertschöpfung von ländlichen Regionen. Die Einführung von Biokraftstoffen der zweiten Generation, die hauptsächlich auf Basis von Reststoffen und Non-Food-Biomasse hergestellt werden, kann bei geeigneten politischen Rahmenbedingungen allerdings zukünftig eine Chance bieten, die Wertschöpfungspotenziale für ländliche Regionen zu steigern. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass andere Formen der energetischen Biomassenutzung wie beispielsweise die Erzeugung und Verstromung von Biogas in Kraft-Wärme-Kopplung mit hoher Wärmenutzung vor Ort höhere Wertschöpfungspotenziale für ländliche Regionen aufweisen.

Nachhaltige Produktion von Biokraftstoffen im internationalen Kontext

Im Rahmen des Vorhabens wurden verschiedene Projekte, die sich mit der nachhaltigen Produktion von Biokraftstoffen beschäftigen, identifiziert. Diese reichen von FuE-Vorhaben bis hin zur industriellen Umsetzung. Projekte in Entwicklungsländern wurden aufgrund von technisch-ökonomischen Restriktionen bevorzugt auf Faktoren der sozioökonomischen und ökologischen Nachhaltigkeit hin untersucht. Abbildung 1 zeigt eine Übersicht aller, in der Studie berücksichtigten Projekte. Bei den identifizierten Projekten in Entwicklungsländern handelt es sich um eine repräsentative Auswahl. Derartige Projekte sind häufiger anzutreffen, wobei die Datenlage nicht immer eine ausführliche und vor allem sichere Rekonstruktion zulässt. Die dabei auftretenden Akteure reichen von kleinen NGO's über Entwicklungshilfeorganisationen bis hin zu Regierungen, die in der Biokraftstoffproduktion eine Möglichkeit zur Stabilisierung der wirtschaftlichen Situation bzw. zum Aufbau eines neuen Wirtschaftszweiges sehen.

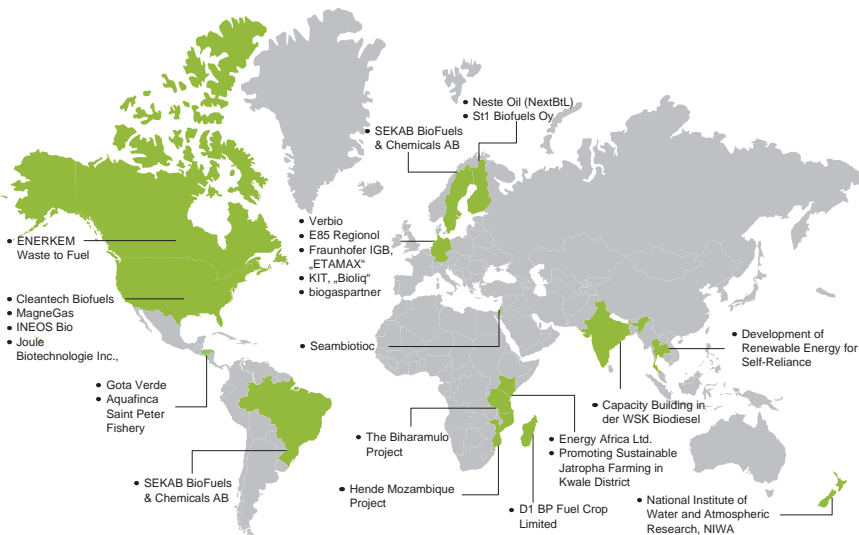


Abbildung 1: Verortung der "Steckbrief-Projekte"

Die Ergebnisse der Recherche bezüglich nachhaltiger Biokraftstoffoptionen in Industrieländern (Übersicht siehe Tabelle 2) zeigen eine Vielzahl umgesetzter bzw. in Umsetzung befindlicher Optionen, die sich auf Biokraftstoffe verschiedener Herstellungsverfahren beziehen. Im Falle von Biokraftstoffen auf Basis von Anbaubiomassen (1. Generation) werden diese sowohl durch organisatorisch-soziale (z.B. SEKAB, z.T. auch Neste Oil) als auch technische Optimierungen (Verbio) in ihrer Nachhaltigkeit verbessert. Diese Beispiele zeigen eindeutig, dass mit einer anlagen- und organisationspezifischen Optimierung der gesamten Produktionskette, Biokraftstoffe der 1. Generation auch in Zukunft einen Anteil an der Versorgung mit Flüssigkraftstoffen leisten können. Die berücksichtigten Biokraftstoffoptionen auf Reststoffbasis zeigen demgegenüber einmal mehr deren Potenzial zur Herstellung nachhaltiger Biokraftstoffe.

Tabelle 2: Kurzdarstellung von Biokraftstoffprojekten in Industrieländern, die Elemente einer nachhaltigen Biokraftstoffproduktion beinhalten, THG-Einsparungen beziehen sich auf die fossile Referenz nach 2009/28/EG

Firma/Projekt	Land	Rohstoff	Kraftstoff	THG-Einsparung
Enerkem [20]	CA	sortierter Hausmüll, Altholz	Ethanol aus Syngas	87 %**
Verbio [21,22]	DE	Anbaubiomassen	Biodiesel/ Ethanol Biomethan	38 %**/81 %*/73 – 81 %**
Sekab [23,24]	SE/ BR	zertifiziertes Zuckerrohr	Ethanol	71 %**
Neste Oil [25,26]	FI	Palmöl, Rapsöl, Altfette	NexBtL (HVO)	~60 %***
St1 Biofuels Oy [27]	FI	Nebenprodukte der Lebensmittelindustrie	Ethanol	80 %*
Biogaspartner/ BRV GmbH [28]	DE	Speisereste und überlagerte Lebensmittel	Biomethan	73 %**
Cleantech Biofuels [29]	US/ AU	biogene Siedlungsabfälle	nur Rohstoffherstellung	---
Magne Gas [30]	USA	Klärschlamm, Abwässer, i.a. flüssige Abfälle mit bis zu 10 % TS	MagneGas™ (CMG)	---
Seabiotic [31]	IL	Algen	Ethanol/ Biodiesel	---
Niwa [32]	NZ	Algen	Bio-Rohöl	---
Ineos Bio [33]	US/ GB	organische Abfälle und Reststoffe	Ethanol	90 %*
Joule [34]	US	CO ₂ , Wasser, Nährstoffe	Ethanol, Diesel	90 %*
Etamax [35]	DE	Ligningarme Bioabfälle und Algenrestbiomasse	Biomethan	73 %**
Bioliq [36]	DE	Stroh, Heu, Restholz, Energiepflanzen	BtL	95 %**
E85 Regionol [37]	DE	regionale Anbaubiomassen	Ethanol	69 %**

--- keine Daten verfügbar, *Herstellerangaben, **BLE Default Werte [38], ***Studien

Biokraftstoffe der 1. Generation stellen generell eine Möglichkeit dar, kurzfristig die Mineralölabhängigkeit zu reduzieren. Deren eingeschränktes ökologisches und soziales Nachhaltigkeitspotenzial führt allerdings zu dem Schluss, dass Einsatzmengen langfristig auf eine geringe Menge besonders nachhaltig hergestellter Kraftstoffe zu reduzieren bzw. auf andere Optionen zu verlagern sind. Die verstärkte Nutzung von Biokraftstoffen der 2. Generation nimmt den Druck von den Biokraftstoffen der 1. Generation und erhöht die Sicherheit einer nachhaltigen Versorgung mit Biokraftstoffen. Neben den genannten Vorteilen bieten Biokraftstoffe auf Reststoffbasis auch ein größeres regionales Wertschöpfungspotenzial als Biokraftstoffe der 1. Generation, da die benötigten Abfall- und Reststoffe im Sinne einer effektiven Ausnutzung des vorhandenen Potenzials auf regionaler Ebene bereitgestellt werden müssen. Die in der Recherche berücksichtigten Direct-Fuel- und Algenkraftstoffe zeigen das mögliche Entwicklungspotenzial der zukünftigen Biokraftstoffbereitstellung.

Die Recherche zu Projekten mit sozioökonomischen Effekten in Entwicklungsländern war vorrangig auf die Evaluation der Indikatoren ‚Erweiterung der Einkommensquelle‘, ‚Steigerung des Einkommens‘ und ‚Anzahl potenzieller Arbeitsplätze‘ ausgerichtet. Die Ergebnisse der Recherche (Übersicht siehe Tabelle 3) zeigten einen schwer auswertbaren Datenbestand bezüglich der genannten Indikatoren. Einerseits spricht dies gegen deren praktische Anwendung, andererseits können bereits mit den vorhandenen Daten Aussagen zur Wirksamkeit einzelner Projekte hinsichtlich der sozioökonomischen Leistungsfähigkeit getroffen werden. In vielen Projekten spiegeln sich bereits in der landwirtschaftlichen Umsetzung Probleme wieder, die besonders im Zusammenhang mit Jatropha auf Faktoren wie ungeeignetes Saatgut, besondere klimatische Anforderungen der Pflanze sowie auf unzureichende Erfahrungen und Anbaukenntnisse zurückzuführen sind. In Projekten, in denen ein mehr oder weniger erfolgreicher Anbau etabliert werden konnte (Gota Verde [39] und Promoting Sustainable Jatropha Farming in Kwale District [45]), auch bedingt durch die Wahl anderer Anbaubiomassen, konnte eine rege Beteiligung der ansässigen Bevölkerung erzielt werden. Demnach bestehen auch gute Chancen bei langfristiger Umsetzung, den Anforderungen an die Verbesserung der sozioökonomischen Situation gerecht zu werden. Vom Aufbau einer industriellen Biokraftstoffproduktion zur Befriedigung der Nachfrage nach Biokraftstoffen in den Industrieländern kann nur ein geringfügiges sozioökonomisches Entwicklungspotenzial erwartet werden. Die mit einer Exportstrategie in Verbindung stehenden industriellen Produktionsverfahren setzen eine weitaus höhere Abhängigkeit von wenigen großen Konzernen bezüglich erforderlicher Technik und Saatgut voraus, als dies bei einer Produktion zur Befriedigung der nationalen Nachfrage nötig wäre. Des Weiteren müssen große Landmengen von wenigen Firmen in Anspruch genommen werden, was aufgrund unzureichend geregelter Landrechte in Kombination mit langjährigen Nutzungsansprüchen zu potenziellen Konflikten mit der ansässigen Bevölkerung führen kann. Dies entspricht im Prinzip eher einer Ressourcennutzung als den Prinzipien der Entwicklungshilfe. Mit der Etablierung industrieller, exportorientierter Strategien entwickelt sich die soziale Nachhaltigkeit der Biokraftstoffproduktion weiter zu Ungunsten der „kleinbäuerlichen“ Produktion mit einer



breitenwirksamen Verbesserung der sozioökonomischen Situation in den entsprechenden Entwicklungs- und Schwellenländern. Gerade beim Aufbau exportorientierter Strukturen in Entwicklungs- und Schwellenländern wurden im Zusammenhang mit der Biomassezertifizierung nach 2009/30/EG verschiedene Hemmnisse identifiziert, die weiterer Forschung bedürfen. Dies bezieht sich im Speziellen auf den Zugang von Kleinbauern zu Zertifizierungssystemen und negative indirekte soziale Effekte des industriellen Biomasseanbaus im Zusammenhang mit Landrechten und Landverfügbarkeit. Die Chance der Biokraftstoffproduktion liegt dementsprechend vorrangig in der Reduktion der nationalen Biokraftstoffnachfrage auf „kleinbäuerlicher“ Ebene, insofern diese mit der Nahrungsmittelversorgung vereinbar ist bzw. überhaupt über ein entsprechendes Umsetzungspotenzial verfügt. Dies betrifft zum einen die Verfügbarkeit und Eignung von Flächen sowie eine an die klimatisch/landwirtschaftlichen Bedingungen angepasste Strategieentwicklung (Auswahl der Pflanzen, Ausbildung der Landwirte usw.).

Tabelle 3: Kurzdarstellung von Biokraftstoffprojekten in Entwicklungsländern, die Elemente einer nachhaltigen Biokraftstoffproduktion beinhalten, THG-Einsparungen beziehen sich auf die fossile Referenz nach 2009/28/EG

Projekt/ Projekträger	Land	Rohstoff	Produzierte Menge	Kraftstoff	THG- Einsparung
Gota Verde [39]	Honduras	Jatropha/ Rizinus	---	Pflanzenöl	47 %**
Aquafinca Saint Peter Fish [40]	Honduras	Fisch- abfälle	6000 l/d	Biodiesel	83 %*
Biharamulo Project [41]	Tansania	Croton Nuss	Geplante Raffinerie mit einer Kapazität von 103 Mio. l/a	Biodiesel/ Pflanzenöl	≥ 47 %**
Energy Africa Limited (Energy Africa Kenya) [42]	Kenia	Jatropha	---	Pflanzenöl	47 %**
D1 Oils plc [43]	Madagaskar	Jatropha	---	Biodiesel/ Pflanzenöl	35 %/ 47 %**
Hende Mozambique Project [44]	Mosambik	Jatropha/ Kokos- nuss	---	Biodiesel	≥ 35 %**
Promoting Sustainable Jatropha Farming in Kwale District/ GEF SGP [45]	Kenia	Jatropha	---	Pflanzenöl	47 %**
Development of Renewable Energy for Self-Reliance/ GEF SGP [46]	Thailand	Pflanzenöl/ Altspeise- öle	---	Biodiesel	47 %**/ 83 %*
Capacity Building in der Wertschöpfungskette Biodiesel/ GTZ [11]	Indien	Jatropha/ Pongamia	---	Biodiesel	47 %**

--- keine Daten verfügbar, *BLE Default Werte [38], **DBFZ, interne Daten

Auch in Entwicklungsländern können Biokraftstoffe der 2. Generation mit nur geringem technischem Aufwand einen Versorgungsbeitrag leisten. Dies bezieht sich in erster Linie auf die Verwertung von Altvetten und Altölen. Im Falle von Ölen wie z.B. Fischöl aus der Fischereiwirtschaft sollte allerdings vor der Verwendung zur Biokraftstoffproduktion auf andere Verwertungsoptionen wie z.B. die Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln Rücksicht genommen werden. Die Koexistenz verschiedener Verwertungsoptionen nebeneinander ist dabei denkbar. Synthetische Kraftstoffe (z.B. BtL) und weitere technikintensive Biokraftstoffe der 2. Generation (z.B. Celluloseethanol) stellen dagegen derzeit keine Option für Entwicklungsländer dar.

Priorisierung der Technologieentwicklung

Die Nachhaltigkeit von Kraftstoffen aus Rest- und Abfallstoffen ist erwiesen, daher wird im Folgenden auf mögliche Herstellungsverfahren von Biokraftstoffen eingegangen. Es ist allerdings ist darauf hinzuweisen, dass Abfall- bzw. Reststoffe nur in solchen Mengen für die Produktion von Biokraftstoffen herangezogen werden können, in denen sie nicht in Konkurrenz zu einer stofflichen oder energetischen Verwertung mit einem höheren Klimaschutzpotenzial stehen. Ein Beispiel hierfür wäre Stroh, welches zum Erhalt der organischen Substanz im Boden und Schutz der Bodenstruktur (§3 Direktzahlungen-Verpflichtungsverordnung, DirektZahlVerpflV [47]) Verwendung finden kann.



Tabelle 4: Ausgewählte Rest- und Abfallstoffe nach [49], erweitert durch eigene Daten und daraus herstellbare Biokraftstoffe. Teilweise werden Konversionstechniken berücksichtigt, die sich noch in der Entwicklung befinden bzw. einer vorherigen Konditionierung des Substrates z.B. durch Behandlung mit Enzymen, Trocknung, Silierung, Pyrolyse oder Torrefizierung bedürfen

Rest- /Abfallstoffe	Biokraftstoffe
Landwirtschaftliche Reststoffe	
Stroh	Bio-SNG ^{3,*} , Methanol ^{3,*} , Ethanol ^{2,3,*} , FT-Diesel ^{3,*} , DME ^{3,*}
Getreidespelzen	Bio-SNG ^{3,*} , Methanol ^{3,*} , Ethanol ^{2,3,*} , FT-Diesel ^{3,*} , DME ^{3,*}
Presskuchen aus Ölsaaten	Bio-SNG ^{3,*} , Methanol ^{3,*} , Ethanol ^{3,*} , FT-Diesel ^{3,5} , DME ^{3,*}
Gülle	Biomethan ¹
Pflanzliche Reststoffen (z.B. Schalen von Kokosnuss, Palmölfrüchten usw.)	Bio-SNG ^{3,*} , Methanol ^{3,*} , Ethanol ^{3,*} , FT-Diesel ^{3,*} , DME ^{3,*}
Grünabfälle	
Grasschnitt, Grünland	Biomethan ^{1,*} , Ethanol ^{2,3,*}
Heu	Bio-SNG ^{3,*} , Methanol ^{3,*} , Ethanol ^{2,3,*} , FT-Diesel ^{3,*} , DME ^{3,*} , Biomethan ¹
Holzartige Reststoffe/ Abfälle	
Altholz (AI)	Bio-SNG ³ , Methanol ³ , Ethanol ³ , FT-Diesel ³ , DME ³
Landschaftspflegeholz	Bio-SNG ³ , Methanol ³ , Ethanol ³ , FT-Diesel ³ , DME ³
Sägebrenprodukte	Bio-SNG ³ , Methanol ³ , Ethanol ³ , FT-Diesel ³ , DME ³
Waldrestholz	Bio-SNG ³ , Methanol ³ , Ethanol ³ , FT-Diesel ³ , DME ³
Sonstige Bioabfälle	
Speiseabfälle	Biomethan ¹
Reststoffe aus der Lebensmittelproduktion	Biomethan ¹ , Ethanol ^{2,*}
Biomüll (ligninarm)	Biomethan ¹
Haushaltsabfälle (biogen, trocken)	Bio-SNG ^{3,*} , Methanol ^{3,*} , Ethanol ^{2,3,*} , FT-Diesel ^{3,*} , DME ^{3,*}
Gebrauchte Speisefette	Biodiesel ⁴
Tierische Fette/ Altöle	Biodiesel ⁴
Schlachtabfälle (nur Kategorie 2 und 3 nach Verordnung (EG) Nr. 1774/2002, Kategorie 2 nur hygienisiert mit Ausnahme von Milch, Gülle und Magen- und Darminhalten insofern keine Gefahr der Verbreitung von schwer übertragbaren Krankheiten besteht)	Biomethan ¹

¹ mikrobielle Biogasproduktion; ² Vergärung & Destillation/Rektifikation; ³ Vergasung und Synthese; ⁴ Umesterung

* Konversionstechnik wird im Rahmen von FuE-Vorhaben an das Substrat angepasst bzw. muss noch an das Substrat angepasst werden

Des Weiteren ist in diesem Fall die Option der thermischen Verwertung von Stroh zu berücksichtigen, die einen höheren Wirkungsgrad als die Verwertung zu Biokraftstoff aufweist. Die Ergebnisse des Verbundvorhabens „Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe zur Bioenergiebereitstellung“ zeigen, dass 27 – 43 % der aufgewachsenen Strohmenge in Deutschland für eine nachhaltige Nutzung zur Verfügung stehen könnten. Dies entspricht einer Menge von ca. 10 – 13 Mio. t Stroh (Frischmasse) [48]. In Tabelle 4 werden einzelne Rohstoffe möglichen Biokraftstoffkonversionstechniken zugeordnet. Dabei wird der Entwicklungsstand der Konversionstechnik in Zusammenhang mit dem jeweiligen Einsatzstoff berücksichtigt. Technologien, deren Verwendung noch an den Rohstoff angepasst werden muss bzw. derzeit angepasst wird, sind entsprechend gekennzeichnet. Insbesondere werden in Tabelle 4 folgende Kraftstoffoptionen berücksichtigt:

- Biomethan,
- Synthetische Kraftstoffe und SNG,
- Biodiesel aus Altfett/ -öl,
- und Ethanol aus ligninhaltigen Reststoffen (Celluloseethanol).

Zusammengefasst kann vor dem Hintergrund einer ökologisch-sozial-nachhaltigen Biokraftstoffproduktion keine einzelne Option der Kraftstoffbereitstellung aus Rest- und Abfallstoffen als besonders prioritär bezeichnet werden, da eine Vielzahl an Verwertungsoptionen mit einer entsprechend optimalen Ausnutzung des vorhandenen Reststoffpotenzials einhergeht. Dies sollte auch das Ziel einer auf Nachhaltigkeit ausgerichteten Biokraftstoffbereitstellung sein. Natürlich ergeben sich Prioritäten aufgrund unterschiedlicher Wirtschaftlichkeit. Des Weiteren existieren Unterschiede bezüglich des Entwicklungsstandes einzelner Technologien. Bezüglich des unterschiedlichen Entwicklungsstandes der Technologien sollten FuE-Bemühungen im Biokraftstoffsektor sich vor allem auf das Erreichen der Marktreife richten. Dies bezieht sich insbesondere auf:

- die den verschiedenen Synthesen zur Herstellung von Kraftstoffen (z.B. FT-Diesel, Bio-SNG, DME) vorgeschalteten Vergasungs- bzw. Pyrolyseschritte sowie der Gas-aufbereitung und -konditionierung,
- die Weiterentwicklung von Technologien zur Aufbereitung von Einsatzstoffen für eine optimierte Herstellung synthetischer Kraftstoffe, z.B. Torrefizierung und hydrothermale Karbonisierung,
- die Optimierung von Enzymen zur Herstellung von Celluloseethanol und die Optimierung des Enzymeinsatzes im großtechnischen Prozess sowie weiterer Optimierung/Entwicklung von technischen Verfahren zum Celluloseaufschluss (z.B. Steam Explosion)
- die Optimierung der Biomethanaufbereitung
- sowie auf die Optimierung des Biogasprozesses als Grundlage der Biomethanbereitstellung

Die Verfügbarkeit einer breiten Palette von Reststoffkonversionstechnologien ermöglicht eine flexible und gezielte Nutzung des gesamten Reststoffpotenzials, welches aufgrund seiner eher geringen Verfügbarkeit einerseits, der guten Nachhaltigkeit andererseits, genau einer solchen Strategie bedarf.

Literatur

- [1] Fischer, G. u. a.: *Biofuels and Food Security a study – OFID Study prepared by the IIASA*; OFID, Wien, 2009.
- [2] Cornelissen, S.; Dehue, B.: *Summary of approaches to accounting for indirect impacts of biofuel production*; Ecofys, 2009.
- [3] Majer, S. u. a.: *DBFZ, Daten auf Basis des BMU Vorhabens zur Definition besonders förderungswürdiger Biokraftstoffe*; DBFZ, unveröffentlicht, 2009.
- [4] Hoogwijk, M.M.: *On the global and regional potential of renewable energy sources*; PhD Thesis, Universität Utrecht, Utrecht, 2004.
- [5] Bai, Z.G. u. a.: *Global Assessment of Land Degradation and Improvement 1. Identification by remote sensing*; GLADA Report, ISRIC, Wageningen, 2008.
- [6] Campbell, E.J. u. a.: The global potential of bioenergy on abandoned agricultural land; *Environmental Science and Technology*, Bd. 15 (2008), Nr. 42, S. 5791–5794, (doi:10.1021/es800052w).
- [7] Field, C.B.; Campbell, E.J.; Lobell, D.B.: Biomass energy: the scale of the potential resource; *Trends in Ecology and Evolution*, Bd. (2007), Nr. 23, S. 65-72.
- [8] Balooni, K.; Singh, K.: Financing of wasteland afforestation in India; *Natural Resources Forum*, Bd. 27 (2003), S. 235-246.
- [9] FACT Foundation (Fuels from Agriculture in Communal Technology), (Hrsg.): *The Jatropha Handbook*; FACT, Eindhoven, 2010, (ISBN: 978-90-815219-1-8).
- [10] Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH: *Jatropha Reality Check*; GTZ, Eschborn, 2009.
- [11] Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ): *Biofuels Development in Drylands – Panacea or Empty Promise ? COP 8 UNCCD, Madrid 5th and 6th of September 2007*; GTZ, Eschborn, 2008.
- [12] Zeddies, J.: *Rohstoffverfügbarkeit für die Produktion von Biokraftstoffen in Deutschland und in der EU-25*; Universität Hohenheim, Hohenheim, 2006.
- [13] Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Zugegriffen am 18.09.2012 auf <http://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/anbau/anbauflache-fur-nachwachsende-rohstoffe-2012-grafik.html>).
- [14] Reichert, T.: *Sozialstandards in der Weltwirtschaft*; GTZ, Eschborn, 2002, (<http://www.gtz.de/de/dokumente/de-tz-sozialstandards.pdf>).
- [15] Kretzschmar, J.; Schütte, A.K.; Irrgang, J.: *Ergebnisbericht des Workshops zu Aspekten der sozialen Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen*; DBFZ & FG UPSY, 2011, (<http://www.energetischebiomassenutzung.de/de/downloads/workshops.html>).
- [16] Demirbas, A.: Political, economic and environmental impacts of biofuels: A review; *Applied Energy*, Bd. 86 (2009), S. 108-S117, (doi:10.1016/j.apenergy.2009.04.036).
- [17] Selfa, T. u. a.: Biofuels Bonanza?: Exploring community perceptions of the promises and perils of biofuels production; *Biomass and Bioenergy*, Bd. (2010), , (doi:10.1016/j.biombioe.2010.09.008).
- [18] van der Horst, D.; Vermeylen, S.: Spatial scale and social impacts of biofuel production; *Biomass and Bioenergy*, Bd. (2010), , (doi:10.1016/j.biombioe.2010.11.029).
- [19] Breuer, T.; Holm-Müller, K.: Abschätzung der Wertschöpfungspotenziale im ländlichen Raum durch Biokraftstoffe am Beispiel Nordrhein-Westfalens; *Agrarwirtschaft*, Bd. 56 (2007), Nr. 5/6, S. 272-279.
- [20] ENERKEM Home; (Zugegriffen 10.2.2011 auf: <http://enerkem.com/en/home.html>)
- [21] VERBIO Vereinigte BioEnergie AG – Home; (Zugegriffen 12.3.2010 auf: <http://www.verbio.de/desktopdefault.aspx>).
- [22] Rettenmaier, N. u. a.: *Treibhausgasbilanzen für VERBIO Ethnanol gemäß Biomasse-Nachhaltigkeitsverordnung (BioNachV)*; Endbericht, ifeu, Heidelberg, 2008.
- [23] SEKAB Biofuels & Chemicals AB: Bioethanol as fuel; (Zugegriffen 15.3.2010 auf: <http://www.sekab.com/default.asp?id=1887&refid=1977>).

- [24] Anders Fredriksson, SEKAB: About sustainable ethanol; (Zugegriffen 15.3.2010 auf: <http://www.sustainableethanolinitiative.com/default.asp?id=1062>).
- [25] Neste Oil: Sustainable palm oil – Neste Oil Com; (Zugegriffen 17.3.2010 auf: <http://www.nesteoil.com/default.asp?path=1,41,11991,12243,12328,11944>).
- [26] Neste Oil: *Change is a state of mind – Annual Report 2009*; Neste Oil Corporation, 2010
- [27] St1 – Biofuels | Waste to ethanol; (Zugegriffen 19.4.2010 auf: <http://www.st1.eu/index.php?id=2874>).
- [28] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Biogaspartner: Kiflegg-Rahmhaus; (Zugegriffen 1.12.2010 auf: <http://www.biogaspartner.de/index.php?id=12249>).
- [29] CleanTech Biofuels; (Zugegriffen 2.3.2010 auf: <http://www.cleantechbiofuels.net/>).
- [30] MagneGas Corporation | www.MagneGas.com; (Zugegriffen 3.3.2010 auf: <http://www.magne-gas.com/>).
- [31] Seamibiotic – Home; (Zugegriffen 12.5.2010 auf: <http://www.seamibiotic.com/>).
- [32] National Institute for Water and Atmospheric Research: NIWA – Bio-oil from wastewater algae; (Zugegriffen 10.5.2010 auf: <http://www.niwa.co.nz/our-science/freshwater/research-projects/all/biofuel-from-wastewater-algae#null>).
- [33] Welcome to INEOS Bio – Ineos Bio – clean biofuel; (Zugegriffen 4.3.2010 auf: http://www.ineosbio.com/57-Welcome_to_INEOS_Bio.htm).
- [34] Spagnoli, F.: Joule Biotechnologies | Solving the energy crisis with affordable, renewable clean fuel; (Zugegriffen 4.3.2010 auf: <http://joulebio.com/>).
- [35] Fraunhofer Institut für Grenzflächen und Bioverfahrenstechnik: *Jahresbericht 09/10*; Fraunhofer IGB, Stuttgart, 2010.
- [36] Hippler, H.; Umbach, E.: Bioliq – Forschungszentrum Karlsruhe; (Zugegriffen 10.5.2010 auf: <http://iwrwww1.fzk.de/bioliq/index.html>).
- [37] E85 Regionol; (Zugegriffen 4.6.2010 auf: <http://www.regionol.de/>).
- [38] Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE): *Leitfaden nachhaltige Biomasseherstellung*; BLE, Bonn, 2010.
- [39] Biofuel local production and use in Honduras | www.gotaverde.org; (Zugegriffen 4.3.2010 auf: http://gotaverde.org/en_new_portal/).
- [40] Piccolo, T.: *Framework Analysis of fishwaste to biodiesel production – Aquafinca – Case Study*; Aquatic Biofuels, 2009, (<http://aquaticbiofuel.com/category/fish-waste/>).
- [41] World Institute for Leadership and Management in Africa (WILMA): *The Biharamulo Project*; WILMA, 2006, (wilma.us/toolkit/AB-brochure-English.pdf).
- [42] Energy Africa Kenya; (Zugegriffen 8.3.2010 auf: <http://www.energy-africa.com/index.html>)
- [43] Üllenberg, A.: *Jatropha in Madagaskar*; Sachstandsbericht, GTZ Madagaskar, 2008.
- [44] Hende Wayela: The Hende Mozambique Project (Home Page); (Zugegriffen 2.3.2010 auf: <http://www.hendewayela.com/documents/home.html>).
- [45] GEF Small Grants Programme – Project Kenya Kwale District; (Zugegriffen 20.4.2010 auf: http://sgp.undp.org/web/projects/12489/promoting_sustainable_jatropha_farming_in_kwale_district.html).
- [46] GEF Small Grants Programme – Project Thailand; (Zugegriffen 25.11.2010 auf: http://sgp.undp.org/web/projects/10297/development_of_renewable_energy_for_self_reliance.html).
- [47] *Verordnung über die Grundsätze der Erhaltung landwirtschaftlicher Flächen in einem guten landwirtschaftlichen und ökologischen Zustand (Direktzahlungen- Verpflichtungenverordnung – DirektZahlVerpflV)*; 2004.
- [48] Zeller, V. u. a.: *Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe zur Bioenergiebereitstellung*; Deutsches BiomasseForschungszentrum gGmbH (DBFZ), Leipzig, 2011, Bd. 2, Schriftenreihe des BMU Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“.
- [49] Kern, M. u. a.: *Aufwand und Nutzen einer optimierten Bioabfallverwertung hinsichtlich Energieeffizienz, Klima- und Ressourcenschutz*; Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2010

Gekoppelte Erzeugung von stofflichen und energetischen Produkten in der Bioraffinerie

Vorhaben: BioCouple – Kopplung der stofflich/energetischen Nutzung von Biomasse Analyse und Bewertung der Konzepte und deren Einbindung in bestehende Bereitstellungs- und Nutzungsszenarien

FKZ-Nr: 03KB006

Laufzeit: 01.05.2009 – 31.12.2010

Zuwendungssumme: 211.500 €

Koordination:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Kontakt:

Karin Arnold – Projektkoordinatorin
Tel.: +49 (0)202-2492-286
E-Mail: karin.arnold@wupperinst.org

Projektteam: Thomas Targiel, Christoph Zeiss

Projektpartner:

Öko-Institut e.V. – Institut für angewandte Ökologie,
Büro Darmstadt
Projektteam: Uwe Fritsche, Katja Hünecke,
Kirsten Wiegmann, Klaus Hennenberg, Lothar Rausch

Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und
Ergietechnik UMSICHT
Projektteam: Daniel Maga, Volker Knappertsbusch,
Dr. Hartmut Pflaum



Karin Arnold:

Nachhaltige Biomasse ist vielseitig einsetzbar, aber nur begrenzt verfügbar. Den starken Nutzungskonkurrenzen sowohl innerhalb der energetischen als auch zur stofflichen Nutzung kann die Bioraffinerie begegnen, indem sie beide Märkte bedient. Dabei gibt es nicht „die eine“ Bioraffinerie, sondern eine Vielzahl von Konzepten zur gekoppelten Erzeugung von stofflichen und energetischen Produkten, die eigene spezifische Vor- und Nachteile haben und für sich bewertet und weiterentwickelt werden müssen.

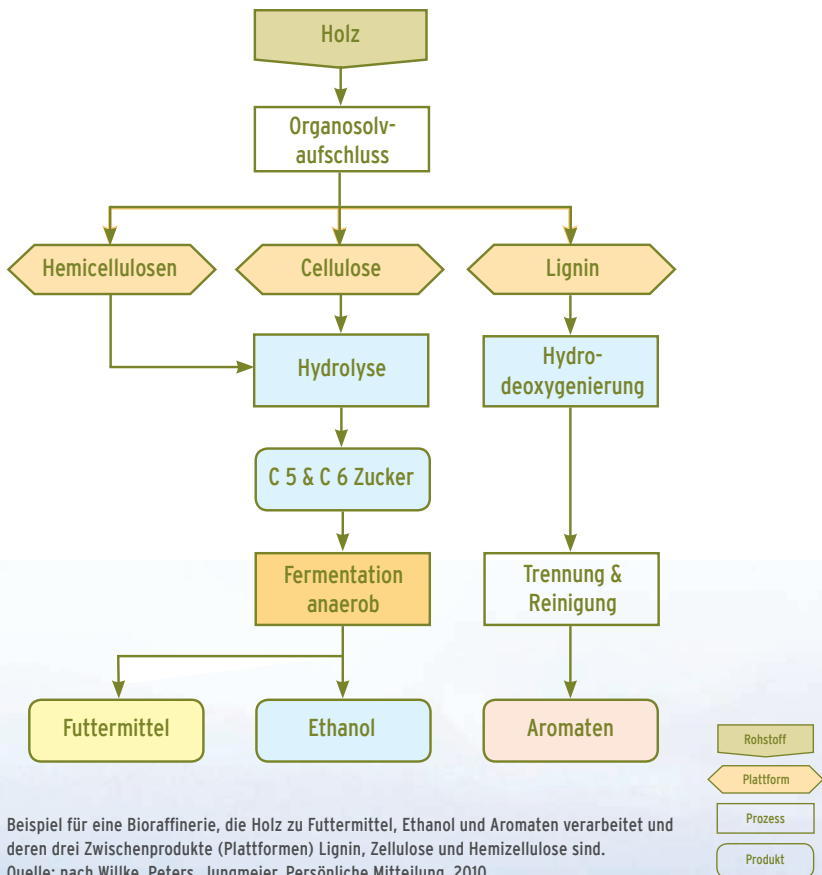
Mehr als Energie

Die integrierte Nutzung von Biomasse

Biomasse ist vielseitig einsetzbar: Sowohl als Energieträger zur Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung, als auch als bisher einzige Quelle für erneuerbaren Kohlenstoff für industrielle Anwendungen. Die starke Nutzungskonkurrenz bei gleichzeitiger Begrenzung nachhaltig verfügbarer Ressourcen verlangt Entscheidungen darüber, welche Technologien und Nutzungspfade bevorzugt verfolgt werden sollten. Ausschlaggebend hierbei ist vor allem, wie effizient die Technologien sind, welche Umweltauswirkungen die einzelnen Nutzungspfade haben und ob die jeweiligen Biomasseströme nachhaltig verfügbar und beherrschbar sind. Dabei reicht es allerdings nicht aus, nur einzelne Nutzungspfade zur Bereitstellung von Bioenergie zu betrachten, zu vergleichen und zu optimieren. Vielmehr sollten energetische und stoffliche Nutzungen von Biomasse integriert betrachtet und der Bioenergiesektor eng mit den unterschiedlichen Sektoren für stoffliche Produkte verknüpft werden, da bei dem einen wie dem anderen nutzbare Nebenprodukte anfallen oder Nachnutzungen möglich sind. Das Konzept der Bioraffinerie verfolgt genau diesen Ansatz: die Bereitstellung von sowohl Energie in Form von Strom, Wärme oder Kraftstoffen als auch so unterschiedlichen stofflichen Produkte wie Dämmstoffen, Chemikalien und Düngemitteln. Ziel des Verbundprojektes BioCouple war es, zu prüfen, inwieweit das Konzept der Bioraffinerie geeignet ist, diese verschiedenen Produkte in effizienter Weise gekoppelt herzustellen, welche klima- und energiepolitischen Auswirkungen der verstärkte Ausbau der Bioraffinerien hätte und wie sich die Anlagen optimal in vorhandene Energiesysteme integrieren lassen. Hierauf aufbauend hat BioCouple eine Teilstrategie für die weitere Entwicklung von Bioraffinerien erarbeitet.

Was sind Bioraffinerien?

Eine Bioraffinerie ist mehr als eine herkömmliche Anlage zur Umwandlung von Biomasse in Energie. Der Definition der Internationalen Energieagentur zufolge ist unter einer Bioraffinerie eine Anlage zu verstehen, die Biomasse mit Hilfe nachhaltiger Prozesse in mehrere vermarktbarere Produkte (sowohl stoffliche als auch energetische) umwandelt. Als Biomasse können hierbei Energiepflanzen (z.B. Öl- oder Stärkepflanzen), Holz sowie Reststoffe (z.B. Erntereste) zum Einsatz kommen. Darüber hinaus werden derzeit Mikroalgen als Ausgangsstoff für Bioraffinerien erforscht. Zu den Bioraffinerie-Produkten zählen sowohl Endprodukte wie Futtermittel, Treibstoffe und Chemikalien als auch Zwischenprodukte wie Lignin und Zellulose, die noch weiteren Verarbeitungsschritten unterzogen werden müssen. Theoretisch gibt es fast unendlich viele Produkte, die eine Bioraffinerie herstellen kann. Auch die Verarbeitungsprozesse der Anlagen sind sehr vielfältig und reichen von der Vorbehandlung der Biomasse, über biotechnologische, biochemische und thermochemische Verfahren bis hin zur physikalisch-chemischen Weiterverarbeitung. Die Anlagen unterscheiden sich also durch die eingesetzten Rohstoffe, die hergestellten Produkte, die Anzahl und Bezeichnung ihrer Zwischenprodukte und durch die eingesetzten Prozesse voneinander bzw. können so generisch voneinander abgegrenzt werden. „Die“ Bioraffinerie gibt es nicht, sondern ganz verschiedene Bioraffinerie-Konzepte, von denen im Projekt fünf generische Typen betrachtet wurden.



Beispiel für eine Bioraffinerie, die Holz zu Futtermittel, Ethanol und Aromaten verarbeitet und deren drei Zwischenprodukte (Plattformen) Lignin, Zellulose und Hemizellulose sind.
 Quelle: nach Willke, Peters, Jungmeier. Persönliche Mitteilung, 2010



Aus Gras Kunststoffe machen

Bioraffineriekonzepte in Forschung und Praxis

Bioraffinerien, die auf der Basis von stärkehaltigem Getreide wie Weizen und ölhaltigen Pflanzen wie Raps Biodiesel und Bioethanol herstellen, sind heute bereits Stand der Technik und weit verbreitet. Ebenfalls bereits kommerziell betrieben wird die Bioraffinerie der Firma Biowert im hessischen Brensbach, die aus Gras Dämmstoffe, faserverstärkte Kunststoffe, Düngemittel sowie Strom produziert. Zwischenprodukte sind hier organische Säfte und Presskuchen. Darüber hinaus befindet sich eine ganze Reihe unterschiedlicher Bioraffinerie-Konzepte in der Entwicklung, z.B. die Bioraffinerie des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), die Biokraftstoffe und Chemikalien aus Stroh oder Holz herstellt (bioliq®). Zwar sind die einzelnen Verfahren wie etwa der Aufschluss von Lignozellulose und Hemizellulose bereits Stand der Technik, kommerzielle Bioraffinerien existieren aber noch nicht. Die Technologien befinden sich im Demonstrationstadium.

Auch Papierfabriken können durch einen entsprechenden Umbau zu Bioraffinerien werden, wenn zusätzlich zum Papier auch Strom, Wärme oder Treibstoffe produziert werden. Als zusätzliches Produkt erzeugt zum Beispiel die Zellstoff Stendal GmbH noch Tallöl und Terpentin, dies allerdings in so geringem Umfang, dass die Aktivitäten nicht marktrelevant sind.

Konzepte für Bioraffinerien: Fünf aussichtsreiche Vertreter

Um eine Strategie für die Integration von Bioraffinerien in das deutsche Energiesystem zu entwickeln, wurden im Rahmen des Projektes solche Anlagenkonzepte analysiert, deren Ausgangsstoffe einerseits in Deutschland bezogen werden können und für deren Produkte es andererseits relevante Märkte gibt. Eine weitere Voraussetzung war, dass die entsprechenden Technologien kurz- bis mittelfristig (bis 2020) verfügbar sind. Um die Bandbreite der Bioraffineriesysteme abzubilden, wurden folgende fünf generische Konzepte untersucht:

	Ausgangsstoff	Zwischenprodukte	Energetische Endprodukte	Stoffliche Endprodukte
Typ I	Stärkehaltiges Getreide	Stärke	Bioethanol	Tierfutter
Typ II	Ölhaltige Pflanzensamen	Öl	Biodiesel (RME)	Tierfutter, Glycerin
Typ III	Typ IIIa: Restholz Typ IIIb: Holz aus Kurzumtriebsplantagen	Synthesegas	Synthetische Biokraftstoffe (BtL), Strom	Naphtha
Typ IV	Stroh	Hemizellulose, Zellulose, Lignin	Bioethanol	Chemikalien (Phenole)
Typ V	Gras	Organische Säfte, Presskuchen	Strom	Dämmstoffe, faserverstärkte Kunststoffe, Düngemittel

Typ I, II und V haben bereits unter Beweis gestellt, dass sie technologisch machbar sind. Während Typ I und II seit vielen Jahren in Deutschland kommerziell genutzt werden, hat Typ V erst 2010 Marktreife erreicht. Dagegen befinden sich die Technologien zur Produktion von BtL (Typ III) und Verwertung von Lignozellulose für die Ethanolherstellung (Typ IV) noch in der Demonstrationsphase. Bis auf Typ V steht bei allen Anlagenkonzepten die energetische Nutzung der Biomasse im Vordergrund.

Das Projekt BioCouple hat alle fünf Anlagen detailliert anhand ihrer Klassifikationsschemata beschrieben sowie die technischen und Kostendaten dargestellt. Da nur generische Typen betrachtet wurden, werden sich Anlagen in der Praxis hiervon unterscheiden.

Die Tabelle gibt einen Überblick über die wichtigsten technischen und ökonomischen Kenndaten der fünf untersuchten Bioraffinerie-Typen. Aufgeführt werden die Daten für das Jahr 2020, also für den Zeitpunkt, ab dem mit Bioraffinerie-Typ IV auch der letzte der betrachteten Typen Marktreife erlangt. Die kursiv gesetzten Daten bilden für ausgewählte Parameter den Ausblick für das Jahr 2030 ab. So kann etwa bei allen Anlagen mit einer Verbesserung der Effizienz in Bezug auf das Hauptprodukt gerechnet werden.

Typ-Nr.			I	II	III	IV	V
Input / Output	Biomasse Input		Stärke, Zucker Weizen	Ölfrucht Raps	Lignozellulose KUP	Getreide-Stroh	Grünschnitt Grassilage, Speisereste & Gülle
	Energ. Hauptprodukte		EtOH	FAME	BtL	EtOH	Elektrizität
	Stoffl. Hauptprodukte		DDGS	Glycerin	Naphta	Lignin	Dämmmaterial
Technische Kenndaten	Energiegehalt Input	MWh/a	1.112.020	3.924.319	3.885.000	1.739.965	49.928
		t/a	236.600	576.635	1.080.000	438.278	45.000*
	Energiegehalt Output	MWh/a	677.380	2.472.248	1.714.167	750.000	10.300
	Leistung Input	MW	139	491	518	232	6,2
	Leistung Output	MW	85	309	229	100	1,3
	Effizienz Hauptprodukt 2020 / 2030	%	61 / 65	63 / 67	44 / 50	43 / 50	21 / 23
	Typ. Auslastung	h/a	8.000	8.000	7.500	7.500	8.000
	Lebensdauer	a	20	20	20	15	20
Ökonomische Kenndaten	Invest (spez.) 2020 / 2030	€/kWout	775 / 750	165 / 155	4.102 / 2.500	4.272 / 3.000	7.767 / 5.000
	Invest 2030	2020 / Mio €	66 / 64	96 / 96	938 / 1.250	427 / 375	10 / 7
	Fixkosten	€/a	3.847.309	7.940.848	31.626.870	20.655.651	625.000
	Fixkosten (pro Leistung Output)	€/kW*a	45	26	139	207	485
	Anzahl Angestellte		21 / 20	77 / 77	70 / 60	50 / 50	4 / 4
	Variabel o. Haupt-Input	€/MWh	5	22	15	21	158

* 20.000 t Grassilage + 15.000 t Speisereste + 10.000 m3 Gülle

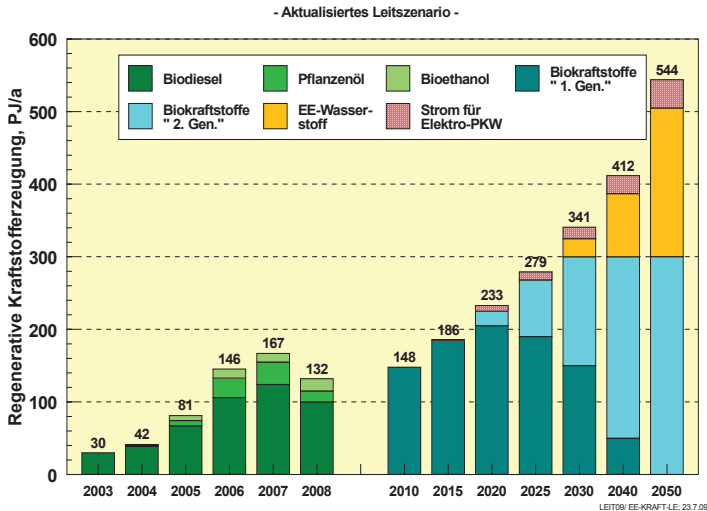
Einbindung von Bioraffinerien in das Energie- und Stoffsystem der Zukunft

Bioraffinerien sind ein zukunftsweisendes Konzept und müssen in einer mittel- bis langfristigen Perspektive betrachtet werden. Um sie vor dem Hintergrund der sich ebenfalls weiter entwickelnden „konventionellen“ Technologien zu bewerten, ist die Szenario-Technik ein geeignetes Instrument, bei dem die Rahmenbedingungen des Energiesystems einerseits und der entsprechenden „stofflichen Systeme“ andererseits betrachtet werden. Auf Basis der Untersuchung der entsprechenden fossil-basierten Referenzanlagen können auch die ökonomischen und ökologischen Effekte der Bioraffinerie-Konzepte bewertet werden.

Szenario für ein Energiesystem der Zukunft:

Als Rahmen der Analyse zur Einbindung und Bewertung von Bioraffinerien im Zeitverlauf wurde das „Leitszenario 2009“ des Bundesumweltministeriums herangezogen („Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung“). Dieses Szenario stellt dar, wie das derzeitige Energiesystem umgebaut werden müsste, wenn die Treibhausgasemissionen Deutschlands bis zum Jahr 2050 um 80 bis 90 Prozent (gegenüber 1990) reduziert werden sollen. Hierfür müssen nicht nur die erneuerbaren Energien ausgebaut, sondern auch der Energieverbrauch insgesamt reduziert werden. Für BioCouple ist vor allem die Entwicklung des Treibstoffeinsatzes (als energetisches Hauptprodukt der Bioraffinerien) von Bedeutung. So geht das „Leitszenario 2009“ etwa davon aus, dass der Treibstoffverbrauch im Verkehrssektor erheblich sinken muss, zum Beispiel für Benzin laut Szenario von 250.000 Gigawattstunden im Jahr 2010 auf nur noch 105.000 Gigawattstunden im Jahr 2030. Zwar werden ab 2030 auch Wasserstoff und Strom als Energiequellen im Verkehrssektor wichtiger. Bis zu diesem Zeitpunkt aber spielen die gängigen Biokraftstoffe für die Emissionsreduzierung noch die tragende Rolle. Bis 2020 sind hier die Biokraftstoffe der ersten Generation dominierend, werden dann jedoch in der folgenden Dekade zunehmend von den Biokraftstoffen der zweiten Generation und regenerativem Strom abgelöst. Anders als das „Leitszenario 2009“ geht das Projekt BioCouple davon aus, dass ab 2030 sämtliche in Deutschland eingesetzten Biokraftstoffe der ersten Generation importiert werden, weil sie in anderen Teilen der Welt günstiger produziert werden können. Das heißt, dass Bioraffinerien, die Kraftstoffe der ersten Generation als energetisches Produkt herstellen, bis 2030 schrittweise aus dem deutschen Anlagenmix verschwinden.





Beitrag der erneuerbaren Energien zur Deckung des Kraftstoffverbrauchs (inkl. regenerativen Stroms für Elektromobilität). Quelle: Nitsch, Joachim; et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009. Berlin 2009, S. 59.

Szenario für ein „Stoffsystem“ der Zukunft:

Im Gegensatz zum Energiesystem gibt es keine Projektionen für ein Stoffsystem der Zukunft, sondern nur Angaben zu einzelnen stofflichen Produkten. Deren Entwicklung ist im Wesentlichen von der Nachfrage auf den entsprechenden Märkten abhängig. Hierfür haben die jeweiligen Fachverbände Prognosen bereitgestellt. Etwa wird bei Dämmstoffen als Produkt von Bi Raffinerie-Typ V im Zuge der zunehmend verfolgten energetischen Sanierung von einer bis 2020 steigenden, dann bis 2030 konstanten Nachfrage ausgegangen. Dagegen ist bei Phenol, dessen biogenes Pendant das von Typ III produzierte Naphtha ist, mit einer konstant bleibenden Nachfrage zu rechnen.

Wechselwirkungen etwa zwischen der Produktion und der Nachfrage von verschiedenen Materialien, wie sie aus der Energiesystemanalyse bekannt und untersucht sind, können aufgrund des bislang fehlenden Stoffsystems aber nicht berücksichtigt werden.

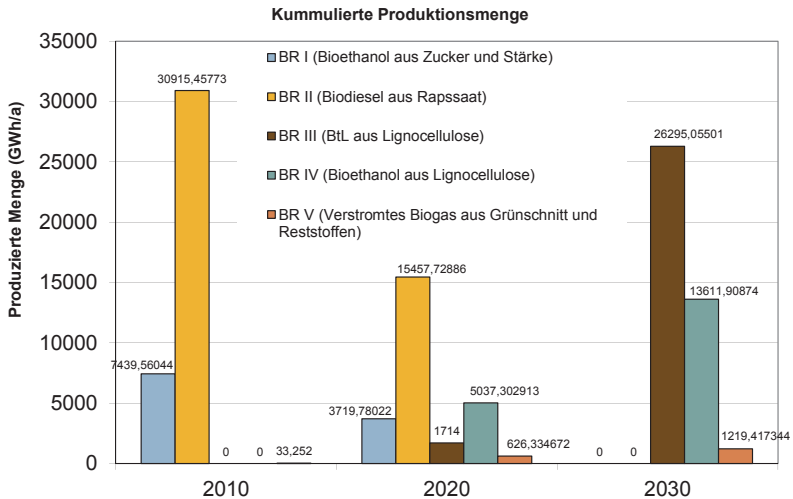
Dynamische Entwicklung der Bioraffinerien bis 2030

Ebenso wie sich das Energiesystem und die Stoffsysteme dynamisch entwickeln, tun dies auch die Technologien der fünf betrachteten Bioraffinerie-Typen. Die künftige Anlagenzahl der Bioraffinerien sowie ihre Produktionsmenge ist davon abhängig, wann die jeweilige Technologie die Marktreife (Zeitpunkt des kommerziellen Markteintritts) erlangt (hat), und wie sich im weiteren Verlauf ihr Marktanteil entwickelt. Dies wurde anhand der Projektion der Anlagenzahlen und der resultierenden Produktmengen abgeschätzt. Während Bioraffinerien zur Produktion von Ethanol und Biodiesel sich seit Jahren erfolgreich am Markt behaupten (Typ I und II), ist der Biomethan produzierende Bioraffinerie-Typ (Typ V) erst seit 2010 am Markt. Der Zeitpunkt für den kommerziellen Markteintritt der beiden Technologien, die sich derzeit noch im Demonstrationsstadium befinden, kann auf Grundlage der Entwicklungszeiten vergleichbarer, bereits marktreifer Technologien prognostiziert werden: Die kommerzielle Produktion von BtL (Typ III) wird nicht vor dem Jahr 2014, die kommerzielle Herstellung von Ethanol der zweiten Generation (Typ IV) gegen Ende der Dekade erwartet. Das Projekt BioCouple legt im Rahmen seiner strategischen Überlegungen zur Entwicklung der Bioraffinerien auch im Einzelnen dar, welcher technische Optimierungsbedarf derzeit bei den Anlagen-Typen noch besteht, insbesondere welche technischen Herausforderungen noch gemeistert werden müssen, bis auch Typ III und IV Marktreife erreichen.

Ebenso lassen sich auch die Wachstumskurven der Bioraffinerie-Typen auf Grundlage der Entwicklung vergleichbarer, bereits am Markt befindlicher Technologien prognostizieren. Ausgehend von den Biokraftstoffmengen (insbesondere der zweiten Generation), die im „Leitszenario 2009“ für das Jahr 2030 gesetzt wurden, lassen sich die erzeugten Mengen für 2020 linear zurückrechnen. Vereinfachend wird hierbei davon ausgegangen, dass die gesetzten Mengen BtL sowie Bioethanol der zweiten Generation vollständig durch Bioraffinerien hergestellt werden.

Bioraffinerie-Typ	Energetisches Hauptprodukt	Konversions-technik	Stand der Entwicklung	Markteintritt	Wachstum
I	Ethanol	Fermentation	kommerziell	2005	1,0 GWh/a
II	Biodiesel	Veresterung	kommerziell	2000	2,4 GWh/a
III	BtL	Vergasung und FT-Synthese	Demonstration	> 2014	1,8 GWh/a
IV	Ethanol, 2. Generation	Enzymatischer Aufschluss	Demonstration	2020	0,7 GWh/a
V	Biomethan	Pressung/ Fermentation	kommerziell	2010	1,8 GWh/a

Ausgehend vom Zeitpunkt des Markteintritts und der ermittelten Wachstumskurven lassen sich in Verbindung mit der anfänglichen Anlagengröße einer Bioraffinerie damit auch die Gesamtzahl der Anlagen und die künftigen Produktionsmengen prognostizieren.



Kummulierte Produktionsmenge der Biorefinerien bis 2030. Quelle: Eigene Berechnungen.

Wie oben dargestellt, geht das Projekt BioCouple davon aus, dass die Biorefinerietypen I und II bis 2030 schrittweise vom Markt gehen, d.h. kein Biodiesel und Bioethanol der ersten Generation mehr in Deutschland hergestellt wird. Dagegen werden sich Biorefinerien, die BtL und Bioethanol der zweiten Generation herstellen, zunehmend durchsetzen und schließlich im Jahr 2030 wesentlich die Landschaft der Biorefinerien bestimmen. Da bei diesen beiden Typen von der Entwicklung sehr großer Anlagen ausgegangen werden kann, bleibt die Anzahl dieser Biorefinerien mit 15 (Typ IIIa: 5; Typ IIIb: 10) beziehungsweise 14 (Typ IV) Anlagen jedoch überschaubar. Auch die Menge in Biorefinerien produzierten Biomethans wird wachsen; insgesamt bleibt ihr Beitrag am Energieverbrauch aber gering. Im Gegensatz zu den Biorefinerietypen III und IV ist hier, bei geringeren Anlagenkapazitäten, mit 63 Anlagen im Jahr 2030 mit einer sehr viel größeren Anlagenzahl zu rechnen.



Produkte brauchen Märkte

Absetzbarkeit der Bi Raffinerie-Produkte

Energetische Produkte:

Bi Raffinerien können in der Regel nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn sie sowohl ihre Haupt- als auch die Nebenprodukte absetzen können. Da der Anteil der Biokraftstoffe aus Bi Raffinerien auch bei einem sinkenden Verbrauch (fossiler) Kraftstoffe gering bleibt, können die Kraftstoffmärkte diese Produkte der Bi Raffinerien aber problemlos aufnehmen. Bioethanol aus den Bi Raffinerien etwa wird auch 2030 nur einen Anteil von 13 Prozent am Benzinverbrauch haben. Bei BTL als Dieselerersatz ist mit einem Marktanteil von 9,5 Prozent am Dieselabsatz zu rechnen, bei Biomethan aus Bi Raffinerien sind es sogar nur 0,2 Prozent am Erdgasbedarf Deutschlands.

Stoffliche Produkte:

Auch die stofflichen Produkte der betrachteten Bi Raffinerien können im Wesentlichen abgesetzt werden, da die Mengen so gering sind, dass sie die bestehenden Märkte aller Wahrscheinlichkeit nach nicht beeinflussen. Lediglich die begrenzte Absatzfähigkeit von Lignin könnte die Entwicklung des Bi Raffinerie-Typs IV hemmen. Lignin soll fossil-basiertes Phenol ersetzen. Den Prognosen zufolge decken die entsprechenden Bi Raffinerien schon die Hälfte des erwarteten Bedarfs an Phenol, im Jahr 2030 übersteigt die Lignin-Produktion die Nachfrage schon um ein Drittel. Da nicht mit einer steigenden Nachfrage nach Lignin gerechnet werden kann, müssten die Anlagenkapazitäten entsprechend an diesen Markt angepasst und beschränkt werden. Der Marktanteil von Bioethanol würde dann 2030 nur noch 9,7 statt 13 Prozent betragen. Zu beachten ist jedoch, dass die Wirtschaftlichkeit der Bi Raffinerien von Typ IV stark vom Lignin-Markt abhängig ist. Alternativ könnte nach neuen Absatzmärkten für Lignin gesucht werden. Eine machbare Möglichkeit besteht darin, das Lignin ersatzweise für Holz als Ausgangsstoff für Bi Raffinerien vom Typ III einzusetzen. Es ist also durchaus angebracht, die verschiedenen Bi Raffinerien nicht als Konkurrenten, sondern als Ergänzung zueinander zu betrachten.



Entlastung für die Umwelt

Bioraffinerien im Vergleich mit ihrer „fossilen Konkurrenz“

Vor dem Hintergrund des Klimawandels interessiert vor allem die Fragen, in welchem Umfang Bioraffinerien den Ausstoß von Treibhausgasemissionen verringern können, sowie welchen nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauch sie aufweisen. Zu fragen ist auch, wie ihre Bilanz an Luftschadstoffemissionen aussieht. Da Bioraffinerien der Definition nach (Vgl. S. 58) sowohl Energie als auch stoffliche Produkte herstellen, müssen sie auf der einen Seite mit Anlagen zur Produktion von Strom und Kraftstoffen auf fossiler Grundlage, auf der anderen Seite mit den herkömmlichen Produktionsanlagen für die stofflichen Produkte verglichen werden. Hierfür wurden im Rahmen einer Stoffstromanalyse die Bruttobilanzen der Bioraffinerien den Bruttobilanzen der fossil-basierten Anlagen gegenübergestellt, in die Inputs sowohl für die Hauptprodukte als auch sämtliche Nebenprodukte einfließen. Die Stoffstromanalyse berücksichtigt jeweils die gesamte Produktionskette einschließlich der Vorketten. Um eine Vergleichbarkeit der fossilen Referenzsysteme herzustellen, wurden hier die Werte der energetischen Systeme und die der stofflichen Systeme summiert. Der Vergleich wird also für den Fall durchgeführt, dass die jeweiligen fossilen Referenzsysteme die gleichen Produkte wie der entsprechende Bioraffinerie-Typ herstellen. Die folgende Übersicht stellt die relativen Einspareffekte der fünf Bioraffinerien-Typen gegenüber ihren jeweiligen fossilen Referenzsystemen für das Jahr 2020 dar. Untereinander sind die Bioraffinerie-Typen jedoch nicht vergleichbar, weil sie unterschiedliche Ausgangsstoffe einsetzen und ihr Nutzen je verschieden ist. Die Bioraffinerien sind nicht als Konkurrenten zueinander zu sehen. Zu beachten ist außerdem, dass die Emissions- und Preisdaten, die für die stofflichen Referenzsysteme für den Vergleich zugrunde gelegt wurden, nur erste Näherungswerte darstellen, da hier noch erheblicher Forschungsbedarf besteht.

Spezifische Bilanz Bioraffinerien versus Referenzsysteme im Jahr 2020

Parameter	Typ I	Typ II	Typ IIIa	Typ IIIb	Typ IV	Typ V
g CO ₂ -Äquivalent/Megajoule	-46 %	-56 %	-95 %	-86 %	-98 %	-44 %
g CO ₂ /Megajoule	-62 %	-77 %	-96 %	-91 %	-98 %	-43 %
g Schwefeldioxid-Äquivalent/Megajoule	-15 %	-4 %	-95 %	-95 %	-92 %	-38 %
g Schwefeldioxid/Megajoule	-58 %	-69 %	-87 %	-65 %	-98 %	-59 %
g Stickoxide/Megajoule	-26 %	-77 %	-96 %	-88 %	-89 %	-14 %
g Feinstaub/Megajoule	-27 %	26 %	-53 %	46 %	-84 %	9 %
Megajoule nichterneuerbare Primärenergie/Megajoule	-53 %	-72 %	-96 %	-92 %	-97 %	-38 %
EURO-Cent2010/Megajoule	-55 %	-22 %	-15 %	23 %	-38 %	226 %

Wie die ermittelten Werte zeigen, entlasten die Bioraffinerien die Umwelt hinsichtlich fast aller Umwelteffekte, zu großen Teilen sogar ganz erheblich. Bei den Umweltdaten liegen lediglich die Feinstaubemissionen für die Bioraffinerie-Typen II, IIIb und V um 26 Prozent, 46 Prozent beziehungsweise um 9 Prozent über den Werten für deren fossile Referenzsysteme.

Bei dem Vergleich der Bioraffinerien mit ihrer „fossilen Konkurrenz“ wurden auch die Bereitstellungskosten für die jeweiligen Produkte einbezogen. Hierbei schneiden Typ IIIb und Typ V schlechter ab als ihre „fossile Konkurrenz“, Typ V sogar erheblich. Dies liegt vor allem daran, dass der unterstellte Preis des Referenzprodukts gegenüber dem Koppelprodukt im Vergleich zur realen Marktsituation einer bestehenden Anlage unterbewertet wird, da die ökonomische Optimierung aus Betreibersicht eine höhere Wertschöpfung durch die stofflichen Produkte erlaubt.

Langfristig (2030) kann man davon ausgehen, dass die Bioraffinerie-Anlagen weiter optimiert werden. Hierdurch vergrößern sich die Einspareffekte gegenüber den fossilen Referenzsystemen.

Parameter	Typ I	Typ II	Typ IIIa	Typ IIIb	Typ IV	Typ V
g CO ₂ -Äquivalent/Megajoule	-48 %	-64 %	-96 %	-88 %	-100 %	-50 %
g CO ₂ /Megajoule	-63 %	-82 %	-96 %	-92 %	-100 %	-49 %
g Schwefeldioxid-Äquivalent/Megajoule	-19 %	-18 %	-96 %	-76 %	-83 %	-43 %
g Schwefeldioxid/Megajoule	-60 %	-76 %	-89 %	-71 %	-64 %	-66 %
g Stickoxide/Megajoule	-32 %	-81 %	-97 %	-90 %	-93 %	-17 %
g Feinstaub/Megajoule	-32 %	11 %	-98 %	-92 %	-88 %	-11 %
Megajoule nichterneuerbare Primärenergie/Megajoule	-55 %	-78 %	-97 %	-93 %	-100 %	-41 %
EURO-Cent2010/Megajoule	-61 %	-29 %	-42 %	1 %	-61 %	183 %

Bis auf die Feinstaubemissionen von Typ II weisen die Bioraffinerien langfristig bei allen Umweltdaten bessere Werte als die fossilen Systeme auf. Hinsichtlich der Bereitstellungskosten kann man davon ausgehen, dass Typ IIIb mit seinem fossilen Referenzsystem im Jahr 2030 gleichauf liegt. Typ V wird zwar langfristig günstiger werden, die Bereitstellungskosten liegen jedoch noch immer weiter über denen des Referenzsystems.

Geht man davon aus, dass das ermittelte Marktpotenzial (Vgl. S. 64) tatsächlich auch realisiert werden kann, können die Bioraffinerien langfristig zur Entlastung des Klimas und der Umwelt beitragen. Weil die durch die Bioraffinerie-Typen I und II hergestellten Kraftstoffe die steigenden Reduktionsanforderungen für Treibhausgase nach 2020 nicht mehr werden erfüllen können, werden Typ I und II langfristig in Deutschland nicht mehr vertreten sein.

Die hierdurch frei werdenden Weizen- und Rapssaatflächen könnten für den Anbau von Gras und für Kurzumtriebsplantagen genutzt werden, so dass Typ IIIb und V ein größeres Flächenpotenzial zur Verfügung steht. Für diesen Fall würden Bioraffinerien in Deutschland insgesamt 14 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent einsparen und die prognostizierten Treibhausgasemissionen des Energiesektors im Jahr 2030 (vgl. BMU-Leitszenario 2009) um weitere 3 Prozent reduzieren. Das ist zwar isoliert betrachtet nicht sehr viel, jedoch sind die hierfür notwendigen Mehrkosten sehr gering. Zusätzlich zu den Treibhausgasemissionen könnte außerdem die Menge an Feinstäuben (minus 9.500 Tonnen im Jahr 2030) und solchen Luftschadstoffen reduziert werden, die zu einer Versauerung von Böden und Gewässern führen (minus 30.200 Tonnen Schwefeldioxid-Äquivalent im Jahr 2030). Im Zuge der zunehmenden Dekarbonisierung der Wirtschaft sind Bioraffinerien darüber hinaus auch strategisch wichtig, da sie die Dekarbonisierung nicht nur im Energiesektor, sondern auch im Bereich der stofflichen Nutzung voranbringen und, bei hoher Effizienz, einen Beitrag zur Verminderung von Nutzungskonkurrenzen leisten.

Lessons learned

Was Bioraffinerien erfolgreich macht

Durch die ausführliche Auseinandersetzung mit den fünf betrachteten Bioraffinerie-Typen und durch intensive Gespräche mit verschiedenen Stakeholdern hat das Projekt BioCouple zentrale Erfolgsbedingungen für Bioraffinerien abgeleitet, die im Rahmen einer strategischen Entwicklung der Bioraffinerien in Deutschland beachtet werden sollten. Da es neben den fünf betrachteten Bioraffinerie-Typen zahlreiche weitere Verfahren mit je eigenen Besonderheiten und Herausforderungen gibt, müssen die ermittelten Erfolgsfaktoren nicht zwangsläufig für alle Konzepte gleichermaßen gelten. Folgende Grundvoraussetzungen sollten aber ganz allgemein immer gegeben sein:

- **Technologische Machbarkeit:** Bei den betrachteten fünf Typen ist diese Voraussetzung für Typ I, II und V gegeben, die bereits am Markt sind. Die Herstellung von BtL (Typ III) und die Verarbeitung von Lignozellulose zu Ethanol (Typ IV) müssen dagegen noch weiter entwickelt werden.
- **Nachhaltigkeit:** Um Bioraffinerien zu einem nachhaltigen Konzept zu gestalten, ist die effiziente und nachhaltige Bereitstellung und Nutzung der Ausgangsstoffe entscheidend. Umweltauswirkungen und Ressourcenverbrauch sollten so gering wie möglich ausfallen. Empfehlenswert ist hier vor allem die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen sowie – wie bei den sogenannten Energiepflanzen der zweiten Generation – Pflanzen, die auch auf wenig produktiven Flächen gute Erträge bringen. Zudem sollten möglichst alle Bestandteile der Ausgangsstoffe – entweder energetisch oder stofflich – genutzt werden (Ganzpflanzennutzung). Um die Einhaltung von Nachhaltigkeitsstandards zu garantieren, sollte die eingesetzte Biomasse zusätzlich entsprechend zertifiziert werden.
- **Verfügbarkeit der Ausgangsstoffe:** Damit eine Bioraffinerie über ihre gesamte Lebensdauer von 15 bis 20 Jahren hinweg wirtschaftlich betrieben kann, müssen die eingesetzten Ausgangsstoffe langfristig in ausreichender Menge und zu betriebs-

Für den Vergleich der Treibhausgasemissionen wurden auf Seiten der Bioraffinerien Emissionen aus Landnutzungsänderungen nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass die eingesetzten Ausgangsstoffe Weizen (Typ I), Rapssaat (Typ II) sowie Grasschnitt (Typ V) auf bestehenden Acker- beziehungsweise Grünlandflächen angebaut werden und sich die Kohlenstoffbilanz der Böden hierdurch nicht verändert. Bei Bioraffinerie-Typ III wurden zwei Untertypen unterschieden: Typ IIIa setzt Waldrestholz und sogenanntes Schwachholz (z.B. Stämme mit zu geringem Durchmesser für die Sägeindustrie) ein, Typ IIIb Holz aus Kurzumtriebsplantagen. Auch hier wird davon ausgegangen, dass diese Plantagen auf freien Ackerflächen und ehemals intensiv genutzten Grünlandflächen entstehen. Für Waldrestholz (IIIa), Reststroh (Typ IV) und Gülle (Typ V) fallen keine zusätzlichen Emissionen an, da es sich hierbei um Abfallstoffe handelt. Im Gegensatz zum „Leitszenario 2009“ das ausschließlich auf das Treibhausgas Kohlendioxid fokussiert, betrachtet das Projekt BioCouple eine Summe verschiedener Treibhausgase, da Gase wie Methan und Lachgas für den Klimawandel ebenfalls eine entscheidende Rolle spielen.

wirtschaftlich tragbaren Preisen beschafft werden können. In enger Verbindung mit der Wahl eines geeigneten Standorts (siehe nachfolgenden Erfolgsfaktor) sollte die Versorgung mit Biomasse so gut wie möglich in vorhandene Infrastrukturen eingebunden und an die jeweilige Anlagengröße angepasst werden. Bioraffinerien zur Herstellung von Biomethan etwa sollten die erforderlichen Mengen an Grasschnitt und Gülle aus geringer Entfernung beziehen und dezentral geplant werden (Typ V). Nur wenn die Rohstoffe regional verfügbar sind, ist der Betrieb dieser Anlagen wirtschaftlich. Dagegen lässt sich Holz aufgrund der höheren Energiedichte auch über weite Distanzen noch wirtschaftlich bereitstellen. Bioraffinerie-Anlagen zur Produktion von BtL (Typ III) können deshalb größer dimensioniert werden. Generell sollten insbesondere bei sehr großen Biomasse-mengen die Nachhaltigkeit der Bereitstellung und die Effekte für die regionale Wertschöpfung kritisch geprüft werden (siehe vorigen Punkt).

- **Geeigneter Standort:** Ein weiterer entscheidender Erfolgsfaktor ist die Wahl eines geeigneten Standortes. Hierfür spielt zum einen der Zugang zu der erforderlichen Biomasse eine wichtige Rolle. Wird die Biomasse etwa wie bei Typ III über große Entfernungen transportiert, kann eine Hafenanbindung von Vorteil sein. Darüber hinaus kann – abhängig von der Technologie – für den Standort einer Bioraffinerie auch eine Anbindung an bestehende Anlagen und Industrieparks sinnvoll sein, weil die Bioraffinerien Industrieabwärme nutzen oder selbst Wärmeabnehmer finden, Hilfs- und Betriebsmittel (wie Wasserstoff) beziehen und vorhandene Infrastrukturen (Straßen, Schienen, Betriebsgebäude) in Anspruch nehmen können.
- **Marktfähigkeit aller Produkte:** Wie die bisherigen Erfahrungen zeigen, hängt der Erfolg einer Bioraffinerie maßgeblich davon ab, dass nicht nur ihr Hauptprodukt, sondern auch alle Nebenprodukte vermarktet werden können. Ob dies gelingt, ist auch von der Entwicklung der jeweiligen Märkte abhängig. Während zum Beispiel die Vermarktung von Strom unter den gegenwärtigen Bedingungen (Stand Juni 2011) des durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz geförderten Strommarktes unproblematisch ist, hängt der Absatz von Wärme davon ab, ob es gelingt, einen



stabilen Wärmeabnehmer zu finden. Dies ist vor allem für die Wirtschaftlichkeit der dezentralen Anlagen vom Typ V entscheidend. Der Absatz von Biokraftstoffen hängt stark von den Rahmenbedingungen ab. Der Verkauf von Reinkraftstoffen ist durch den Wegfall von Steuerbegünstigungen erheblich geschrumpft. Insgesamt erschweren Nachhaltigkeitsanforderungen und die damit zusammenhängenden Zertifizierungspflichten sowie Schadstoffgrenzwerten den Absatz von Biokraftstoffen, so dass der in den Bioraffinerie-Typen I und II produzierte Biodiesel beziehungsweise Ethanol ab 2030 in Deutschland nicht mehr absetzbar sein wird.

Hinsichtlich der Absatzfähigkeit der stofflichen Produkte lassen sich kaum einheitliche Aussagen treffen. Ein wichtiges Merkmal dieser Märkte ist, dass sie – im Gegensatz beispielsweise zum Strommarkt – ungeschützt sind, so dass die Bioraffinerie-Produkte bislang allein über den Preis mit ihren fossilen Pendanten konkurrieren müssen. Hier wird es vor allem darauf ankommen, stoffliche Produkte mit neuen Eigenschaften, zum Beispiel speziellen Nano-Oberflächen, herzustellen. Je mehr es insgesamt gelingt, mit den produzierten stofflichen Produkten höherwertige Materialien zu ersetzen, desto wirtschaftlicher können die Bioraffinerien arbeiten. Ganz grundlegend müssen die Betreiber von Bioraffinerien berücksichtigen, ob sich die stofflichen Produkte auch langfristig absetzen lassen und wie sich ihr Preis vor dem Hintergrund schrumpfender oder wachsender Absatzmärkte entwickeln wird.



Noch viele offene Fragen

Forschungsfeld Bioraffinerie

Alle hier betrachteten Anlagen-Typen können weiter optimiert werden. Vor allem Typ III und IV bedürfen intensiver industrienaher, anwendungsbezogener Forschung, um die Marktreife zu erreichen. Um auf Seite der stofflichen Produkte größtmögliche Wertschöpfungseffekte zu erzielen, sollte zudem erforscht werden, welchen zusätzlichen Mehrwert innovative Bioraffinerie-Produkte gegenüber ihren „fossilen Konkurrenten“ generieren könnten. So könnten etwa biobasierte Abdeckplanen in der Landwirtschaft von Vorteil sein.

Die Bandbreite möglicher Ausgangsstoffe für Bioraffinerien sollte intensiv analysiert werden, um herauszufinden, in welchem Umfang auch die organische Syntheseleistung von Pflanzen gezielt genutzt werden kann, d.h. in welchem Umfang die Arbeit der Bioraffinerien um einer höheren Effizienz willen in den Pflanzen selbst stattfinden kann.

Auch hinsichtlich der politischen Rahmenbedingungen gibt es Forschungsbedarf. So sollte vor allem die Frage geklärt werden, inwieweit nicht nur im Energiesystem, sondern auch bei den stofflichen Systemen politische Vorgaben für eine stärkere Nutzung erneuerbarer Ressourcen gemacht werden sollten. Beziehungsweise sollte analysiert werden, inwieweit die sowohl energetische als auch stoffliche Nutzung gegenüber der rein energetischen Nutzung von Biomasse gefördert werden könnte – z.B. über eine Ausweitung der Emissionshandels auch auf stoffliche Produkte. Ganz generell sollten in Ergänzung zu den Szenarien im Energiesektor (wie etwa das Leitszenario 2009) entsprechende Szenarien auch für die stofflichen Systeme erarbeitet werden. Denn erst vor dem Hintergrund solcher Szenarien lässt sich messen, welchen Beitrag die Bioraffinerie-Produkte zu einer nachhaltigeren Ausgestaltung des Stoffsystems leisten können. Schließlich müssen auch Strategien zur bestmöglichen Einbindung der Bioraffinerien in die bestehende Energie- und Industrielandschaft entwickelt werden. Weitere offene Fragen betreffen die Nutzbarkeit und Auswirkungen von Algen als Ausgangsstoff für Bioraffinerien sowie die Auswirkungen der Grünlandnutzung für Energiepflanzen auf die Treibhausgasbilanz sowie Biodiversität.



Einsatz von biogenen Rest- und Abfallstoffen in der Schnellpyrolyse zur Kraftstoffbereitstellung

FKZ-Nr: 03KB010

Laufzeit: 01.05.2009 – 31.07.2012

Zuwendungssumme: 760.000 €

Koordination:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
www.dbfz.de

Projektpartner:

KIT – Karlsruher Institut für Technologie,
IKFT – Institut für Katalysatorforschung und -technologie

Kontakt:

Dr.-Ing. Franziska Müller-Langer – Projektleiterin
Telefon: +49 (0)341-2434-423
E-Mail: franziska.mueller-langer@dbfz.de

Michael Kröger – Projektkoordinator
Tel.: +49 (0)341-2434-432
E-Mail: michael.kroeger@dbfz.de

Nicole Tröger (KIT)
Tel.: +49 (0)721-608-24290
E-Mail: nicole.troeger@kit.edu



Michael Kröger: *Die Verfügbarkeit und damit der Preis von Biomasse spielt bei der energetischen Nutzung eine große Rolle. Die Konzentration auf einen Einsatzstoff führt langfristig zu starken Abhängigkeiten. Dem muss über eine Einsatzstoffdiversifizierung entgegengewirkt werden. Dafür ist es wichtig, Verfahren zu untersuchen, die mit verschiedensten und vor allem ungenutzten Stoffen zurechtkommen.*



Was ist Pyrolyse?

Unter Pyrolyse versteht man die thermische Zersetzung eines Stoffes unter Ausschluss von Sauerstoff, welche zur Bildung von Gas, Kondensat und Koks führt. Die Schnellpyrolyse erhöht die Flüssigkeitsausbeute bei Temperaturen von etwa 500 Grad Celsius aufgrund einer kurzen Verweilzeit (etwa eine Sekunde) durch schnelles Abkühlen und Kondensieren der produzierten Dämpfe. Die Flüssigkeitsausbeuten variieren zwischen 40 bis 70 Ma%, die Koksausbeuten zwischen 15 bis 40 Ma%. Der Rest besteht aus nicht kondensierbaren Gasen.

Um biogene Kraft- und Brennstoffe bereitzustellen, haben das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) und das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) die Nutzung von biogenen Rest- und Abfallstoffen untersucht. Die Forscher analysierten im Rahmen des BMU-Vorhabens „Einsatz von biogenen Rest- und Abfallstoffen in thermo-chemischen Anlagen zur Kraft- und Brennstoffbereitstellung“ einerseits die Auswahl möglicher Einsatzstoffe, wie Altholz, Rinde, Ölsaatenstroh und Treibholz. Andererseits erforschten sie deren Verwendung in der Schnellpyrolyse bis zur weiterführenden energetischen Nutzung zur Anwendung einer Kraft-Wärme-Kopplung. Künftig sollen diese Stoffe, die bislang nicht in der Schnellpyrolyse eingesetzt werden, zur Einsatzstoffdiversifizierung neuer thermo-chemischer Anlagen beitragen.

Um die Nutzung in einem dezentralen Ansatz zu prüfen, verwendeten die Wissenschaftler Methoden, die der energetischen Nutzung der Pyrolyseprodukte in einem kleintechnischen Maßstab entsprechen. Darüber hinaus erarbeiteten die Forscher eine Recherchemöglichkeit für die Ergebnisse der Schnellpyrolyse-Versuche verschiedener Biomassen.



Engpässen vorbeugen

Mit zahlreichen Verfahrens- und Technologieansätzen soll die Herstellung von Kraft- und Brennstoffen aus Biomasse gefördert und garantiert werden. Vielen dieser Ansätze liegen thermo-chemische Verfahren zugrunde. Diese funktionieren mit einem Rohstoff, um durch die optimale Anpassung der Betriebsparameter einen reibungslosen Anlagenbetrieb mit hoher jährlicher Auslastung zu gewährleisten.

Mit zunehmender Anlagengröße und damit höheren Investitionsaufwendungen ergibt sich durch die Bindung an nur einen Einsatzstoff jedoch ein erhöhtes Risiko bei Verfügbarkeitsengpässen und Preisschwankungen, die sich aufgrund der steigenden Nachfrage verstärken. Für eine sichere Versorgung ist es daher wichtig, das Spektrum der Einsatzstoffe diversifizierter anzulegen. Durch Verknappung und Konkurrenz, die sich aus der mehrfachen Nutzung von Biomassen wie Holz ergeben, geraten bis jetzt ungenutzte biogene Stoffe wie Stroh, Produktionsrückstände und Abfälle in den Fokus von Wissenschaft und Industrie. Organische Rest- und Abfallstoffe biogenen Ursprungs sind zwar teilweise heterogen und weisen zum Teil hohe Feuchtigkeitsgehalte auf, für Kraft- und Brennstoffe bieten sie jedoch aufgrund ihrer Aufkommensstärke und ihrer ökologischen Vorteile ein großes, nicht zu vernachlässigendes Potenzial.

Zu Beginn analysierten die Forscher das Potenzial biogener Reststoffe in Deutschland, die bisher kaum oder gar nicht anderweitig genutzt wurden. Ziel ist es, die Nutzungskonkurrenz um den Rohstoff Biomasse zu mindern. Im Anschluss diskutieren die Wissenschaftler die Ergebnisse der Schnellpyrolyseversuche sowie die Nutzung des hergestellten Bio-Öls für die Kraft-Wärme-Kopplung und die Kraftstoffproduktion. Dabei fließen auch die Ergebnisse der ökonomischen und ökologischen Analyse, deren Bewertung sowie die begleitende Datenerfassung ein.

Auswahl der Einsatzstoffe nach Potenzialanalyse

Bei der Untersuchung der technischen Rohstoffpotenziale wurden Biomassefraktionen erfasst, die bislang noch nicht für die Pyrolyse eingesetzt wurden. Zu den Ausschlusskriterien für die Pyrolyseeignung zählten eine zu hohe Rohstofffeuchte bei Anlieferung (z.B. bei Gülle mit etwa 93 % Wassergehalt), der Aschegehalt des Substrates, der Grundenergiegehalt des Energieträgers sowie seine Energiedichte. Zudem mussten die Rohstoffe in solch ausreichenden Mengen vorhanden sein, dass sich trotz Nutzungskonkurrenzen eine Aufbereitung lohnt. Die Wissenschaftler betrachteten auch Biomassen, deren landesweites Potenzial zwar relativ gering ist, welche jedoch regionsspezifisch in größeren Mengen anfallen (z.B. Treibholz/Treibsel) und somit bei einem dezentralen Ansatz ausreichend Einsatzstoff bieten würden.

Ausgehend davon wählten die Forscher holzartige Materialien wie Rinde und Abfälle aus der Holzindustrie (Kategorie A2 deutsche Altholzverordnung) sowie Sonnenblumenstroh, Rapsstroh, Maisstroh und Heu aus Ernterückständen. Sie untersuchten außerdem Treibholz vom Rhein, Treibsel von der Ostsee und Abfälle aus der Mahlung von Getreide.

Schnellpyrolyse der Einsatzstoffe

Die ausgewählten Biomassen wurden gesammelt und thermochemisch in einem Doppelschneckenmischreaktor umgewandelt. Abbildung 1 zeigt ein Schema der Schnellpyrolyseanlage. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, hielten die Wissenschaftler die Versuchsbedingungen – Wärmeträgeraustrittstemperatur, Drehzahl der Doppelschnecken, Biomassezufuhr von 10 kg/h, Kühltemperaturen der Kondensatoren – während der Versuche konstant.

Parameter zur Charakterisierung der biogenen Rest- und Abfallstoffe sind der Wassergehalt, Art und Menge an Verunreinigungen und das Verhalten bei Zerkleinerung. Sie dienen als Auswahlkriterien für den Einsatz in der Schnellpyrolyse und die notwendigen Vorbehandlungsschritte. Um einen effizienten Betrieb der Anlage zu gewährleisten und höherwertige Produkte zu erzeugen, sollte der Wassergehalt der Biomasse weniger als 15 Ma% betragen.

Weiterhin war die Asche und deren Zusammensetzung ein limitierender Faktor. Hohe Aschegehalte, insbesondere Kalium, erhöhen die Koks- und Gasausbeuten und senken den Ertrag an Bio-Öl, dem im Projekt gewünschten Produkt. Altholz hat einen relativ hohen Gehalt an Schwermetallen. Aufgrund deren Flüchtigkeit können sich diese in verschiedenen Produkten anreichern oder im Leitungssystem ablagern. Wegen der Art der Produktabscheidung in den Versuchen konnten keine Aussagen über den Verbleib von Spurenelementen inklusive der Schwermetalle getroffen werden. Stals et al. (2010) berichtet über Pyrolyseöl, welches bei 623 und 723 K hergestellt wurde und keine beträchtlichen Gehalte an Schwermetallen enthielt.

Abbildung 2 zeigt die Verschiedenartigkeit von Biomassen aufgrund unterschiedlicher Pflanzenteile und Fremdstoffe wie Schaumstoffe oder Plastik- und Metallteile im Altholz. Diese Fremdstoffe müssen vor der Pyrolyse entfernt werden, um Risiken wie Blockaden in der Anlage zu vermeiden.

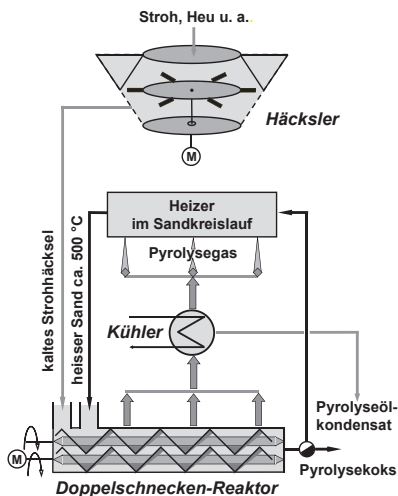


Abbildung 1: Schnellpyrolyse am KIT



Abbildung 2: Biomassen: Rinde (a), Altholz A2 (b), Sonnenblumenstroh (c)

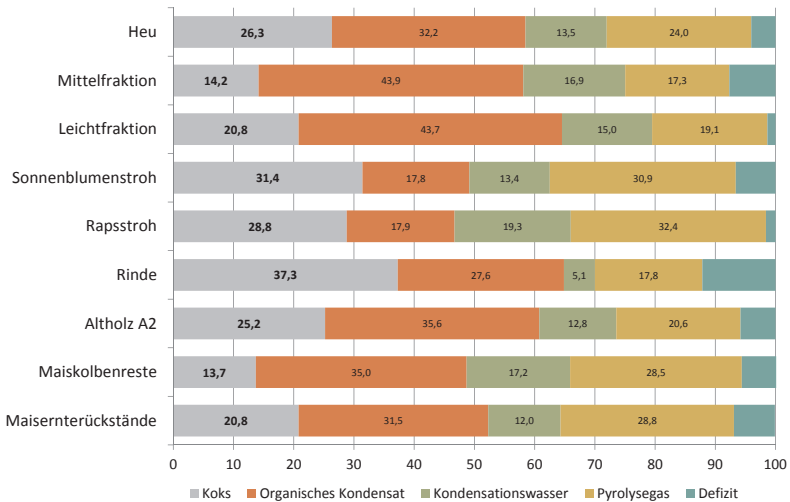


Abbildung 3: Produkte aus der Pyrolyse der Demonstrationsanlage

In Abbildung 3 sind die Ausbeuten der Schnellpyrolyseprodukte dargestellt. Die Produkte Koks, organisches Kondensat, Reaktionswasser und Pyrolysegas wurden auf wasser- und aschefreie Biomasse bezogen. Verunreinigte Biomasse wie Treibsel von der Ostsee und nasse Reststoffe (Wassergehalt 50 bis 85 Ma%) wie Birtreber, Rübenblätter und Treibholz aus dem Rhein müssen mit größerem Aufwand gereinigt und getrocknet werden und wurden deshalb nicht in der Pyrolyseanlage im Demonstrationsmaßstab eingesetzt, sondern nur in einer kleineren Wirbelschichtanlage auf ihre Möglichkeiten untersucht.

Das Diagramm zeigt, dass die Ausbeuten an Koks, organischem Kondensat, Reaktionswasser und Pyrolysegas vom Einsatzstoff abhängig sind. Großen Einfluss haben der Gehalt und die Zusammensetzung der Asche. Des Weiteren spielt die Lignocellulose-Zusammensetzung der einzelnen Biomassen eine Rolle. Den höchsten Energiedeckungsgrad des organischen Kondensats (ERR, vergl. Gleichung 1) erreichte die Getreide-Mittelfraktion (51,3) und die Getreide-Leichtfraktion (47,2) sowie Altholz (44,1) und Heu (38,3). Danach folgen Maisstroh (35,0), Rinde (31,8), Rapsstroh (26,9) und Sonnenblumenstroh (20,7).

$$ERR = \frac{\text{Masse}(PP) \cdot \text{HHV}(PP)}{\text{Masse}(BM) \cdot \text{HHV}(BM)} \cdot 100 \%$$

- ERR – Energy Recovery Rate
- HHV – Brennwert
- PP – Pyrolyseprodukt
- BM – Biomasse

Gleichung 1

Teile der Maiskolbenreste wurden wegen ihrer Härte und Würfelform nicht komplett pyrolysiert und blockierten das Becherwerk des Wärmeträgers. Mit einer anderen Zerkleinerungstechnik könnte ein größeres Länge-zu-Breite-Verhältnis geschafft werden, um die Partikel binnen Sekunden thermochemisch umzuwandeln. Die Schnellpyrolyse von Getreide-Leichtfraktion, Heu und Maisstroh führte zu Verstopfungen der Rohrleitungen. Das

Tabelle 1: Überblick Schnellpyrolyse der im Projekt verwendeten Fraktionen

	1 - Holzartige Biomasse		2 - Halmgutartige Biomasse			
	Wald-/ Industrierestholz		Stroh			Halmgüter/ Landschaftspflege
	Rinde	Abfälle der Holzindustrie	Rapsstroh	Sonnen- blumen- stroh	Maisern- rückstände	Grünschnitt
Bemerkung	Große Steine	Verun- reinigungen: Schaumstoff, Metallstücke				Kein Futter > giftiges Jakobs- kreuzkraut
Einsatz Wirbelschicht		+ - Koks im Kühler				
Einsatz PDU	5mm	5mm	5mm	5mm	5mm	5mm
Vorbehandlung	Trocknung, Fremd- stoffe entfernen, Zerklei- nerung	Fremdstoffe von Kupfer bis Schaumstoff entfernen, Zerkleinerung	Zerkleinerung			
Technische Machbarkeit nach Vorbehandlung	++	++	+ mehrfach Blockade Doppel- schnecke	+ Ablagerungen auf Schnecken	+ K1 verstopft, während des Versuchs behebbar	+ Verstopfungen K1 und Übergang K1 zu K2, während Versuch behebbar
Wassergehalt ar [%]	?/19,3	10,5	10,6	12,4	9,1	10,2
Aschegehalt_{maf} 550°C	9,7	3,9	7,8	17,9	5,5	5,1
Pyrolyseöl_{maf} PDU	32,7	48,4	37,2	31,1	43,5	45,6
Fazit	+	++	+	+/-	+	+

Bewertungssystematik: ++ (sehr gut realisierbar), + (realisierbar, aber mit vor Ort lösbaren Problemen verbunden),

Problem kann durch den Einbau eines Zyklons gelöst werden, welcher Koks und Asche vor den Kondensationskolonnen von dem Bio-Öl separiert. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die eingesetzten biogenen Rest- und Abfallstoffe. Vorbehandlung, technische Machbarkeit, Wasser- und Aschegehalte der Einsatzstoffe sowie Pyrolyseertrag wurden in eine Bewertung der Stoffe für den Pyrolyseprozess einbezogen.

		3 - sonstige Biomasse						
Erntereste aus der Landwirtschaft		Gewässerpflege		Produktionsspezifische Rückstände, Nebenprodukte, Abfälle				
Maiskolbenreste	Rübenblatt	Rheintreibholz	Ostseetreibsel	Leichtfraktion	Mittelfraktion	Schwerfraktion	Biertreber	
					Entsorgung als Müll	geht an Biogasanlagen	Mischfutterindustrie	
++		++	+			- Verbackungen im Reaktor		
5+2mm				ar	ar, 5mm			
Zerkleinerung	Trocknung, Zerkleinerung	Trocknung, Zerkleinerung	Trocknung, Trennung von Sandfraktion		Verunreinigungen wie Steine entfernen		Trocknung, Zerkleinerung	
- Verstopfung Wärmeträgerkreislauf durch harte Partikel			- kein Einsatz in PDU, aber aus Erfahrung: Sand in Anlage = hoher Verschleiß Bechwerk	+ K1 verstopft, während des Versuchs behebbbar	++			
7,6	84,4	?/13,8	53,4/4,9	10,7	9,4	7,5	77,7/8,7	
1,6		10,7	30,7	8,5	2,5	1,7	5,5	
52,2				58,7	60,9			
+/-		+		++	++			

+/- grundsätzlich realisierbar, aber Probenaufbereitung/Anlagenmodifikation notwendig, - (ungeeignet für Pyrolyse).

Nutzung der Pyrolyseprodukte

Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklung und der technisch-ökonomischen Herausforderungen der Biomass-to-Liquid-Technologien ist die alternative Nutzung der Pyrolyseprodukte auch für die Kraft-Wärme-Kopplung – zum Beispiel als Industriebrennstoff in der Zementindustrie oder zur Co-Vergasung mit Kohle – denkbar. Für die Vermarktung der Pyrolysetechnik in Ländern mit günstiger Biomasse ohne Möglichkeiten zur Nutzung z.B. in einer Vergasung ist dies sogar zwingend erforderlich.

Da die Wissenschaftler den Fokus für die weitere Verwertung der Pyrolyseprodukte auf dezentrale Anwendungen der Kraft-Wärme-Kopplungen legten, konzentrierten sich die Untersuchungen auf Pyrolyseöl. Dieses wird grundsätzlich als Substitut für fossile Kraftstoffe mit selbigem verglichen. Oberflächlich ist eine Ähnlichkeit feststellbar, jedoch zeigen sich deutliche Unterschiede bei genauerer Betrachtung der physikalischen und chemischen Eigenschaften. Darüber hinaus weist Pyrolyseöl ein anderes Einspritz- und Abbrandverhalten auf und ist dadurch ohne Anpassungen für den motorischen Einsatz nicht geeignet. Die Forscher wählten nur Verfahren zur Aufbereitung des Pyrolyseöls, welche in der Praxis auch dezentral ohne erhöhten technischen Aufwand realisierbar sind. Zum Einsatz kamen Filtration sowie Mischung und Emulsion mit verschiedenen Kraftstoffen zur Verbesserung der Eigenschaften für einen Einsatz im Verbrennungsmotor. Die Untersuchung der Pyrolyseöle ergab einen hohen Anteil an Feststoffen. Diesen begründen die Wissenschaftler mit der Fahrweise und der Anordnung der Kondensatoren der Pyrolyseanlage. Eine Umstellung der Technik hätte zu einer Verbesserung der Produktqualität führen können, war aber aufgrund der Projektmittel und der Nutzung der Anlage in anderen Projekten nicht möglich. Der erste Schritt für eine Verbesserung der Eigenschaften hin zu einem vergleichbaren Kraftstoff war daher in jedem Fall eine Filtration. Analysen des Brennwertes und der Viskosität führten zu dem Schluss, dass die Eigenschaften durch Emulsion weiter verbessert werden müssen. Im Gegensatz zu Versuchen aus der Literatur, führte die Emulsion von Pyrolyseöl jedoch nur zu kurzfristigen homogenen Flüssigkeiten, die in der Praxis nicht handhabbar wären. Die Mischung mit Ethanol war jedoch ohne Probleme möglich. Für erste Versuche mischten die Forscher daher Bioethanol mit 5 Ma% Pyrolyseöl und betrieben den Einzylinder-Benzinmotor für eine Stunde. Aufgrund der festgestellten Eigenschaften wurden Motoren verwendet (Tabelle 2), welche weniger hochtechnisiert sind und bei einer Beschädigung einfach und kostengünstig repariert oder ersetzt werden können.

Abbildung 4: Zylinderraum



Tabelle 2: Eigenschaften der verwendeten Verbrennungsmotoren

	Benzinmotor
Bezeichnung	Wiltec OHV LT177FE
Bauart	4-Takt Einzylinder-Benzinmotor
Hubraum	270 cm ³
Maximale Leistung	6,62 kW bei 3600 rpm
Kraftstoffverbrauch	380 g/kWh Super-Bleifrei
Starteinrichtung	Seilzugstarter / Elektrostarter
Verdichtung	8,5 : 1
Zylinderbohrung	77 mm
Kolbenhub	58 mm
Kühlung	Luftgekühlt
Motoröl	SAE 15W40
Drehrichtung	Anticlockwise

Bei der Inspektion des Motors fiel auf, dass ein großer Anteil des Pyrolyseöls nicht verbrannt wurde, sondern sich im Ansaugtrakt und Zylinderraum ablagerte. (siehe Abbildung 4). Aufgrund der starken Verkokung konnte der Motor nicht wieder in Betrieb genommen werden.

In einem Versuch mit einem Ersatzmotor wurde nach dem Betrieb mit einem Pyrolyseöl-Ethanol-Gemisch für 30 Minuten auf Superbenzin umgestellt. Der Nachlauf sollte zur Reinigung des Motors von verkochten Rückständen führen, brachte jedoch keine spürbare Verbesserung. Grund für die Verkokung war eine zu niedrige Verbrennungstemperatur im Zylinderraum. Das Kraftstoffgemisch wurde nicht im Dieselmotor getestet. Die im Vorfeld durchgeführten Einspritzversuche zeigten, dass selbst das am Motor verbaute rudimentäre System beim Einsatz von (gefiltertem) Pyrolyseöl verstopfte.

Die Nutzung des Pyrolyseöls in den Motoren führte zu keinem positiven Ergebnis. Um eine weitere Möglichkeit der Anwendungen für die Kraft-Wärme-Kopplung im dezentralen Maßstab zu überprüfen, wurde mit dem Lehrstuhl „Strömungsmaschinen“ der Universität Rostock ein Kurzprojekt initiiert.

Innerhalb dieses Projektes führten die Forscher 50 Messreihen mit einem Pyrolyseöl-Ethanol Gemisch (1:1) beziehungsweise mit erwärmtem Pyrolyseöl an einer Kleingasturbine (75 kW) durch. Die Ergebnisse zeigten, dass brennbare Flüssigkeiten von schlechter Qualität in einer Gasturbine genutzt werden können. Zur Verbesserung der Fließeigenschaften war ebenfalls eine Aufbereitung des Pyrolyseöls mittels Filterung und Mischung mit Bioethanol notwendig. Vorteile gegenüber einer motorischen Nutzung bestehen in der weniger

starken Anfälligkeit gegen Verkokung. Allerdings ist hier noch erheblicher Forschungsaufwand zu betreiben, um im Hinblick auf Wirkungsgrad und realitätsnahe Einsatz Fortschritte zu erzielen.

Für die ökonomischen und ökologischen Analysen unterstellten die Wissenschaftler die Möglichkeit der motorischen Nutzung und damit auch die grundsätzliche Verwendung von Pyrolyseöl in einem Blockheizkraftwerk als Beispiel für einen dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Ansatz. Ausgehend von den praktischen Ergebnissen definierten sie Referenzprozessketten. Diese wurden anschließend ökonomisch und ökologisch analysiert und bewertet.

Ökonomische Analyse und Bewertung

Ziel der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung war die Ermittlung der spezifischen Gestehekungskosten für das erzeugte Pyrolyseöl in Abhängigkeit der verwendeten Rohstoffe. Dabei betrachteten die Forscher sowohl die Menge der Rohstoffe als auch deren Konversion in der Pyrolyseanlage. Sie rechneten die Kosten der Rohstoffkonversion gegen die Erlöse aus dem Verkauf des anfallenden Pyrolysekokes. Anschließend betrachteten sie die Verwendung des erzeugten Pyrolyseöls in Blockheizkraftwerken (Tabelle 3).

Für die Bewertung der Verwendung des Pyrolyseöls zur Erzeugung von Wärme und Strom betrachteten die Forscher mehrere Modellfälle. Diese unterschieden sich in der Art und Leistungsgröße der Blockheizkraftwerke und der Art des Kraftstoffes in Bezug auf die Beimischung von Ethanol. Die hier dargestellten Ergebnisse (Tabelle 4) beziehen sich auf ein Blockheizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 200 kW_{el}. Aufgrund der Tests wurde für ein homogenes Phasengemisch eine Beimischung von 40 Ma% Bioethanol im Pyrolyseöl gewählt. Der hohe Bioethanolanteil verschlechterte jedoch die Wirtschaftlichkeit erheblich. Durch eine Verbesserung des Pyrolyseöls könnte die kostspielige Zugabe von Bioethanol gespart werden. So lange die Beimischung von Bioethanol jedoch erforderlich ist, erachten die Wissenschaftler die Verwendung des Pyrolyseöls in einem Blockheizkraftwerk für wenig sinnvoll.

Die spezifischen Gestehekungskosten wurden hauptsächlich durch Kosten für Kapital und Rohstoff bestimmt sowie durch Erlöse, die aus dem Verkauf des Koppelproduktes Pyrolysekokes entstehen. Letzteres wird seinem Heizwert entsprechend bewertet und fällt für jeden



Rohstoff in unterschiedlichen Mengen und Qualitäten an. Weitere Faktoren sind die Annahmen für Preise, Produktausbeuten, Investitionssummen sowie die Kosten der bei den einzelnen Stroharten unterstellten Kompensationsdüngung.

Tabelle 3: Annahme zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Parameter der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	Annahme
Investitionshöhe Pyrolyseanlage (200.000 t/a Einsatzstoff)	42 880 000 EUR
Investitionshöhe BHKW (200 kW)	220 000 EUR
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kalkulatorischer Mischzins	8 % p.a.
Erlös Pyrolysekoks	138 EUR/t_SKE
Preis Bioethanol	802 EUR/t
Elektrischer Wirkungsgrad BHKW (200 kW)	43 %
Thermischer Wirkungsgrad BHKW (200 kW)	50 %
Wärmenutzungsgrad	90 %
Wärmevergütung	0,03 EUR/kWh _{th}

Tabelle 4: Spezifische Stromgestehungskosten bei Einsatz von Pyrolyseöl in einem 200 kW_{el}-BHKW mit und ohne Zugabe von Bioethanol

Einsatzstoff für Pyrolyse	Spezifische Gesteungskosten des Pyrolyseöls EURct/kWh	Spezifische Stromgestehungskosten ohne Zugabe von Bioethanol EURct/kWh	Spezifische Stromgestehungskosten unter Zugabe von 40 Ma% Bioethanol EURct/kWh
Rapsstroh	2,4	8,3	16,0
Sonnenblumenstroh	3,8	11,8	18,0
Rückstände Maisernte	2,9	9,6	18,6
Heu	2,1	7,8	16,8
Altholz	1,1	5,4	15,1
Rinde	2,0	7,6	16,4
Rheintreibgut	1,9	7,3	15,8

Abbildung 5 zeigt die spezifischen Stromgestehungskosten für reine Pyrolyseöle aus den gewählten Rohstoffen. Zusätzlich sind die Vergütung des eingespeisten Stroms und die danach zu erwartende Vergütung von 6 EURct/kWh dargestellt. Letztlich liefert nur das Pyrolyseöl aus Altholz einen wirtschaftlichen Betrieb, sofern dieses in seinem Preis nicht steigt. Die ökonomische Betrachtung hat gezeigt, dass – wird ein Betrieb über 20 Jahre zugrunde gelegt und eine mögliche Preissteigerung für Altholz in Betracht gezogen – ein wirtschaftlicher Betrieb eines Blockheizkraftwerkes auf Basis von Pyrolyseöl nicht dauerhaft möglich ist.

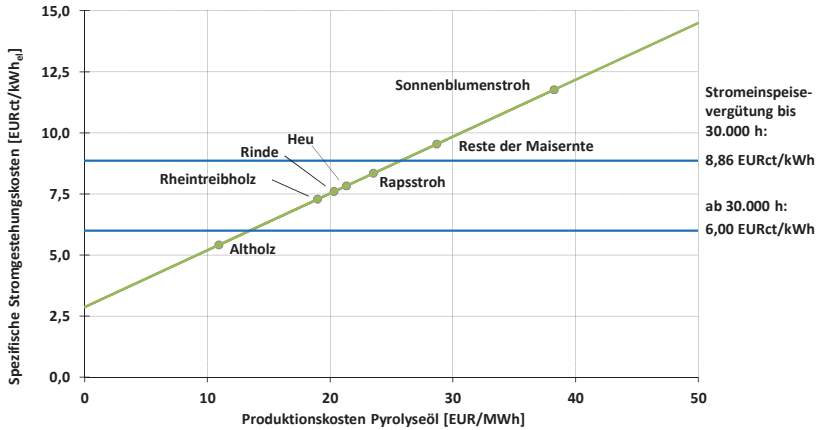


Abbildung 5: Spezifische Stromgestehungskosten bei Einsatz ohne Zugabe von Bioethanol in Abhängigkeit der Kosten für Pyrolyseöl

Ökologische Analyse und Bewertung

Die ökologische Betrachtung wurde nach dem Ansatz der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie mit Hilfe der Ökobilanzdatenbank sowie der Software Umberto 5.5 berechnet. Dabei soll die Summe aller potenziellen Umweltwirkungen im Verlauf des Produktlebens für die Erzeugung von 1 kWh Strom bewertet werden. Dabei wurden alle Prozessschritte von der Bereitstellung der Reststoffe für die Konversionsanlage über die Pyrolyse und die Aufbereitung bis zur motorischen Nutzung des Öls oder eines Pyrolyseöl-Bioethanol-Gemisches in die Betrachtung über die Treibhausgasemissionen einbezogen (Abbildung 6).

Da bei der Pyrolyse nicht nur Öl sondern auch Koks als Nebenprodukt entsteht, wurde auf Grundlage des Heizwertes eine Allokation nach RES-D durchgeführt. Als Referenz diente der Emissionswert des deutschen Strommixes von 2010 in Höhe von 563 gCO₂-Eq./kWh. Die produzierten Treibhausgase mit den zugehörigen Minderungspotenzialen aller untersuchten Reststoffe sind in Abbildung 7 zu entnehmen.

Es zeigt sich, dass das Pyrolysekonzept bei Zugabe von 40 Ma% Bioethanol zum Pyrolyseöl von Rapsstroh mit 80,4 gCO₂-Eq./kWh die geringsten Emissionen aufweist. Die Emissionen bei der Verwendung von Rheintreibholz, Altholz, Rinde, Rapsstroh und Heu liegen nur

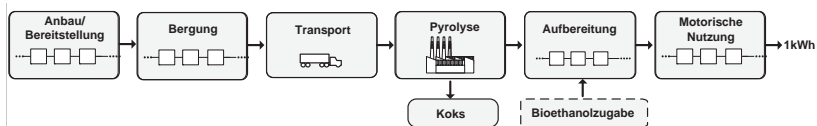


Abbildung 6: Bereitstellungspfad mit Systemgrenzen

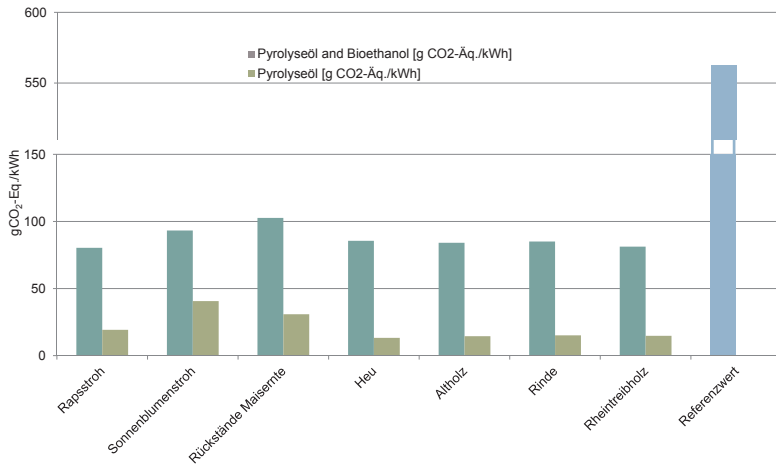


Abbildung 7: THG-Emissionen von Pyrolyseöl auf Basis der untersuchten Reststoffe sowie Darstellung des Referenzwertes für den deutschen Strommix

geringfügig darüber. Demzufolge können die Treibhausgase bis zu 85,7 % gemindert werden. Hingegen erreichen die Konzepte mit Sonnenblumenstroh sowie Rückständen der Maisernte höhere Emissionen mit folglich geringeren Einsparpotenzialen.

Tabelle 5: THG-Emissionen nach Prozessschritten am Beispiel von Pyrolyseöl aus Rapsstroh

	Emissionen in g CO ₂ -Eq./kWh	
	Pyrolyseöl und Bioethanol	nur Pyrolyseöl
Anbau	5,3	8,7
Bergung	1,4	2,3
Transport	0,7	1,2
Pyrolyse	4,1	6,8
Filtration	0,2	0,4
Bioethanol	68,6	
Summe	80,4	19,3

Ohne die Zugabe von Bioethanol beobachteten die Wissenschaftler deutlich weniger Treibhausgase. Die geringsten Emissionen wies das Pyrolysekonzept mit der Rohstoffbasis Heu auf, gefolgt von den Reststoffen Altholz, Rheintreibholz und Rinde. Der Einsatz von Sonnenblumenstroh wies die höchsten Treibhausgase auf. Sie können bei dem Einsatz von reinem Pyrolyseöl um 92,8 % (Sonnenblumenstroh) und 97,6 % (Heu) gesenkt werden. Damit ergibt sich mit reinem Pyrolyseölen großes Minderungspotenzial.

Begleitende Datenerfassung

Zur Verbesserung der Datenbasis bezüglich der Pyrolyse von Biomasse erstellten die Forscher eine Datenbank mit den Versuchsergebnissen aus der Literatur und den Ergebnissen des Projektes. Unter dem Onlinezugang <http://bioproddb.dbfz.de> können die recherchierten Daten eingesehen werden. Die Datenbank bietet für Wissenschaftler die Möglichkeit, sich über die Zusammensetzung verschiedener Biomassen zu informieren und die Prozess- und Produktdaten der Pyrolyse-Versuche zu analysieren. Die Datenbank wurde so konzipiert, dass weitere thermo-chemische Prozesse aufgenommen werden können. Dies wird für weitere Vorhaben forciert.

Pyrolyse als Chance

Herstellung von Pyrolyseprodukten

Aus den Versuchen ergeben sich für die einzelnen Einsatzstoffe spezifische Anforderungen an die Bergung und Vorbereitung für die Pyrolyse. Um zu einer effizienten Nutzung im industriellen Maßstab zu gelangen, müssen diese Vorprozesse angepasst werden. Die Biomasse sollte lufttrocken sein und Störanteile wie Steine und Metalle nicht in die Anlage gelangen. Altholz, Heu, Maisernterückstände, Rinde, Rapsstroh, Sonnenblumenstroh und Abfälle aus der Getreideherstellung (Mittel-, Leichtfraktion) eignen sich gut für die am KIT verwendete Zerkleinerungs- und Schnellpyrolysetechnologie im Pilotmaßstab. Somit könnte eine großtechnische Anlage mit verschiedenen Biomassen gespeist und Verfügbarkeitsengpässe überbrückt werden.

Nutzung von Pyrolyseprodukten

Die Nutzung des Pyrolyseöls in den verwendeten Motoren führte zu keinem positiven Ergebnis. Trotzdem ist eine grundsätzliche motorische Nutzung nach entsprechender Aufarbeitung nicht auszuschließen. Dafür müsste jedoch die Qualität des Pyrolyseöls hinsichtlich des Schwebstoffgehaltes verbessert und der Motor auf die Spezifika des Öls eingerichtet werden. Für den Einsatz in der Gasturbine gelten für das Pyrolyseöl grundsätzlich dieselben Anforderungen. Die Versuche haben gezeigt, dass eine entsprechende Nutzung möglich, jedoch auch hier noch Entwicklungsarbeit notwendig ist.

Kosten und Emissionen

Die ökonomische Untersuchung hat ergeben, dass ein wirtschaftlicher Betrieb nur mit entsprechender Förderung möglich ist. Diese ist jedoch im betrachteten Fall zeitlich begrenzt und im Hinblick auf eine Gesamtlaufzeit von 20 Jahren nicht ausreichend. Im Gegensatz dazu zeigte die Ökobilanz, dass Treibhausgase durch den Einsatz von biogenen Reststoffen in einem hohen Maße gemindert werden können.

Literatur

- G. Berndes, M. Hoogwijk and R. van den Broek, *Biomass & Bioenergy*, 25, (2003) 1-28.
- A.V. Bridgwater, in R.C. Brown (Ed.), *Thermochemical Processing of Biomass Conversion into Fuels, Chemicals and Power*, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, 2011, p. 157-199.
- R. Calabria, F. Chiariello and P. Massoli, *Experimental Thermal and Fluid Science*, 31, (2007) 413-420.
- D. Chiaramonti, A. Bonini, E. Fratini, G. Tondi, K. Gartner, A.V. Bridgwater, H.P. Grimm, I. Soldaini, A. Webster and P. Baglioni, *Biomass & Bioenergy*, 25, (2003) 85-99.
- S. Czernik and A.V. Bridgwater, *Energy & Fuels*, 18, (2004) 590-598.
- N. Dahmen, E. Dinjus and E. Henrich, in T. Bürke and R. Wengenmayr (Eds.), *Erneuerbare Energie: Alternative Energiekonzepte für die Zukunft*, Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2007, p. 147.
- N. Dahmen, E. Dinjus and E. Henrich, *Oil Gas-European Magazine*, 33, (2007) 31-34.
- A. Gani and I. Naruse, *Renewable Energy*, 32, (2007) 649-661.
- C. Kornmayer, *Verfahrenstechnische Untersuchungen zur Schnellpyrolyse von Lignocellulose im Doppelschnecken-Mischreaktor*, Dissertation Universität Fridericiana Karlsruhe, Fakultät für Chemieingenieurwesen und Verfahrenstechnik, 2009.
- M. Kröger, N. Tröger and F. Liemen, *Müll und Abfall*, 12, (2011) 589-595.
- Q. Lu, W.Z. Li and X.F. Zhu, *Energy Conversion and Management*, 50, (2009) 1376-1383.
- D.J. Nowakowski, J.M. Jones, R.M.D. Brydson and A.B. Ross, *Fuel*, 86, (2007) 2389-2402.
- K. Raveendran, A. Ganesh and K.C. Khilar, *Fuel*, 74, (1995) 1812-1822.
- G.N. Richards and G.C. Zheng, *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 21, (1991) 133-146.
- M. Stals, R. Carleer, G. Reggers, S. Schreurs and J. Yperman, *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 89, (2010) 22-29.
- R.H. Venderbosch and W. Prins, in R.C. Brown (Ed.), *Thermochemical Processing of Biomass: Conversion into Fuels, Chemicals and Power*, John Wiley & Sons, Ltd., Chichester, 2011, p. 124-156.
- D.R. Weigl, V., *Müll und Abfall*, 11 - 10, (2010) 528-531.
- M.J. Wornat, B.G. Porter and N.Y.C. Yang, *Energy & Fuels*, 8, (1994) 1131-1142.
- H.P. Yang, R. Yan, H.P. Chen, D.H. Lee and C.G. Zheng, *Fuel*, 86, (2007) 1781-1788.
- H.P. Yang, R. Yan, H.P. Chen, C.G. Zheng, D.H. Lee and D.T. Liang, *Energy & Fuels*, 20, (2006) 388-393.
- J.S. Yuan, X. Wang and C.N. Stewart Jr., *Biofuels*, 2, (2011) 491-493.

A large combine harvester is shown from a rear perspective, moving through a field of tall, golden-brown straw. The harvester is white with a red protective bar across the back. In the background, there is a dense line of green trees under a pale, overcast sky. The overall scene depicts a rural agricultural setting during harvest.

Strohpotenziale nutzen

Dezentrale Feuerung mit Kraft-Wärme-Kopplung für den Brennstoff Stroh

Vorhaben: Entwicklung einer dezentralen Feuerungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung für den Brennstoff Stroh (Verbundvorhaben)

FKZ-Nr: 03KB004

Laufzeit: 01.03.2009 – 28.02.2011

Zuwendungssumme: 418.196 €

Koordination:

Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF
Sandtorstr. 22
39106 Magdeburg

Projektpartner:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig

Kontakt Daten

M. Sc. Patric Heidecke – Projektleiter
Telefon: +49 (0)391-40 90-343
E-Mail: patric.heidecke@iff.fraunhofer.de

Dr. rer. nat. Annett Pollex – Projektmitarbeiterin
Telefon: +49 (0)341-24 34-484
E-Mail: annett.pollex@dbfz.de

Dr. rer. nat. Annett Pollex: *Die dezentrale Feuerungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung für den Brennstoff Stroh ist technisch realisierbar und trägt dabei zur regionalen Wertschöpfung und zur Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energiequellen bei. Allerdings kann das erhebliche Treibhausgasminderungspotenzial nur dann ausgeschöpft werden, wenn durch gezielte Förderung und Änderung der Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen sichergestellt wird.*



Das Vorhaben in Kürze

Im Rahmen von feuerungstechnischen Untersuchungen des repräsentativen Modellbrennstoffes Weizenstroh mit einer Versuchswirbelschichtfeuerung soll das primäre Schadgasminderungspotenzial aufgezeigt und durch optimale Betriebsführung ein Erweichen der Brennstoffasche vermieden werden. Die hieraus abzuleitenden Betriebsparameter sind Voraussetzung für die verfahrenstechnische Konzeptionierung einer dezentralen Feuerungsanlage mit dem Brennstoff Stroh, welche neben der konstruktiven Auslegung der Feuerung, des Beschickungs- sowie des Entaschungssystems auch ein Mess-, Steuerungs- und Regelungskonzept umfasst. Mittels computergestützter Simulation des Strömungs- und Reaktionsverhaltens werden die konstruktiven Planungsergebnisse sequentiell überprüft und angepasst.

Durch eine Auswertung bestehender Feuerungskonzepte werden die typischen Problemfelder der thermischen Verwertung von Stroh identifiziert und Lösungsansätze zur Problemminderung abgeleitet. Anhand einer Definition von vorhabenspezifischen Standortkriterien, welche technische, logistische, ökonomische und ökologische Aspekte umfassen, wird eine Brennstoffpotenzialstudie für Deutschland auf Landkreisebene durchgeführt und ein geeigneter Modellstandort für die geplante Stroh-KWK-Anlage ausgewählt. Zur Abschätzung des monetären Aufwands der Brennstoffversorgung erfolgt eine Analyse der Bereitstellungslogistik unter vorhabenspezifischen Gesichtspunkten. Die Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse erfolgt auf der Grundlage einer dynamischen Investitionsrechnung (Annuitätenmethode) für drei Anlagen-Szenarien: einem Standardanlagenkonzept (Base-Case), einem erweiterten Anlagenkonzept (Worst-Case), welches etwaige Risiken des Anlagendauerbetriebes mit Stroh berücksichtigt, sowie eines optimierten Base-Case, das aufgrund von sich ergebenden Lerneffekten und Optimierungsmöglichkeiten bei der Realisierung von Nachfolgeanlagen auf sinkenden Investitionskosten basiert.

Zur Abschätzung der Umweltwirkung des geplanten Feuerungskonzeptes wird eine Ökobilanzierung vorgenommen. Hierbei wird die Treibhausgas-Einsparung gegenüber Erdgas-BHKW für das Base-Case- und Worst-Case-Szenarium referenziert. Auf der Grundlage der verfügbaren Strohpotenziale in Deutschland und vorhandener Wärmesenken für Niedertemperatur wird eine Marktpotenzialanalyse durchgeführt. Abschließend werden in diesem Vorhaben ökonomische und ökologische Aspekte hinsichtlich der spezifischen Kosten für Investition, Strombereitstellung und THG-Vermeidung verglichen. Zu diesem Zwecke werden der wirtschaftliche und der ökologische Nutzen bei der Realisierung der geplanten Anlage vergleichend gegenüber marktüblichen Feuerungskonzepten (Erdgas-BHKW, dänischer Stroh-KWK-Anlage industriellen Maßstabs sowie eines mit Steinkohle befeuerten Heizkraftwerks) bewertet.



Foto: pixello

Hintergrund und Zielstellung

Die Energiebereitstellung aus regenerativen Ressourcen gewinnt aus Gründen der Abwendung des Klimawandels zunehmend an Bedeutung. Schätzungen gehen davon aus, dass allein durch die energetische Nutzung von Biomasse 8 bis 10 % des Primärenergieverbrauchs in Deutschland nachhaltig gedeckt werden könnten. Während für holzartige Brennstoffe die Potenziale deutschlandweit zu ca. 55 % ausgeschöpft sind, verbleibt für Stroh die gesamte verfügbare Menge von ca. 100 bis 130 PJ/a thermisch nahezu ungenutzt [1]. Neben den hohen noch ungenutzten Potenzialen weisen halmgutartige Biomassen als weiteren Vorteil hohe Aufwuchsgeschwindigkeiten auf. Für Waldrestholz ist ein typischer Jahresertrag von 0,8 t/ha zu erwarten, höhere Jahreserträge liefern neben schnellwachsenden Gehölzen (12 t/ha), Getreidestroh (5 t/ha) oder auch Miscanthus (18 t/ha) [2]. Vor diesem Hintergrund wird die energetische Nutzung von Stroh in Zukunft an Bedeutung gewinnen. Trotzdem kommt derzeit die Verwertung technisch nur zögerlich voran. Der Grund hierfür liegt in den besonderen Eigenschaften (geringe Energiedichte, hohe Gehalte an Alkalien und Chlor), die sich signifikant von denen der holzartigen Brennstoffe unterscheiden.

Mit der Realisierung des Verbundvorhabens wird das Ziel verfolgt, ein Anlagenkonzept zur dezentralen Strohförderung im Leistungsspektrum von 1 bis maximal 10 MW zu entwickeln und somit einen Beitrag zur Erschließung des Potenzials von Stroh zur Energiebereitstellung (Strom und Wärme – KWK) zu leisten. Hierzu wird ein ganzheitliches Anlagenkonzept für Feuerungsanlagen (FWL < 10 MW) mit Wirbelschichttechnologie und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf der Brennstoffbasis von Getreidestroh, bestehend aus Konstruktion, Mess-, Steuerungs- und Regelungskonzept erarbeitet und anschließend unter Einbeziehung ökologischer, logistischer sowie wirtschaftlicher Rahmenbedingungen konkretisiert. Ein Schwerpunkt des Projektes war es, die Marktimplementierung einer solchen Anlage voranzutreiben. Dafür sollten die energiewirtschaftlichen Erfordernisse, wie Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, ökologische Verträglichkeit, untersucht und bewertet werden und auf dieser Grundlage ein geeigneter Standort für die Pilotanlage ausgewählt werden. Eine weitere Aufgabe bestand darin, auf der Grundlage der erzielten Ergebnisse das Marktpotenzial für die entwickelte Stroh-KWK-Anlage einzuschätzen und im Kontext vergleichender energiewirtschaftlicher Betrachtungen zu bewerten.

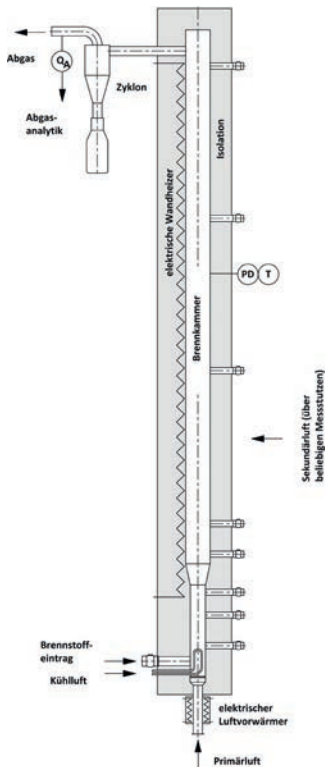


Methoden und Ergebnisse

Experimentelle Untersuchungen

Das IFF übernahm in diesem Verbundprojekt die Aufgabe, auf der Basis von feuerungstechnischen Untersuchungen an vorhandenen Laboranlagen und kleintechnischen Versuchsfeuerungsanlagen zur Wirbelschichttechnologie die optimalen Betriebsbedingungen von Strohfederungsanlagen zu untersuchen. Hierzu wurden im Rahmen der experimentellen Versuchsstudien zur Bestimmung der Abbrandcharakteristik von Stroh in Wirbelschichtfeuerungsanlagen vorrangig die Effekte primärer Schadgasminderungsstrategien und die Wirksamkeit von Maßnahmen zur Beeinflussung des Aschesinterverhaltens ermittelt. Darauf aufbauend konnten im Hinblick auf die weiteren verfahrenstechnischen und konstruktiven Planungsschritte die feuerungstechnischen Parameter und Einsatzanforderungen des Brennstoffes Stroh an die Feuerungstechnologie festgelegt werden.

Unter Verwendung der stationären Wirbelschichtfeuerung (SWSF 100) wurden im Technikummaßstab an zwölf Versuchstagen mit insgesamt 58 Versuchsstunden die Emissionsproblematik hinreichend untersucht. Aus den Ergebnissen können Empfehlungen zur sich anschließenden konstruktiven Anlagenplanung abgeleitet werden.

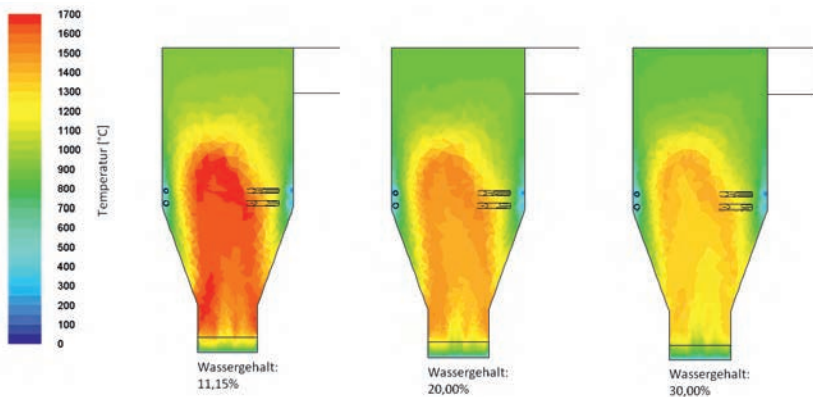


Schnittdarstellung der Versuchsanlage SWSF 100 (links) und Ansicht (rechts)

Eine gleichzeitige Einhaltung der Grenzwerte der TA-Luft für Kohlenstoffmonoxid und Stickoxide bei ca. 25-prozentiger Luftstufung wäre demnach für die hier untersuchte Strohcharge auch durchaus ohne zusätzliche sekundäre Rauchgasreinigung möglich. Eine Einbeziehung einer Rauchgasrezirkulation in das Anlagenkonzept ist jedoch auf Grund unterschiedlicher Stickstoffgehalte bei variierenden Strohsorten ratsam. Eine Eindüsung des rezirkulierten Rauchgases in die Primärzone der Feuerung kann einerseits die sichere Einhaltung der Emissionsgrenzwerte unterstützen, aber auch zur Minderung der Ascheverschlackung durch hervorgerufene Kühlungseffekte beitragen. Die Zugabe von 10 Ma.-% calciumhaltigen Additiven (z.B. $\text{Ca}(\text{OH})_2$) zum Brennstoff sowie die Verwendung von alternativen Bettmaterialien auf Calciumbasis (Dolomit und Kalkstein) ermöglichten einen störungsfreien Versuchsbetrieb, in dem keine Verschlackungsvorgänge über den Versuchszeitraum festzustellen waren.

Verfahrenstechnische und konstruktive Anlagenplanung

Mit dem nachfolgenden Arbeitsschritt bestand die Aufgabe, eine feuerungstechnische Anlage für die energetische Nutzung von Stroh zur Generierung von Wärme und Strom zu planen. Auf der Basis der in den experimentellen Untersuchungen erzielten Erkenntnisse wurden Auslegungskriterien für eine Wirbelschichtfeuerung zur Strohverbrennung im Leistungsbereich von ca. 4 MW abgeleitet. Vor diesem Hintergrund war ein Anlagen-Gesamtkonzept zu entwickeln, das den Brennstoffspezifika Rechnung trägt und durch eine verfahrenstechnische Auslegung der Feuerungs- sowie Rauchgasreinigungsanlagen erweitert wurde. Darauf aufbauend sollten die Anlagenhauptkomponenten (Wirbelschichtfeuerung, Beschickungs- und Entaschungsanlage) konstruktiv untersetzt werden und mittels computergestützter Simulation des Strömungs- und Reaktionsverhalten sequentiell optimiert werden.



Simulationsmodell der Strohfeuerungs-Wirbelschichtanlage

Im Rahmen der verfahrenstechnischen Anlagenkonzeptionierung wurde zunächst ein detailliertes verfahrenstechnisches Fließschema erstellt, welches neben den Anlagenhauptkomponenten auch die relevanten Stoff- und Energieströme sowie die wesentlichen technischen Parameter (Druck, Temperatur) abbildet. Aufbauend darauf wurde anschließend die Wirbelschichtfeuerung dimensioniert und konstruktiv geplant. Mittels computergestützter Simulation zum Strömungs- und Reaktionsverhalten (CFD-Simulation) konnten die Ergebnisse der konstruktiven Planung überprüft und die Wirkungsweise der konstruierten Feuerungsanlage theoretisch nachgewiesen werden. Vor dem Hintergrund bekannter spezieller Anforderungen des Stroh an die Brennstoffdosiereinrichtung, konnte ein kontinuierlich förderndes und sicher funktionierendes Beschickungssystem geplant werden, das die spezifischen Abbrandbedingungen durch gleichmäßige Zugabe an zwei Feuerraumstellen berücksichtigt. Der im Vorfeld identifizierten problematischen Brennstoffeigenheit des Ascheschmelzverhaltens wurde mit der Entwicklung eines robusten Entschungssystems entgegengewirkt.



Ergebnisse der konstruktiven Planung

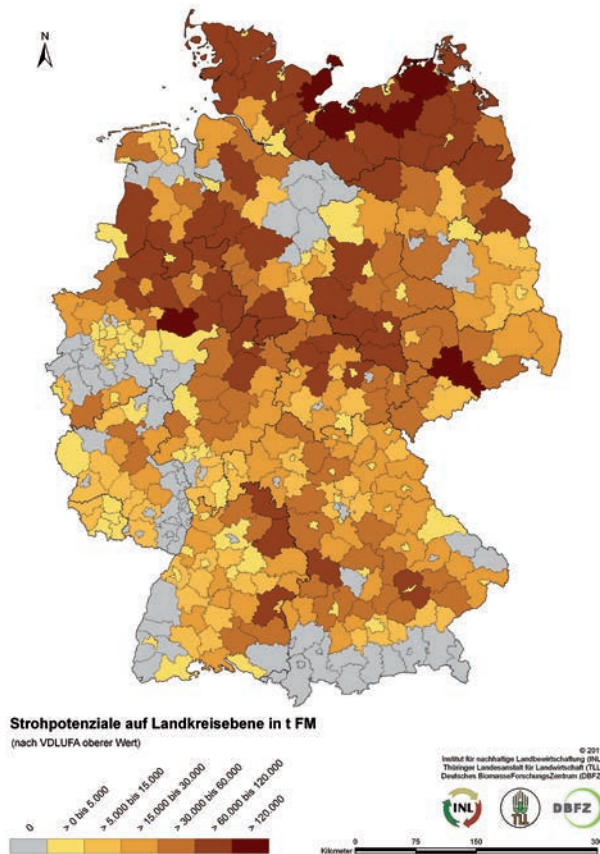
Auswertung bestehender Stroh-Feuerungskonzepte

Anhand einer Datenerhebung zu bestehenden Strohpfeuerungsanlagen im In- und Ausland galt es, bestehende Problemfelder bei der Strohpfeuerung zu identifizieren und Lösungsansätze für die umweltfreundliche, kostengünstige und betriebssichere Verbrennung von Stroh zusammenzustellen. Im Einzelnen wurden dafür Strohpfeuerungsanlagen in Deutschland und Dänemark recherchiert und verfügbare Literatur zu diesen Anlagen ausgewertet, die Problemfelder Emission, Verschlackung und Korrosion mit den entsprechenden Ursachen diskutiert und Möglichkeiten zur Verringerung der Probleme durch geeignete Brennstoffvorbereitung, angepasste Verbrennungstechnik, Abgasreinigung und Reststoffbehandlung dargestellt.

Es konnte gezeigt werden, dass Stroh als Brennstoff zwar deutlich schwieriger zu handhaben ist und dass Fehlen von geeigneter Feuerungs- und Gesamtanlagentechnik den verstärkten Einsatz von halmgutartigen Brennstoffen hemmt, sich die Probleme in den Anlagen zu Strohfeuerung aber durch individuelle technische und konstruktive Anpassungen und/oder die Vorbehandlung von Stroh lösen lassen. Allerdings sind dafür höhere Investitionen notwendig, wodurch die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprozesses kritisch werden kann.

Standortstudie und Bereitstellungslogistik

Im weiteren Projektverlauf sollten standortspezifische Flächenpotenziale für Stroh in Deutschland ermittelt und ein geeigneter Standort für die geplante Stroh-KWK-Anlage bestimmt werden.



Strohpotenziale auf Landkreisebene [3]

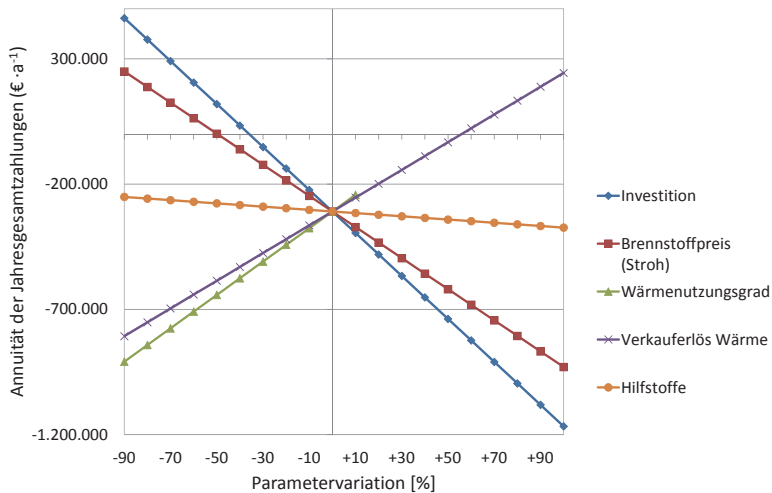
Auf der Grundlage der für diesen Standort gefundenen Flächenpotenziale sollte die Bereitstellungslogistik festgelegt und anhand der Anlagenparameter die Kosten für die Strohbereitstellung berechnet werden. In diesem Zusammenhang war die regionale Strohverfügbarkeit auf Landkreisebene zu bestimmen und auf Grundlage der standortspezifischen Strohpotenziale, infrastrukturellen Voraussetzungen, genehmigungsrechtliche Aspekte sowie der lokalen Wärmenachfrage ein geeigneter Standort auszuwählen. Weiterhin war es beabsichtigt, unter monetären und organisatorischen Gesichtspunkten die logistische Versorgung der geplanten Strohfeuerungsanlage, welche die Bereitstellungs-, Transport- und Aufbereitungskosten des Brennstoffes Stroh in Form von Quader- oder Rundballen beinhaltet, zu definieren und optimieren. Das hieraus zu entwickelnde Logistikmodell soll auf Basis einer Recherche zu aktuellen Strohbereitstellungskosten validiert werden.

Als Standort für die geplante Pilotanlage wurde der Standort Zeitz im Burgenlandkreis in Sachsen-Anhalt ausgewählt. Ausschlaggebend waren neben der hohen Strohverfügbarkeit (möglicher Energieertrag aus Stroh 2007 im Burgenlandkreis: 1075 TJ) die Nähe zu einer Anlage zur Biokraftstoffproduktion mit hohem Wärmebedarf und die gute Infrastruktur (Nähe zum Absatzmarkt, verkehrstechnisch gut erschlossenes Gewerbegebiet, technische Infrastruktur). Das angenommene Logistikmodell gibt die realen Brennstoffkosten in guter Näherung wieder und liefert somit geeignete Aussagen, die in die Wirtschaftlichkeitsberechnung einfließen können. Aus der Kostenrechnung ergab sich ein deutlich günstigerer Preis für Quaderballen als für Rundballen. Durch Optimierungen entlang der Logistikkette könnten die Brennstoffkosten um etwa 20 % gesenkt werden.

Kosten- und Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im Rahmen der verfahrenstechnischen Auslegung und konstruktiven Anlagenplanung waren zunächst Basisdaten der geplanten Stroh-KWK-Anlage zu definieren. Auf Grundlage dieser war eine Investkostenabschätzung durchzuführen und unter Berücksichtigung der Betriebskosten (Bedarf und Kosten des Brennstoffes, benötigte Mengen an Hilfsstoffen, zu entsorgende Reststoffe, Volllaststunden, elektrischer und thermischer Wirkungsgrad etc.) die Wirtschaftlichkeit des Feuerungskonzeptes abzuschätzen. Dabei sollten zwei Szenarien (Base-Case, Worst-Case) unterschieden werden. Für das Worst-Case-Szenarium werden zusätzliche Kosten veranschlagt, um zu garantieren, dass die erforderlichen hohen Betriebsstunden mit 95 %-iger Sicherheit gewährleistet werden können. Für beide Szenarien sollten demzufolge die kapitalgebundenen, verbrauchsgebundenen, betriebsgebundenen und sonstigen Kosten sowie die zu erwartenden Erlöse ermittelt werden, ehe die daraus resultierenden Gesamtannuitäten errechnet werden können. Zur Beurteilung der Abhängigkeit der Gesamtannuität von den Faktoren Brennstoffpreis, Höhe der Investitionen, Wärmenutzungsgrad, eingesetzte Mengen der Hilfsstoffe und Verkaufserlös der erzeugten Wärme sollte zusätzlich eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen werden.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen ergibt sich eine negative Gesamtannuität für die geplante Stroh-KWK-Anlage, d.h. die Anlage kann unter den derzeitigen Gegebenheiten (Strohpreise, Wärmeerlöse, Förderung) nicht wirtschaftlich betrieben werden. Keiner der in der Sensitivitätsanalyse betrachteten Faktoren allein kann die Verschiebung der Gesamtannuitäten in den unteren positiven Bereich bewirken. Allerdings ließe sich ein wirtschaftlicher Betrieb durch die Kombination von niedrigerem Strohpreis, höheren Wärmeerlösen und zusätzlicher Förderung auf die Investitionssumme realisieren.

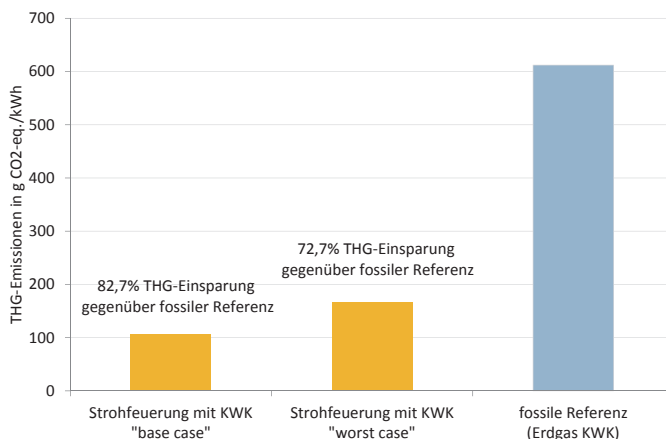


Sensitivitätsanalyse des optimierten Strohfeuerungskonzeptes

Ökobilanzierung

Zur Abschätzung der Umweltwirkung der geplanten Strohfeuerungsanlage soll eine Ökobilanzierung unter Berücksichtigung der Input- und Output Massenströme (Brennstoff, Hilfsstoffe), basierend auf den in den experimentellen Untersuchungen ermittelten Emissionsparametern, durchgeführt werden. Darüber hinaus soll diese Sachbilanz auch die umweltrelevante Wirkung der gesamten Brennstoff-Prozesskette (Anbau – Transport – Feuerung) beinhalten, wobei entsprechend der beiden methodischen Ansätze nach ISO 14040/14044 und EU-RES D bzw. COM(2010)11 die Treibhausgasemissionen für die zwei Szenarien (Base-Case, Worst-Case) zu berechnen sind. Eine abschließende Darstellung der Treibhausgasminderungen einer Stroh-KWK-Anlage – im Vergleich zu fossilen Referenz Erdgas-KWK-Anlagen – ermöglicht eine Wirkungsabschätzung zum Erreichen der anvisierten Klimaschutzziele.

Je nachdem, welches der beiden Ansätze für die Bestimmung der Treibhausgasbilanz eingesetzt wird, fallen die Treibhausgasminderungen unterschiedlich aus. Der Ansatz nach EU-RES D bzw. COM(2010)11 muss dabei insgesamt als ungeeigneter erachtet werden, um die Umweltwirkung abzuschätzen, weil die durch den Weizenanbau (Düngung, Agrartechnik) verursachten und die bei der Strohverbrennung gebildeten Treibhausgasemissionen (außer biogenes Kohlenstoffmonoxid und -dioxid) vernachlässigt werden. Bei der Bilanzierung nach dem ISO-Ansatz kommt es durch deren Berücksichtigung insgesamt zu einem höheren Wert der zu beachtenden THG-Emissionen. Allerdings lassen sich auch nach diesem Ansatz durch die Erzeugung von Strom und Wärme mit der geplanten Stroh-KWK-Anlage gegenüber der fossilen Referenz Treibhausgasminderungen von 53,8 % (Base-Case) bzw. 43,8 % (Worst-Case) realisieren. Bei der Bilanzierung nach dem ISO-Ansatz kommen die mengenmäßig größten Treibhausgasemissionen durch den Weizenanbau zustande (62,5 %), während die Strohfeuerungsanlage zu einem guten Drittel beiträgt. Bei den Emissionen aus der Strohfeuerungsanlage tragen die Emissionen durch die Verwendung des Hilfsstoffes $\text{Ca}(\text{OH})_2$ am meisten zu den Emissionen bei.



Treibhausgasminderungspotenzial der dezentralen Strohfeuerung gegenüber der fossilen Referenz

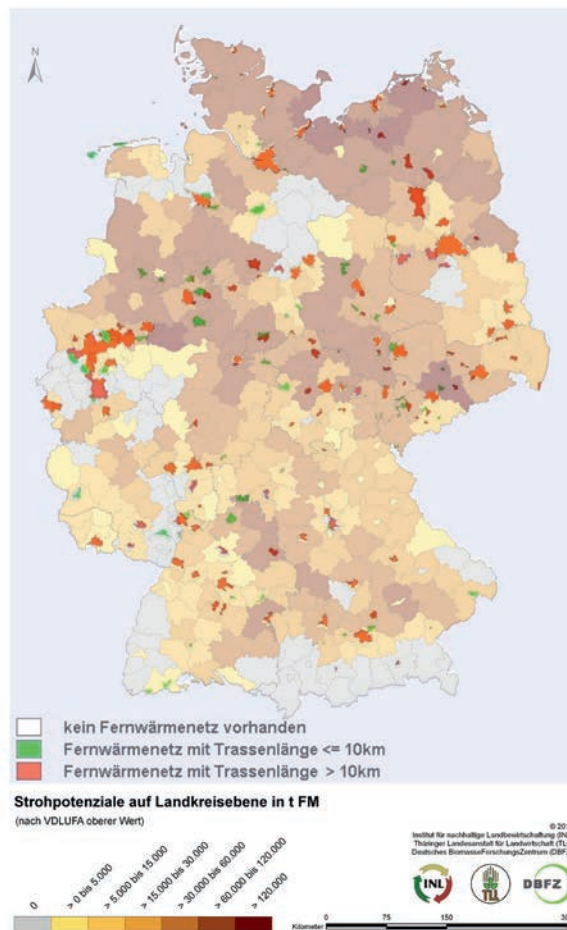
Marktpotenzialstudie

Über eine Marktpotenzialstudie, wodurch der Zielmarkt hinsichtlich Volumen, Entwicklung, Strukturen und Barrieren beleuchtet wird, sollen die notwendigen Voraussetzungen für eine Markteinführung dieser Feuerungstechnologie aufgezeigt und beurteilt werden. Zu diesem Zweck soll unter dem Aspekt eines hohen Wärmeeinspeisungsgrades eine Recherche zu bestehenden Fern- und Nahwärmenetzen in Deutschland gegenüberstellend zum regionalen Strohaufkommen durchgeführt werden.

Aus der Gegenüberstellung lassen sich Primärregionen identifizieren, in denen vorhandene Fernwärmenetze mit einem hohen, für die energetische Nutzung verfügbaren Strohpotenzial zusammenfallen. Neben Thüringen und Mecklenburg-Vorpommern sind das insbesondere Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt. In diesen fünf Bundesländern befinden sich etwa ein Drittel (470) der vom Institut für Energie- und Umweltforschung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt mit 1400 ermittelten in Deutschland vorhandenen Fernwärmenetze [6]. Bei einer Annahme, dass in 10 % dieser Netze in den Primärregionen eine Stroh-KWK-Anlage, wie in diesem Projekt geplant, gebaut werden könnte, ergibt sich nunmehr eine Zahl von 47 potenziellen Anlagen. Auf Basis der in der Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien“ ausgewiesenen Ausbauziele bis 2020 werden weitere Nahwärmeregionen für das geplante Stroh-Feuerungskonzept erschließbar.

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass zur Erreichung der Szenarioziele rund 3.300 Gemeinden teilweise mit Nahwärme versorgt werden müssen. Laut Stand 2008 sind 2.875 Gemeinden durch die 1.400 bestehenden Netze angeschlossen. Es müssten also 425 weitere Gemeinden mit Fern- bzw. Nahwärme versorgt werden. Somit ergibt sich bis 2020 ein nötiger Zubau von etwa 210 Wärmenetzen. Nach einem vom Umweltbundesamt initiierten Forschungsvorhaben zu den „Potenzialen von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020“ kann die Versorgung in über 90 % der Gemeinden

über Biomasse erfolgen [5]. Demzufolge könnten etwa 190 Netze mit Biomasse versorgt werden. Unter der weiteren Annahme, dass bei einem Drittel dieser Gemeinden Stroh als Brennstoff verwendet werden kann und für die Energieversorgung die geplante Stroh-KWK-Anlage in Betracht gezogen wird, ergibt sich ein zusätzliches Marktpotenzial bis 2020 von 63 weiteren Anlagen. Aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit der geplanten Stroh-KWK-Anlage besteht zum derzeitigen Zeitpunkt kein Marktpotenzial für die Installation weiterer Stroh-KWK-Anlagen. Wenn die Rahmenbedingungen jedoch zugunsten der Verwendung von Stroh zur Energiebereitstellung angepasst werden, könnte unter den getroffenen Annahmen ein Marktpotenzial für die Errichtung von 110 der geplanten Stroh-KWK-Anlagen bestehen.



Kombination der Strohpotenziale auf Landkreisebene mit den bestehenden Fernwärmenetzen in Deutschland [3] [4]

Energiewirtschaftliche Betrachtungen

Zum Abschluss des Projektvorhabens sollen gegenüberstellende energiewirtschaftliche Betrachtungen (spezifische Kosten zu Investition, Strombereitstellung und Treibhausgasvermeidung) durchgeführt werden, um abschätzen zu können, wie sich die geplante Stroh-KWK-Anlage unter ökonomischen und ökologischen Aspekten in die vorhandene Struktur zur Energiebereitstellung einordnen lässt. Dafür werden Vergleichsdaten zur CO₂-Reduktion und zu Kostenstrukturen marktüblicher Feuerungskonzepte (Erdgas-BHKW, dänische Stroh-KWK-Anlage industriellem Maßstabs sowie eines mit Steinkohle befeuertes Heizkraftwerk) recherchiert und die gegenüber diesen Feuerungskonzepten spezifischen Emissionsvermeidungskosten der geplanten Stroh-Anlagen ermittelt. Aus diesen Ergebnissen sollen sich die Auswirkungen einer breiten Markteinführung des Stroh-KWK-Konzeptes darstellen lassen, sowie weitere Handlungsempfehlungen und Aussagen bezüglich des Förderbedarfes erarbeitet werden.

Durch die gewählte Technologie und durch die Notwendigkeit, die kritischen Brennstoffparameter von Stroh durch die Zugabe von Hilfsstoffen abzumildern, sinkt das CO₂-Minderungspotential der geplanten Stroh-KWK-Anlage. Daraus resultieren vergleichsweise hohe CO₂-Vermeidungskosten von 660 €/t (Base-Case) bzw. 820 €/t (Worst-Case). Aufgrund der Anforderungen des Brennstoffes an die Anlagentechnik und die insgesamt schwierige Nutzbarkeit des Reststoffes Stroh, ist die geplante Stroh-KWK-Anlage vergleichsweise teuer und unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich zu betreiben. Die Errichtung einer Demonstrationsanlage, mit der das Konzept im Betrieb und hinsichtlich der Optimierungsmöglichkeiten untersucht werden könnte, ist nur mit einer Förderung möglich. Insgesamt könnten durch die Errichtung der entsprechend der Marktpotenzialanalyse ermittelten 110 Anlagen insgesamt 156.500 t CO₂ pro Jahr eingespart werden. Dafür müssten insgesamt etwa 540 Mio. € investiert werden, wobei 250 Stellen geschaffen werden würden. Durch den Betrieb dieser Anlagen würden etwa 6 % des für die energetische Nutzung zur Verfügung stehenden technischen Strohpotenzials genutzt.



Foto: Juana Kreßner, pixelio

Beitrag zu den Nachhaltigkeitsaspekten

Ziel der Arbeiten in diesem Projekt war es, eine Stroh-KWK-Anlage zu entwickeln, die in der Lage ist, den Reststoff Stroh in einem mittleren Leistungsbereich ökonomisch und ökologisch nachhaltig zu Wärme und Strom umzusetzen. Dabei wurde davon ausgegangen, dass bei den entsprechenden Potenzialen, Strukturen und dem Ausbau der hier betrachteten Technologie eine Treibhausgasreduzierung von rund 5.500.000 t CO₂-Äquivalente pro Jahr erreicht werden und damit ein effizienter Beitrag zur CO₂-Vermeidung und zur Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Deckung der Primärenergienachfrage der Europäischen Union – wie im „Fahrplan für Erneuerbare Energien“ (KOM(2006)848) gewünscht – geleistet werden kann. Damit sollte in Gebieten mit hohem Aufkommen des Reststoffes Stroh ein Beitrag zur Erhöhung der regionalen Biomassenutzung geleistet werden. Voraussetzung dafür ist, dass bei einer marktreifen Serie der Technologie die Anlagen ohne weitere Förderung wirtschaftlich betrieben werden können.

Übertragbarkeit

Am Fraunhofer IFF konnte ein Anlagenkonzept für die energetische Nutzung von Stroh erstellt werden, welches auch auf Brennstoffe mit ähnlichen Eigenschaften vollständig oder teilweise übertragbar ist. Mit diesem werden auch solche Brennstoffeigenschaften berücksichtigt, denen herkömmliche marktübliche Feuerungssysteme nicht gänzlich gerecht werden können. Zu diesen Brennstoffen lassen sich u.a. Materialien aus der Gewässer- und Landschaftspflege (wie z.B. Rechengut, Baum- und Strauchschchnitt, Heu, Schilf), Reststoffe aus der Lebens- und Futtermittelindustrie (Treber, Trockenschlempe, Getreidespelzen, für den menschlichen oder tierischen Verzehr ungeeignete Getreidechargen) sowie schnellwachsende Energiepflanzen (Kurzumtrieb, Miscanthus etc.) zählen.

Das erstellte Feuerungs- und Brennstoffförderungskonzept bietet insbesondere für biogene Einsatzstoffe (bspw. halmgutartige Brennstoffe) mit einer geringen Energiedichte und hohen erforderlichen Förderraten einen guten Lösungsansatz. Den von der Brennstoffasche (hoher Eigen- und Fremdascheanteil) ausgehenden Anforderungen der Ascheausschleusung aus Feuerungsanlagen (Verschlackung und Entaschung) wird durch das innovative Entaschungskonzept Rechnung getragen. Durch den Einsatz von calciumhaltigen Additiven bzw. Bettmaterialien (Dolomit, Kalkstein etc.) lassen sich Brennstoffe mit hohem Anteil an der Anlagenlebensdauer korrosiv wirksamen Spezies Chlor und Schwefel energetisch nutzen und dabei die Reisezeit der Verbrennungsanlage erhöhen.

Die für den dezentralen Leistungsbereich (1 bis 10 MW_{el}) entwickelte Anlagenkonzeption wird nicht nur dem Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe und deren spezifischen Eigenschaften gerecht, sondern bietet auch die Möglichkeit der verfahrenstechnischen Leistungsanpassung im Bereich von 0,2 bis 2 MW_{el} sowie einer standortunabhängigen Realisierung in Regionen mit hohem Strohpotenzial (wie bspw. in Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Thüringen und Sachsen).

Ein Transfer der entwickelten Feuerungstechnologie zur energetischen Verwertung von Stroh in das Ausland ist zunächst nicht geplant. Die Gründe dafür liegen in der noch notwendigen Anpassung einer zu realisierenden Pilotanlage zur Erlangung einer marktreifen Lösung dieses Feuerungskonzeptes. Hierfür erscheint es sinnvoll, die im Verlauf dieses Projektes gewonnenen, an den nationalen Standort gebundenen Ergebnisse anhand einer Demonstrationsanlage in Deutschland fortzuführen und zu überprüfen.

Literatur

- [1] THRÄN, Daniela et al.: Sustainable strategies for biomass use in the European context, IE-Report, Edition 1/2006.
- [2] WAGNER, Ulrich: Nutzung regenerativer Energien. Energie- und Management Verlagsgesellschaft mbH Herrsching, 1997.
- [3] ZELLER, Vanessa; WEISER, Christian; HENNENBERG, Klaus; REINICKE, Frank; SCHAUBACH, Kay; THRÄN, Daniela; VETTER, Armin; WAGNER, Bernd: Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe zur Bioenergiebereitstellung; Schriftenreihe des BMU Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ Band 2, 2011.
- [4] FISCHEDICK, Manfred: Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes UFOPLAN Vorhaben 20541104, 2006.
- [5] UMWELTBUNDESAMT (Hrsg.): Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes 20541104 UBA-FB 001074/1, 2007.
- [6] NITSCH, Joachim: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Energie- und Umweltforschung, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit FKZ 901 41 803, 2004.

Landwirtschaftliche Reststoffe zur nachhaltigen Bioenergiebereitstellung

Vorhaben: Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung

FKZ-Nr: 03KB021

Laufzeit: 01.07.2009 – 31.08.2011

Zuwendungssumme: 440.000 €

Koordination: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
04347 Leipzig
E-Mail: info@dbfz.de
Internet: www.dbfz.de

Projektpartner: Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL),
Institut für Nachhaltige Landbewirtschaftung e.V. (INL),
Öko-Institut e.V.

Kontakt:

Prof. Dr. Daniela Thrän (DBFZ)
E-Mail: Daniela.Thraen@dbfz.de
Tel.: +49 (0)341-2434-435

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)
Dr. Armin Vetter
E-Mail: armin.vetter@tll.thueringen.de
Tel.: +49 (0)34627-868-122

Institut für Nachhaltige Landbewirtschaftung e.V. (INL)
Frank Reinicke
E-Mail: frank.reinicke@repro-agrar.de
Tel.: +49 (0)345-2798794

Öko-Institut e.V.
Dr. Klaus Hennenberg (Öko-Institut)
E-Mail: k.hennenberg@oeko.de
Tel.: +49 (0)6151-8191-77



Vanessa Zeller,

Projektkoordination: *Durch die energetische Nutzung von Stroh können bis zu 13 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart werden – das entspricht anderthalb Prozent dessen, was in Deutschland an Treibhausgasen emittiert wird. Damit ist Stroh eindeutig eine Ressource mit Potenzial.*



Das Projekt „Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung“, FZK 03KB021, ist ein Verbundvorhaben aus dem Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ), der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL), dem Institut für Nachhaltige Landwirtschaft e.V. (INL) und dem Öko-Institut e.V. Das zweijährige Forschungsvorhaben hat vom 01.07.2009 bis zum 31.08.2011 stattgefunden und wurde mit einer Zuwendungssumme von insgesamt 440.000 € gefördert. Das Projekt wurde von Vanessa Zeller (DBFZ) koordiniert.

Die Nutzung von Reststoffen und Abfällen zur Bioenergiebereitstellung wird in Wissenschaft und Politik häufig als prioritäre Option vor der Nutzung von Anbaubiomasse angesehen, denn sie gilt als die umweltverträglichste Variante der Bioenergie [1]. Dies hat dazu geführt, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Stroh, Gülle oder Bioabfällen kontinuierlich verbessert worden sind, z.B. durch den Mechanismus der Doppelgewichtung von reststoffbasierten Kraftstoffen in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie oder durch die höher vergütete Einsatzstoffklasse II im EEG 2012 [2,3].

In Deutschland ist das Aufkommen von landwirtschaftlichen Reststoffen durch die Rolle des Landes als zweitgrößter Agrarproduzent in der Europäischen Union sehr hoch. Ca. 215 Mio. Tonnen (Frischmasse) landwirtschaftliche Reststoffe fallen jährlich in Deutschland an (Mittelwert 1999 – 2007). Davon sind durchschnittlich 30 Mio. tFM/a Getreidestroh. Einige landwirtschaftliche Reststoffe werden bereits für die Bioenergiebereitstellung eingesetzt. Vor allem tierische Exkremente werden in erheblichem Umfang für die Biogasproduktion genutzt. Im Vergleich dazu ist die Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen als Festbrennstoff gegenwärtig marginal. Aktuell werden schätzungsweise 25 bis 50 (Klein-)Feuerungsanlagen in Deutschland auf der Basis von Stroh betrieben. Doch die Nutzung von Stroh, vor allem von Getreidestroh, als Option für die Bioethanol- aber auch Biogasproduktion wird stark diskutiert und auch bereits erprobt. Darüber hinaus befindet sich das erste Stroheizkraftwerk Deutschlands gegenwärtig in der Bauphase. Trotz dieser Entwicklungen stellt sich die Frage, bis zu welchem Umfang landwirtschaftliche Reststoffe in Deutschland genutzt werden sollten. Verfügbare Studien zu Reststoffpotenzialen weisen für das Erntenebenprodukt Stroh eine Bandbreite zwischen 59 und 274 PJ/a bzw. zwischen 4,2 und 18,7 Mio. t/a (Trockenmasse, nachfolgend TM) aus [4-9]. In den Potenzialanalysen und der weiterführenden Literatur wird bezüglich einer Nutzung von Ernterückständen darauf hingewiesen, dass ihre Mobilisierung mit ökologischen Risiken verbunden sein kann. So kann die Entnahme von landwirtschaftlichen Reststoffen negative Auswirkungen auf Bodenfunktionen, z.B. eine Minderung der Boden-Kohlenstoff-Sequestrierung und eine reduzierte Humusbildung hervorrufen [10]. Diese Limitierung des Potenzials aufgrund von Bodenkohlenstoffeffekten ist in den bisherigen Studien im überregionalen Maßstab noch nicht eingehend untersucht worden.

Um diese und weitere bestehende Forschungslücken zu schließen, wurde das Forschungsvorhaben zum Thema energetische Strohnutzung initiiert. Neben der Analyse von nachhaltig verfügbaren Potenzialen war das Ziel, durch die Berechnung von Gestehungskosten und die Bilanzierung von Treibhausgasen für verschiedene Konversionsformen eine umfassende Bewertung der nachhaltigen Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung zu ermöglichen. Im Folgenden werden auszugsweise die Ergebnisse des Forschungsvorhabens vorgestellt.

Strohpotenziale in Deutschland

Christian Weiser (TLL), Frank Reinicke (INL)

Ausgangspunkt für die Bestimmung des nachhaltigen Strohpotenzials ist die Gesamtaufwuchsmenge an Getreidestroh (Winter-, Sommerweizen, Roggen, Winter-, Sommergerste, Triticale und Hafer). Dieses theoretische Strohpotenzial kann über Anbaudaten (Daten der Agrarstrukturerhebung 1999, 2003 und 2007 [11]) und Korn-Stroh-Verhältnisse auf Landkreisebene berechnet werden [12]). Im nächsten Schritt erfolgt die Bestimmung der Menge des bergbaren Getreidestrohs. In dieser Studie wurde nach Konsultation von Agrarexperten die Annahme getroffen, dass in Deutschland im Durchschnitt 66 % der gesamten Aufwuchsmenge mit derzeitiger konventioneller Bereitstellungstechnik bergbar sind [13,14]. Von dem bergbaren Stroh muss die Menge an Stroh abgezogen werden, die bereits in der Tierhaltung eingesetzt wird. Der Bedarf an Stroh für Einstreu kann über Daten zum Tierbestand, der Weidehaltung und über die Aufstallungssysteme sowie dem Einstreubedarf für die jeweilige Tiergruppe abgeleitet werden [15, 16].

Neben diesen technischen Restriktionen und Einschränkungen aufgrund bereits etablierter Nutzungen sollte der Aspekt der Humusversorgung von Böden als Restriktion in die Potenzialanalyse einfließen. Zur (indirekten) Einschätzung des Humusushaltes ackerbaulich genutzter Böden wurde in diesem Projekt das Instrument der Humusbilanzierung angewandt. Dabei stellt der Landkreis den landwirtschaftlichen Betrieb dar. Der Anteil der betrachteten Fruchtarten an der Ackerfläche des Landkreises gibt die Fruchtfolge wieder.

Aus dem Flächenumfang und den Koeffizienten der einzelnen Fruchtarten ergibt sich in der Gesamtheit der spezifische Humusbedarf im Landkreis. Anfallende Koppelprodukte und applizierte organische Dünger stellen die realisierte Humusreproduktion dar. Als Eingangsdaten für die Humusbilanzierung dienen Daten aus den Agrarstrukturerhebungen 1999, 2003 und 2007. Dies umfasst die Anbauflächen und Erträge der wichtigsten Fruchtarten, die Flächen für Brache und Zwischenfrüchte sowie die Daten zu organischem und mineralischem Dünger (einschl. Klärschlamm), sowie Stickstoff-Depositionen, die berechneten Einstreumengen, die Ackerzahlen und die durchschnittlichen Jahresniederschläge.

Aus der Gegenüberstellung der Werte Humusbedarf und Humusreproduktion in einem Landkreis berechnet sich der Humussaldo. Hat ein Landkreis eine negative Humusbilanz, ist sein Strohpotenzial null. Ist die Humusbilanz positiv, wird die Menge des humuswirksamen Kohlenstoffs bestimmt, welche dem Kreis bis zu einer ausgeglichenen Humusbilanz (0 kg Humus C) entnommen werden kann. Diesem Wert wird entsprechend dem Reproduktionskoeffizienten von Stroh eine Strohmenge zugeordnet. In Abhängigkeit der Aufwuchsmenge von Stroh in dem betreffenden Landkreis und unter Berücksichtigung des Einstreubedarfes in der Tierhaltung berechnet sich die zusätzlich entnehmbare Menge. Die Strohmenge kann daher zum einen durch die erntbare Aufwuchsmenge limitiert werden. Zum anderen kann der Humussaldo das Strohpotenzial begrenzen, da ein Teil weiterhin zur Versorgung der organischen Bodensubstanz benötigt wird. Abschließend werden vom Strohpotenzial 10 % der berechneten Entnahmemengen abgezogen und einer stofflichen Nutzung zugeschrieben.

Da bezüglich der Frage nach den Humuswirkungen von Fruchtarten derzeit unterschiedliche Ansätze existieren, wurden in dieser Studie zwei der gegenwärtig anerkannten Methoden angewendet: die Humusbilanzierung nach VDLUFA und die dynamische HE-Methode.

Bei der VDLUFA-Methode existieren zudem zwei Richtwerte: VDLUFA unterer Wert gilt für Böden in einem guten Zustand (entspricht den Cross-Compliance-Regelungen) und VDLUFA oberer Wert, welcher für Böden anzuwenden ist, die jahrelang negative Humusbilanzen erzielt haben.

Ergebnisse aus der Humusbilanzierung

Abbildung 1 zeigt die räumliche Verteilung des Strohaufwuchses in Deutschland als Mittelwert der Jahre 1999 – 2007. Die Gesamtaufwuchsmenge an Getreidestroh ist in der linken Abbildung auf Landkreisebene als Summe dargestellt. In der rechten Abbildung ist der Strohaufwuchs pro Landkreis mit den Ackerflächen verschnitten, um die räumliche Auflösung des theoretischen Potenzials weiter zu erhöhen. Im Durchschnitt wachsen in Deutschland 29,8 Mio. tFM Getreidestroh pro Jahr auf. Bezogen auf die Getreidefläche werden etwa 48 Dezitonnen Stroh pro Hektar und Jahr produziert.

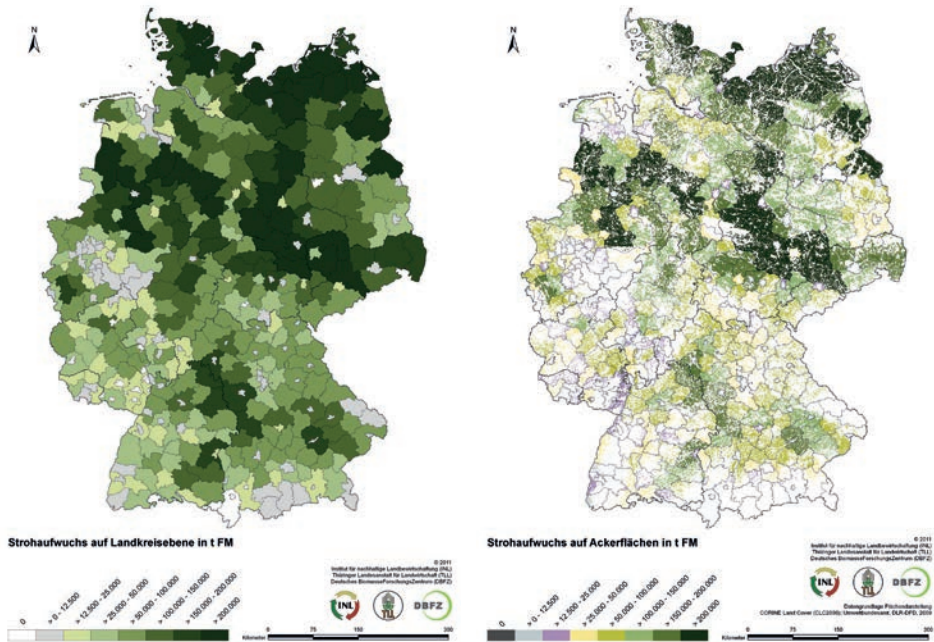


Abbildung 1: Verteilung des Strohaufwuchses in Deutschland; 1999-2007

In Abbildung 2 sind die Ergebnisse aus der Humusbilanzierung nach VDLUFA und HE-Methode dargestellt. Die Humusbilanz wird auf Landkreisebene in Tonnen Kohlenstoff angegeben, ebenfalls als Durchschnittswert der Jahre 1999 – 2007. Es zeigt sich, dass die Bilanzierungsmethoden zu unterschiedlichen Einschätzungen bezüglich der Humusversorgung von Ackerböden kommen. Nach VDLUFA unterer Wert weisen nur zwei Landkreise eine negative Bilanz auf. Nach der VDLUFA Methode (oberer Wert) sind bereits acht Prozent der Ackerböden unterversorgt. In der Bilanzierung nach HE-Methode sind 57 Landkreise betroffen. Es wird deutlich, dass die Regionen mit hohem Großvieheinheiten-Besatz und somit hohem Einsatz tierischer Wirtschaftsdünger hohe Humusüberschüsse ausweisen. In den Ergebnissen nach VDLUFA oberer Wert und nach HE-Methode zeigt sich, dass eine hohe Konzentration von Kartoffeln und Rügen in der Fruchtfolge zu negativen Salden in den entsprechenden Landkreisen führt.

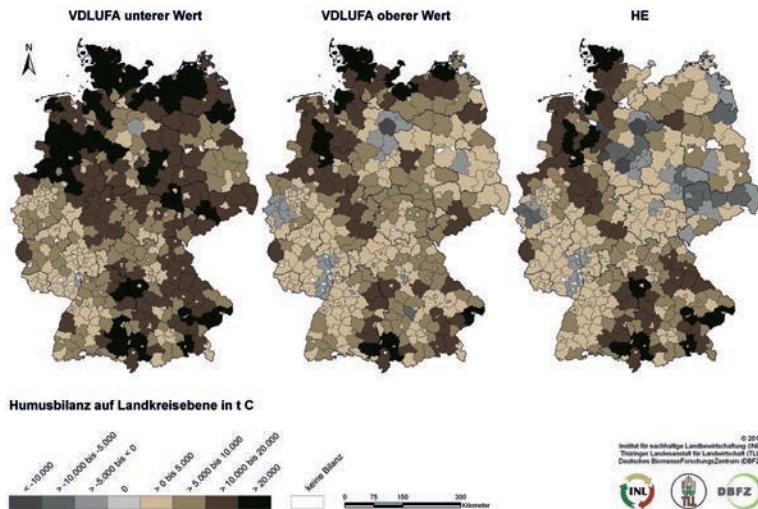


Abbildung 2: Humussalden auf Landkreisebene nach verschiedenen Bilanzmethoden

Abbildung 3 zeigt die Menge an Getreidestroh je Landkreis, welche den verschiedenen Methoden zufolge nachhaltig nutzbar ist. Nach den unteren Bedarfskoeffizienten der VDLUFA ergibt sich ein Gesamtpotenzial von 13 Mio. t Frischmasse. Diese Menge entspricht etwa 44 % des total aufgewachsenen Getreidestrohs. Bei einem mittleren Heizwert von 14,3 MJ/kg Getreidestroh FM ergibt sich daraus ein Energiepotenzial von 186 PJ. Die Humusbilanzen wirken lediglich zu 9 % als limitierender Faktor. Die höchsten Potenziale finden sich nach dieser Methode in den Landkreisen Börde (244.000 tFM), Nordwestmecklenburg (225.000 tFM) und Ostholstein (200.000 tFM). Bezogen auf die Getreidefläche werden Spitzenwerte in den Landkreisen Ostholstein (39,9 dtFM/ha), Hildesheim (36,2 dtFM/ha) und Salzgitter Stadt (36,2 dtFM/ha) erreicht. In 52 Landkreisen kann kein Getreidestrohpotenzial ausgewiesen werden.

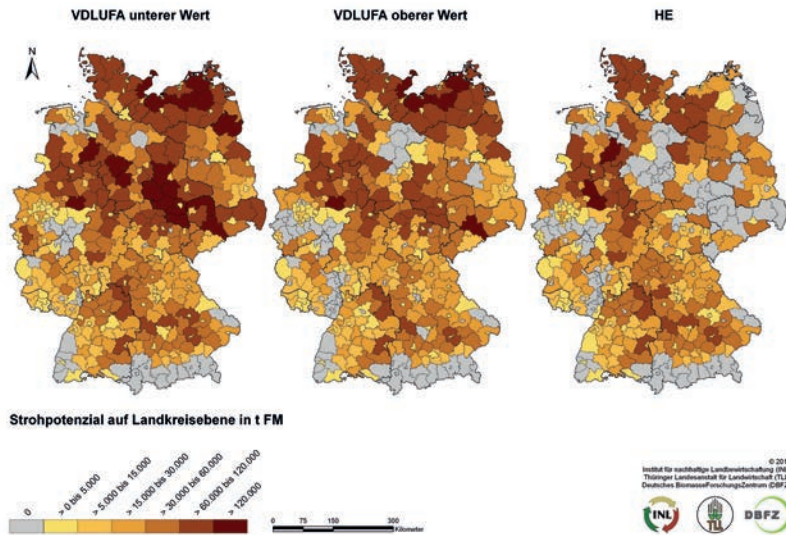


Abbildung 3: Nachhaltiges Strohpotenzial nach verschiedenen Humusbilanzmethoden

Verwendet man die oberen Bedarfswerte der VDLUFA verringert sich die potenzielle Strohmenge zur energetischen Nutzung auf 10 Mio. t FM. Damit wäre jedoch immer noch ca. 1/3 des aufgewachsenen Getreidestrohs nutzbar. Diese Menge entspricht einem Energiegehalt von 143 PJ. Die Humusbilanzen wirken hier bei 38 % der Landkreise limitierend. Die höchsten Potenziale finden sich nach dieser Methode in den Landkreisen Nordwestmecklenburg (211.000 tFM), Ostholstein (200.000 tFM) und Nordvorpommern (176.000 tFM). Relativ zur Fläche, auf denen die betrachteten Getreidearten angebaut werden, können die größten Potenziale in Ostholstein (39,9 dtFM/ha), Plön (34,9 dtFM/ha) und dem Herzogtum Lauenburg (32,9 dtFM/ha) beobachtet werden. Die Anzahl der Kreise, in denen kein Potenzial zur Verfügung steht, erhöht sich auf 81. Die nutzbare Strohmenge reduziert sich weiter, wenn die HE-Methode verwendet wird. In Summe sind nur noch 8 Mio. tFM Getreidestroh entnehmbar. Dieser Wert entspricht in etwa 27 % des gesamten aufgewachsenen Strohs und 114 PJ. Die Humusbilanzen sind bei der dynamischen HE-Methode zu 32 % der limitierende Faktor. In diesem Fall sind die Landkreise mit den höchsten absoluten Strohmenge die Landkreise Diepholz (140.000 tFM), Soest (133.000 tFM) und Warendorf (120.000 tFM). Bezogen auf die Getreidefläche treten die höchsten Hektarpotenziale in Soest (33,4 dtFM/ha), Herford (33,2 dtFM/ha) und Unna (32,9 dtFM/ha) auf. Insgesamt werden 109 Landkreise ohne überschüssiges Getreidestroh ausgewiesen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die größten Strohpotenziale bei allen drei verwendeten Methoden im Osten Schleswig-Holsteins und im Nordwesten Mecklenburg-Vorpommerns vorzufinden sind. Ebenfalls hohe Strohpotenziale sind im nördlichen Teil Nordrhein-Westfalens bis hinein ins angrenzende Niedersachsen vorhanden. Drasti-

sche Unterschiede zwischen den Methoden zeigen sich für weite Gebiete Sachsens und Sachsen-Anhalts. Nach beiden VDLUFA-Methoden werden hohe bis sehr hohe Potenziale ausgewiesen, wohingegen nach der dynamischen HE-Methode kaum bzw. kein Strohpotenzial vorhanden ist, da dieses zur Humusreproduktion notwendig ist. In Tabelle 1 sind die Potenzialergebnisse auf Bundeslandebene verzeichnet.

Tabelle 1: Getreidestrohpotenzial in den einzelnen Bundesländern

Bundesland	VDLUFA unterer Wert (t Stroh FM)	VDLUFA oberer Wert (t Stroh FM)	HE dynamisch (t Stroh FM)
Schleswig-Holstein	904 000	904 000	610 000
Hamburg	4 000	4 000	0
Niedersachsen	1 952 000	1 196 000	945 000
Bremen	1 000	1 000	0
Nordrhein-Westfalen	1 407 000	1 166 000	1 219 000
Hessen	660 000	605 000	634 000
Rheinland-Pfalz	367 000	248 000	247 000
Baden-Württemberg	816 000	699 000	832 000
Bayern	1 828 000	1 509 000	1 828 000
Saarland	32 000	32 000	33 000
Berlin	1 000	1 000	0
Brandenburg	759 000	471 000	439 000
Mecklenburg-Vorpommern	1 417 000	1 245 000	509 000
Sachsen	810 000	470 000	87 000
Sachsen-Anhalt	1 415 000	664 000	271 000
Thüringen	879 000	683 000	311 000
Deutschland	13 252 000	9 898 000	7 965 000

FM: Frischmasse, HE: Humuseinheiten, t: Tonne

Für die Bewertung der berechneten Potenziale bis zum Jahr 2020 wurden landwirtschaftsbezogene Szenarien entwickelt. Diese Szenarien haben unmittelbaren Einfluss auf die zukünftige Entwicklung der Humusbilanzen und des Überschussstrohpotenzials. Im Szenario „business as usual“, das von einer Fortschreibung der gegenwärtigen Entwicklung in der Landwirtschaft ausgeht, kann gezeigt werden, dass mittelfristig mit erhöhten, mindestens jedoch konstanten Humusbilanzen sowie vorhandenen Strohpotenzialen bis zum Jahr 2020 zu rechnen ist. Sollte das Nebenernteprodukt Getreidestroh stärker nachgefragt sein (Szenario: „Stroh bekommt einen Wert“), sind je nach Methode Potenzialsteigerungen zwischen 46 und 63 % möglich. Der Grund für derartig hohe Steigerungen sind Innovationen der Erntetechnik, welche die Menge des theoretisch bergbaren Getreidestrohs von 20 auf

27 Mio. tFM erhöhen. Diese Strohmenge können aber nur bei ausgeglichenen Humussalden mobilisiert werden, wenn entsprechende Humusersatzmaßnahmen wie eine Umstellung der Fruchtfolge (verstärkter Anbau von Humusmehrern) ergriffen werden.

Nachhaltige Strohnutzung

Neben der Darstellung regionaler Strohpotenziale konnten eindeutig Gebiete herausgestellt werden, in denen eine Strohentnahme ohne Umstellung der Fruchtfolgen oder zusätzliche organische Düngung nicht möglich ist. So sind Gebiete mit einem hohen Kartoffel- und Rübenteil in der Fruchtfolge nicht für die energetische Strohnutzung geeignet. Demgegenüber konnten Regionen mit hohen Strohüberschüssen eindeutig identifiziert werden, was bei einer effizienten Anlagenplanung als Entscheidungsgrundlage dienen kann. Die Potenzialbestimmung auf Kreisebene lässt jedoch keine pauschale Übertragung auf Betriebsebene zu. Vor der Abfuhr von Getreidestroh sind schlagbezogene Humusbilanzen zu erstellen. Die Ergebnisse leisten einen wesentlichen Beitrag zur Bewertung einer nachhaltigen Bodennutzung aus Sicht des Kohlenstoffhaushalts. Es fehlt jedoch die Berücksichtigung weiterer Nachhaltigkeitskriterien wie die Nährstoffversorgung und die Erosionsdisposition der betroffenen Ackerflächen.

Bei einer Interpretation der Ergebnisse sind zudem die folgenden Einschränkungen zu berücksichtigen: Als Datengrundlage der Bilanzierung dienen Anbau- und Erntedaten aus drei Jahren. Bezüglich der Veränderungen in der Anbaustruktur kann festgestellt werden, dass diese nur langsam stattfinden. Allerdings sind die Erträge stark von den jeweiligen Witterungseinflüssen abhängig. Extreme Wetterereignisse können sich stark auf den Strohertrag und die daraus resultierenden Potenziale auswirken.

Methodische Unsicherheiten bestehen zudem im Umgang des Wirtschaftsdüngereinsatzes. Aufgrund nicht verfügbarer Informationen wurde vereinfachend unterstellt, dass der berechnete Anfall vollständig auf der jeweiligen Bilanzfläche ausgebracht wurde, obwohl dies den Verfahrensweisen in der Praxis widerspricht. Es ist also davon auszugehen, dass die Reproduktion aus tierischen Wirtschaftsdüngern einerseits überschätzt wird. Andererseits sind aufgrund fehlender Information über Stoffflüsse die aus der Biogasproduktion anfallenden ca. 60 Mio. t Gärreste nicht berücksichtigt worden, was wiederum die Humusbilanzen unterschätzt.

Zudem bestehen Unsicherheiten in der Humusbilanzierungsmethode, vor allem bezüglich des Reproduktionswertes für Stroh, welcher großem Einfluss auf das Endergebnis hat. Für diesen wird die Spanne von 80 bis 110 kg Humus-C je t Substrat diskutiert. Des Weiteren kann die Bestimmung des Getreidestrohs über die angesprochenen Korn-Stroh-Verhältnisse aus der Düngeverordnung unter verschiedenen Standortverhältnissen, Düngermenge und Sortenwahl zu Über- oder Unterschätzung des tatsächlich aufgewachsenen Getreidestrohs führen.



Analyse der Treibhausgasemissionen

Für die Bewertung der Nachhaltigkeit im Kontext einer energetischen Nutzung ist die Treibhausgasbilanz ein zentrales Kriterium. Bei der Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe treten zunächst keine THG-Emissionen durch Landnutzungsänderungen auf, da keine zusätzliche Flächennutzung für ihre Produktion notwendig ist. Auch bezüglich der Düngemittel-, Pestizid- und Dieselgaben fällt die Bilanz für Rest- und Abfallstoffe häufig positiv aus, da diese Aufwendungen der Produktion des Hauptproduktes zugewiesen und nicht auf die Bilanz des Nebenproduktes angerechnet werden. Diese Methodik zur Berechnung der Treibhausgasemissionen wird beispielsweise in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie vertreten, in der die Berechnung von THG-Emissionen erst ab Sammlung der Reststoffe verlangt wird. Neben der Diskussion über die Frage ob diese Allokationsmethodik angemessen ist, wird auch darüber diskutiert, ob und wie sich Effekte des Entzugs von Bodenkohlenstoffs bzw. der Nicht-Sequestrierung von Kohlenstoff durch die Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe in einer Treibhausgasbilanz abbilden lassen. Um diese Punkte zu diskutieren, wurden im Projekt verschiedene methodische Ansätze zur Treibhausgasbilanzierung angewandt bzw. entwickelt. Es wurden die Bilanzierungsvarianten mit und ohne Integration der Humusbilanz sowie verschiedene Allokationsmethoden angewendet. Für die Bewertung der potenziellen Umweltwirkungen verschiedener Strohnutzungspfade wurde die Methodik der so genannten Ökobilanzierung oder Lebenszyklusanalyse (Life cycle assessment, LCA) angewendet [17][18].

Bilanzierung der bereitstellungsbedingten THG-Emissionen unter Berücksichtigung der Effekte auf den Bodenkohlenstoffhaushalt

Kirsten Wiegmann, Klaus Hennenberg (Öko-Institut)

Im Vergleich zum traditionellen Getreideanbau führt eine Strohentnahme zu einem zusätzlichen Kohlenstoffverlust, denn das entnommene Stroh kann nicht mehr als Humus festgesetzt werden. Dabei handelt es sich um den Effekt der sogenannten entgangenen Sequestrierung. Beide Anbausysteme (mit und ohne Strohnutzung) sind in Abbildung 4 illustriert. Das Ausmaß der entgangenen Sequestrierung durch die Entnahme von Nebenprodukten kann mit Hilfe von Humusbilanzen kalkuliert werden.

Im Rahmen der Bilanzierung der bereitstellungsbedingten Treibhausgasemissionen wurde ein methodischer Ansatz entwickelt, der es erlaubt, die THG-Emissionen aus der Humusbilanzierung in die THG-Bilanzierung zu integrieren. Hierbei bestand insbesondere die Herausforderung, Humuseffekte, die nicht direkt einer angebauten Fruchtart zugewiesen werden können (Brache, Winterzwischenfrucht, organische Düngung), über ein Umlagesystem auf die Anbaufläche der gesamten Fruchtfolge zu verteilen. Mit diesem Ansatz kann eine gesamte Fruchtfolge inklusive des Humuseffekts bilanziert, aber auch für jede Fruchtart eine THG-Bilanz ausgewiesen werden.

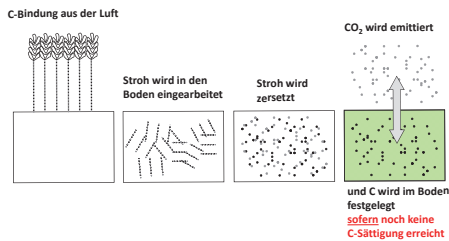
Um die Bodenkohlenstoffeffekte zu quantifizieren, wurden wie in der Potenzialanalyse die Bilanzierungsmodelle und C-Koeffizienten nach VDLUFA (oberer und unterer Wert) sowie die dynamische HE-Methode eingesetzt. Zusätzlich zur Berücksichtigung des Bodenkohlenstoffs sind in den Treibhausgasbilanzen die Aufwendungen für die Bergung des Strohs und



eine Bilanzierung einer Stickstoff-Kompensationsdüngung, basierend auf den Nährstoffgehalten nach [12], enthalten. In der Bilanzierung wurden die Emissionsfaktoren für Diesel, Dünger, Pestizide nach [19] sowie Lachgas nach [20] genutzt.

Im Folgenden werden die Ergebnisse aus der Treibhausgasbilanzierung der Strohbereitstellung für den Weizenanbau (Einzelkultur) dargestellt. Bei Berücksichtigung des Bodenkohlenstoffs ergibt die Bilanzierung des Weizenkorns eine Treibhausgasfreisetzung von 21,81 g CO₂-Äq./MJ Weizen. Dabei entfällt ein Großteil der Emissionen auf die Düngherstellung und die mit der Düngung verbundene Lachgasfreisetzung. Die Strohentnahme ohne Berücksichtigung der Humusbilanz führt dagegen zu dem deutlich kleineren Wert von 1,95 g CO₂-Äq./MJ, der durch die Ausgleichsdüngung für Stickstoff dominiert wird.

C-Kreislauf im Getreideanbau



C-Kreislauf bei Strohnutzung

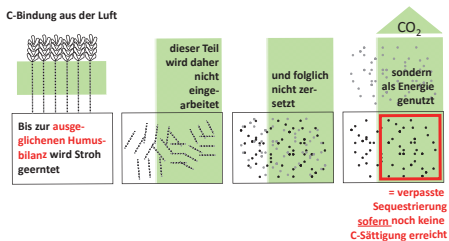


Abbildung 4: Kohlenstoffkreislauf mit und ohne Strohnutzung, Quelle: Öko-Institut

Wird der Bodenkohlenstoff in die THG-Bilanz integriert, entstehen Unterschiede für die Fälle mit und ohne Strohnutzung sowie je nach Humusbilanzmethode. Abbildung 5 zeigt exemplarisch die Ergebnisse unter Nutzung der Koeffizienten nach VDLUFA (oberer Wert). Die Integration von Bodenkohlenstoffeffekten in die THG-Bilanz führt dazu, dass der Weizenanbau mit Strohnutzung eine zusätzliche THG-Freisetzung aufweist, während der traditionelle Weizenanbau (mit Strohrückführung) zu geringeren THG-Emissionen führt, da die Einbindung von Kohlenstoff im Boden aus der Strohrückführung berücksichtigt wird. Für das Weizenkorn ohne Strohnutzung ergeben sich deutlich niedrigere THG-Emissionen (ca. 10-15 g CO₂-Äq./MJ) als für die Strohnutzung (ca. 22-27 g CO₂-Äq./MJ). Die größten THG-Emissionen entstehen aber für das Weizenkorn mit Strohnutzung (27 g CO₂-Äq./MJ). Dieses Ergebnis unterstreicht einerseits die Notwendigkeit, die Humusbilanz für den Reststoff Stroh in die THG-Bilanz zu integrieren. Andererseits wird aber auch deutlich, dass bei dieser Sichtweise durch die Strohnutzung plötzlich alle Ernteprodukte in ihren THG-Bilanzen betroffen sind.

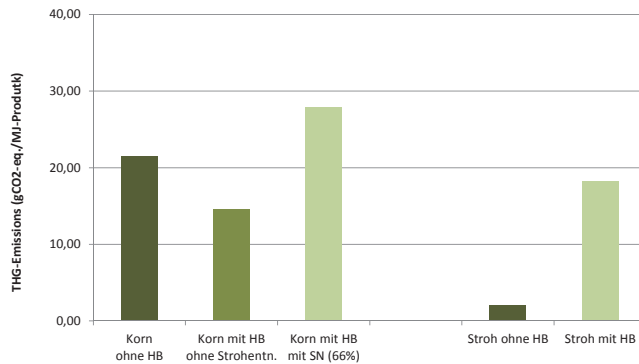


Abbildung 5: Vergleich der THG-Bilanzen von Weizenkörnern und Weizenstroh für die Einbeziehung einer Humusbilanz nach VDLUFA (oberer Wert). HB = Humusbilanz, SN= Strohentnahme

Neben der Bilanzierung der Einzelkultur wurde auch die Bilanzierung der gesamten Fruchtfolge durchgeführt. Dazu wurden die Anbaudaten eines niedersächsischen Marktfruchtbetriebes mit hohem Getreideanteil verwendet. Der entwickelte Ansatz musste dazu die Unterschiede zwischen der fruchtfolge-bezogenen Humusbilanz und der fruchtarten-bezogenen THG-Bilanz überwinden. Die nicht-fruchtartsspezifischen Kohlenstoffeffekte, die während Bracheperioden, durch den Zwischenfruchtanbau oder durch Wirtschaftsdüngergaben auftreten, wurden über Zurechnungsvorschriften auf die Hauptprodukte der Fruchtarten umgelegt. Die Bilanz für das Weizenstroh bleibt dabei konstant bei ca. 27 g CO₂-Äq./MJ Stroh (nach VDLUFA oberer Wert); die Bilanz für das Hauptprodukt kann jedoch leicht verbessert werden und beträgt nach VDLUFA (oberer Wert) noch 9,6 g CO₂-Äq./MJ.

Gesamte Fruchtfolge betrachten

Bei der Interpretation der Ergebnisse muss beachtet werden, dass die Einschränkungen, die für die Humusbilanzierung bestehen, auch für die THG-Bilanzierung der entgangenen Sequestrierung gelten, denn die Datengrundlage für die Integration der Humusbilanz in die THG-Bilanzierung stammt aus den Humusbilanz-Methoden VDLUFA und der HE-Methode. Es wird grundsätzlich angenommen, dass eine lineare Zu- bzw. Abnahme des Bodenkohlenstoffs vorliegt. Diese Annahme bedeutet, dass die Analyse nur akzeptable Ergebnisse liefert, wenn der Bodenkohlenstoffgehalt der untersuchten Flächen noch nicht in dem Bereich einer Sättigung oder auf einem deutlichen Wege dorthin befindet.

Ein praktisches Problem dieses neuen Ansatzes ist, dass stets die gesamte Fruchtfolge zu betrachten ist. Diese vollständigen Datensätze aber werden jedoch in vielen Fällen nicht vorliegen.

Abschließend ist festzuhalten, dass die THG-Bilanz des Reststoffs Stroh signifikant durch die Integration der Humusbilanz ansteigt. Dieser Aspekt ist nicht in der konventionellen THG-Bilanzierung berücksichtigt, wie sie z.B. in der RED angewandt wird. Es ist empfehlenswert, die Berechnung einer THG-Reduktion im Vergleich zu fossilen Energieträgern für das Stroh sowohl mit als auch ohne den Effekt des Strohezugs (N und C) durchzuführen, um abschließend einschätzen zu können, ob es für den Klimaschutz vorteilhafter ist, das Stroh nicht zu bergen.

THG-Bilanzierung der Gesamtkette

Vanessa Zeller, DBFZ

Die bisherigen Ausführungen haben ausschließlich den Lebenszyklusabschnitt bis zur Strohhäufung betrachtet. Um abschließend einschätzen zu können, wie sich die Treibhausgasbilanz im Vergleich zu einer fossilen Nutzung darstellt, wurde die Gesamtkette einschließlich der Konversionsprozesse und der Nutzungsphase für verschiedene Anlagenkonzepte zur Wärme-, Strom/KWK- und Kraftstoffbereitstellung bilanziert.

Da bei den betrachteten Prozessen auch Nebenprodukte auftreten, stellte sich die Frage, wie die berechneten Emissionen des Gesamtprozesses den verschiedenen Prozessprodukten zuzuordnen sind. Im Rahmen dieses Projektes wurden die Ansätze der so genannten Energieallokation für Nebenprodukte sowie der Exergieallokation für Prozesse, bei denen als Nebenprodukt Wärme entsteht, verwendet. Eine weitere wichtige methodische Frage ist die Wahl des fossilen Referenzsystems. Für den hier dargestellten Vergleich wurden verschiedene Referenzsysteme nach [21] ausgewählt, welche die durchschnittlichen Verhältnisse in Deutschland, aber auch Grenzbetrachtungen, widerspiegeln.

Ergebnisse

In Abbildung 6 sind die Ergebnisse aus der Bilanzierung der Anlagenkonzepte in einer Übersicht dargestellt. Ein direkter Vergleich zwischen den Wärme-, Kraftstoff- und KWK-Konzepten ist nicht möglich, da es sich um verschiedene Energieträger mit unterschiedlichen Wertigkeiten handelt. Die Ergebnisse aus der Treibhausgasbilanzierung für die verschiedenen Konzepte liegen zwischen 8 und 40 g CO₂-Äq./MJ Endenergie.

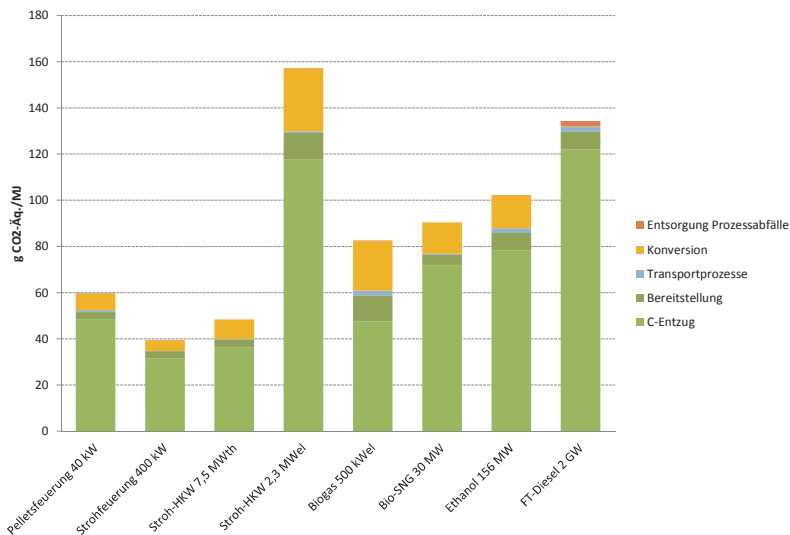


Abbildung 6: Treibhausgasbilanz für verschiedene Strohnutzungskonzepte

(Äq.: Äquivalente, el: elektrisch, FT: Fischer Tropsch, GW: Gigawatt, HKW: Heizkraftwerk, kW: Kilowatt, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung, MJ: Megajoule, MW: Megawatt, th: thermisch)

Ausgehend von einheitlichen Annahmen zum Strohpotenzial und einheitlichen Bereitstellungsketten ist der Prozessschritt Bergung und Stickstoffkompensationsdüngung für alle Pfade grundsätzlich identisch aufgebaut. Wenn keine weiteren Aufbereitungsverfahren enthalten sind, resultieren die unterschiedlich hohen Emissionen für die Bereitstellungsprozesse pro Megajoule aus den verschiedenen Wirkungsgraden der Technologien. Die Emissionen aus der Stickstoffkompensationsdüngung machen in allen Konzepten einen deutlichen Anteil der Gesamtemissionen aus. Die Transportprozesse verursachen dahingegen nur geringe Emissionen, obwohl der Reststoff Stroh durch die niedrige Energiedichte eine aufwendige Transportlogistik aufweist. Daraus kann gefolgert werden, dass die Logistikkonzepte hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Klimabilanz nur geringe Optimierungsmöglichkeiten bieten. Der größte Anteil der THG-Emissionen entsteht in den hier bilanzierten Konzepten während des Konversionsprozesses und hier im Besonderen durch den Einsatz von Hilfsenergien und -stoffen, deren Art und Höhe zwischen den Konzepten stark variieren. In den marktverfügbaren Konzepten (Heiz(kraft)werk, Biogasanlage) sind typische Kennwerte zur Prozessenergieversorgung angenommen worden (z.B. Prozessstromversorgung auf Basis des gegenwärtigen deutschen Strommixes). Tendenziell sind die Emissionen aus diesem Prozessschritt für die Kraftstoffkonzepte geringer, da für diese zukünftigen Konzepte eine Prozessstromversorgung auf der Basis von 100 Prozent regenerativer Energien unterstellt wurde. Die mit der Entsorgung der Prozessabfälle verbundenen Emissionen sind in allen Konzepten sehr gering.

Ein Vergleich der Treibhausgasemissionen der strohbasierten Pfade mit den fossilen Referenzen zeigt für alle Pfade deutliche Einsparmöglichkeiten auf. In Abbildung 7 sind die Treibhausgaseinsparungen für alle hier bilanzierten Pfade pro MJ Endenergie dargestellt. Für die Durchschnittsbetrachtung liegen die Einsparungen zwischen 52,3 g pro MJ Kraftstoff für das Bio-SNG-Konzept bis zur höchsten Einsparung mit 213 g CO₂-Äq. pro MJ Strom für die Biogasanlage. Die großen Unterschiede resultieren aus den unterschiedlichen Emissionswerten zwischen der fossilen Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung.

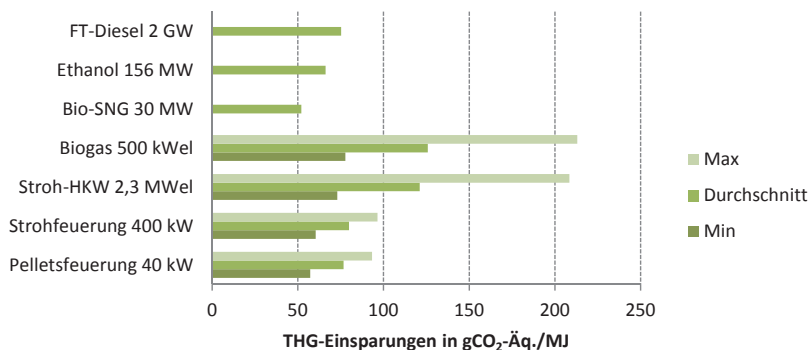


Abbildung 7: Treibhausgaseinsparungen: Vergleich der THG-Emissionen der Anlagenkonzepte mit verschiedenen fossilen Referenzsystemen nach [21]

Um das Thema der Bilanzierung der entgangenen C-Sequestrierung wieder aufzugreifen und in den gesamten Lebenszyklus einzuordnen, wurde abschließend ein Vergleich zwischen der Strohsequestrierung und den verschiedenen energetischen Nutzungsoptionen nach verschiedenen Ansätzen durchgeführt (vgl. Tab. 2). Variante 1 zeigt die mögliche THG-Einsparung, wenn eine Tonne Stroh auf dem Feld verbleibt und folglich keine fossilen Energieträger ersetzen kann. Varianten 2 a und b zeigen die Einspareffekte einer Tonne Stroh, wenn diese in einen Bioenergieträger umgewandelt wird und anschließend fossile Energie substituiert wird. Die Emissionen aus der entgangenen Stroh-Sequestrierung bzw. aus der entgangenen fossilen Substitution sind in der ersten Variante der Berechnungen berücksichtigt. Variante 3 zeigt die potenzielle THG-Einsparung nach konventioneller Methodik, ohne Berücksichtigung der entgangenen Sequestrierung.

Tabelle 2: Vergleich verschiedener Nutzungen und methodischer Ansätze

Option	1: Stroh verbleibt zu 100 % auf dem Feld	2 a: Bergbarer Anteil (66%) des Strohs wird energ. genutzt	2 b: Überschusstrohs (33 %) wird energetisch genutzt	3: Bergbarer Anteil (66%) des Strohs wird energ. genutzt
Methodik	Humusbilanz integriert (nach VDLUFA, oberer Wert)			Keine Humusbilanz
Ergebnis (THG-Einsparungen)	Liegenlassen: 257-367 kg CO ₂ -Äq./t Stroh	Substitution fossiler Energie: 305-1501 kg CO ₂ -Äq./t Stroh		
	Kein Kraftstoff: 62 bis - 363 kg CO ₂ -Äq./t Stroh	Kraftstoffe: -27 bis 571 kg CO ₂ -Äq./t Stroh	Kraftstoffe: 137 bis 628 kg CO ₂ -Äq./t Stroh	Kraftstoffe: 224-685 kg CO ₂ -Äq./t Stroh
	Kein Strom/KWK: -1.134 kg CO ₂ -Äq./t Stroh	Strom/KWK: 1.107 kg CO ₂ -Äq./t Stroh	Strom/KWK: 1.237 kg CO ₂ -Äq./t Stroh	Strom/KWK: 1.367 kg CO ₂ -Äq./t Stroh
	Keine Wärme: -731 kg CO ₂ -Äq./t Stroh	Wärme: 563-737 kg CO ₂ -Äq./t Stroh	Wärme: 775-867 kg CO ₂ -Äq./t Stroh	Wärme: 958-997 kg CO ₂ -Äq./t Stroh

Es zeigt sich, dass auch bei Berücksichtigung der der Humusbilanz die THG-Einspareffekte im Fall der Wärme- und Strombereitstellung höher ausfallen als durch das Liegenlassen des Strohs. Dies ist auf die potenziell höheren Einsparungen zurückzuführen, die durch die Substitution fossiler Energie erreicht werden können. Wenn die Nicht-Speicherung des Strohs dem Kraftstoff als Emission angerechnet wird, kann der Fall auftreten, dass durch den Verbleib des Strohs auf dem Feld im Vergleich zu einer Nutzung als Kraftstoff höhere Einspareffekte erzielt werden können.

Diskussion

Die hier dargestellten Ergebnisse für THG-Emissionen und THG-Einsparungen verschiedener Strohnutzungspfade sind nicht als absolute Werte für einen bestimmten Konversionspfad zu verstehen. Vielmehr repräsentieren sie beispielhafte Konzepte bzw. beispielhafte Referenzsysteme.

Die Bilanzierungsergebnisse der Kraftstoffpfade sind durch diesen konzeptionellen Charakter mit einer größeren Unsicherheit behaftet. Sie geben jedoch eine Tendenz an, wie hoch die Treibhausgasemissionen unter den gewählten Rahmenbedingungen ausfallen können.

Trotz der Unsicherheiten bezüglich der Datenbasis und der Methodik zur Berücksichtigung des Boden-Kohlenstoffs lassen sich zwei Schlussfolgerungen relativ sicher ableiten: Erstens hat sich in den verschiedenen Vergleichen gezeigt, dass die höchsten THG-Einsparungen mit den KWK-Pfaden erreicht werden können. In dieser Studie standen die Anlagenkonzepte Biogas und Heizkraftwerk repräsentativ für diesen Pfad. Zweitens, lassen sich – auch bei Berücksichtigung des Parameters Boden-Kohlenstoff THG-Einsparungen mit fast allen Konzepten erzielen.

Analyse der Kosten

Kay Schaubach (DBFZ), Martin Zeymer (DBFZ), Christian Weiser (TLL)

Eines der wichtigsten Bewertungskriterien für den Einsatz des Reststoffes Stroh zur Energieversorgung ist die Kostenbetrachtung der einzelnen Anlagenkonzepte. Im Rahmen des Projektes wurden Gestehungskosten für ausgewählte strohbasierte Bioenergieträger berechnet, die beispielhaft typische Anlagenkonzepte darstellen. Ihre Berechnung erfolgte auf Basis der Annuitätenmethode in Anlehnung an die Richtlinie VDI 6025. Die für die Berechnungen benötigten anlagenspezifischen Parameter und Kostenansätze basieren auf Angeboten verschiedener Anlagenhersteller, Veröffentlichungen und Erfahrungswerten. Für Anlagen oder Anlagenteile, für die keine Erfahrungswerte vorliegen, wurden Prozesssimulationen durchgeführt, welche die Energie- und Stoffströme abbilden. Da bei den Anlagenkonzepten teilweise noch nicht marktreife Technologien betrachtet wurden, sind die Ergebnisse mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet.

Die Aufwendungen für die Strohbereitstellung spielen eine herausragende Rolle bei der Kostenbetrachtung. Aufgrund dessen wurde im Projekt eine Methode entwickelt, nach der verschiedene Logistikkonzepte für unterschiedliche Rohstoffbedarfe im Detail berechnet werden konnten. Die Kostenberechnung bis zum landwirtschaftlichen Betrieb (Strohbergung) wurde mit einem Modell der TLL realisiert [22]. Das DBFZ hat die Gesamtkette, einschließlich des Transportes und der Konversion, berechnet.

Die Gestehungskosten der Anlagenkonzepte wurden je einer fossilen Referenz und einer alternativen biogenen Energiebereitstellungsoption gegenübergestellt. Deren Kennwerte entstammen größtenteils der Leitstudie 2010 des BMU [23] sowie weiteren Quellen [24–26]. Es handelt sich dabei um die Modellanlagen, welche durch die Strohkonzessionsanlage am wahrscheinlichsten ersetzt würden bzw. an ihrer Stelle zum Einsatz kämen. Aus den Gestehungskosten sowie den THG-Emissionen lassen sich die THG-Vermeidungskosten im Vergleich zu spezifischen Referenzen berechnen. Hier wurden pro Anlage mehrere Referenzen betrachtet, um aus dem sich ergebenden Spektrum eindeutigere Tendenzen ablesen zu können. Die Gegenüberstellung der THG-Vermeidungskosten der einzelnen Modellanlagen erlaubt eine Aussage über die volkswirtschaftlich günstigste Alternative der THG-Vermeidung. Da die Referenzen teilweise auf anderen Annahmen beruhen als die in der Studie ausgearbeiteten Anlagenkonzepte, sind die Ergebnisse als Indikatoren bzw. als Ergebniskorridore zu verstehen.

Die Kostenbetrachtung ist ein erster Schritt zur Bewertung der wirtschaftlichen Realisierbarkeit der Anlagen. Diese ist weiterhin von den zukünftigen Absatzmarkt- und Rahmenbedingungen sowie den konkreten Standortgegebenheiten abhängig.

Hohe Kosten mit Vorteil für die Wärmekonzepte

Als erster Schritt in der Kostenbetrachtung erfolgte in dieser Studie die Berechnung der Strohbereitstellung. Dazu wurden für jedes Anlagenkonzept eine Basisvariante und eine kostenoptimierte Variante der Bereitstellungskette entwickelt. Die Basisvariante repräsentiert den aus derzeitiger Sicht jeweils wahrscheinlichsten Weg für die Strohbereitstellung. Bei der optimierten Variante wird angenommen, dass bei jedem einzelnen Prozessschritt die jeweils kostengünstigste Option zum Einsatz kommt.

Für die Strohbergung (Quaderballenlinie; Ballenmaße: 2,2 x 0,9 x 1,2 m; Pressdichte von 140 kg/m³; Gewicht von 330 kg_{FM}), welche das Pressen, den Umschlag und den Transport zum Feldrand bzw. Feldrandlager beinhaltet, ergaben sich Verfahrenskosten für die Basisvariante von ca. 34 €/t_{FM} und ca. 28 €/t_{FM} für die optimierte Variante. Zusätzlich wurden Nährstoffkosten von 17 €/t_{FM} kalkuliert, welche die durch die Strohbergung abgefahrenen Nährstoffe monetär bewerten. Damit ergeben sich Strohbergungskosten von 51 €/t_{FM} bzw. 45 €/t_{FM}. Die Kosten für das Pressen betragen in beiden Varianten 19,80 €/t bzw. 6,60 €/Ballen.

Zusätzlich zu den Strohbergungskosten erfolgte die Berechnung der Lager- und Transportkosten, die sich in Abhängigkeit des Strohbedarfs der Anlagen sehr unterschiedlich darstellen. Abbildung 8 zeigt eine Übersicht der Zusammensetzung der Strohbereitstellungskosten für alle hier bilanzierten Konzepte. Bis zur Strohkonversionsanlage betragen die Strohbereitstellungskosten zwischen 55 und 92,50 €/t_{FM}.

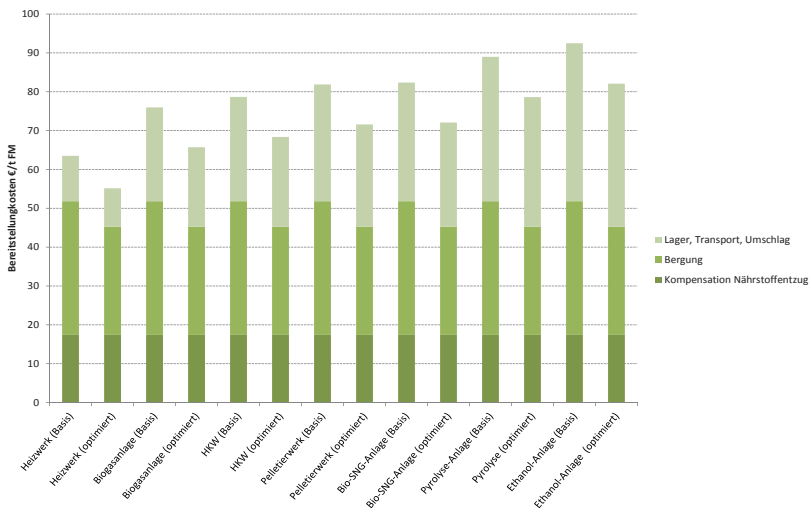


Abbildung 8: Strohbereitstellungskosten für verschiedene Bereitstellungs- und Anlagenkonzepte

Die Rohstoffkosten der Basisvarianten fließen in die verbrauchsgebundenen Kosten der einzelnen Anlagenkonzepte ein. Diese stellen die größte Kostenposition dar (bis zu ca. 59 % der Gesamtkosten), mit Ausnahme der 400 kW Strohfeuerungsanlage. Die kostenoptimierten Varianten senken die Gestehungskosten im Bereich von ca. 2,5 bis 6 %. Zweitgrößte Kostenposition bei fast allen Anlagenkonzepten sind die kapitalgebundenen Kosten, im Wesentlichen bestimmt durch die Investitionskosten. Die betriebsgebundenen sowie die sonstigen Kosten komplettieren die Gesamtbetrachtung. Die Ergebnisse der Kostenanalyse sind in Abbildung 9 als Übersicht dargestellt. Bei den KWK-Konzepten wurden die Stromgestehungskosten berechnet und die Wärmeerlöse als Gutschrift einbezogen. Für die Wärmekonzepte ergeben sich Wärmegestehungskosten zwischen ca. 9 ct/kWh (Strohfeuerung, 400 Kilowatt) und ca. 14,6 ct/kWh (Pelletsfeuerung im Leistungsbereich von 40 Kilowatt). Die Stromgestehungskosten der KWK-Konzepte liegen bei etwa 25 ct/kWh_{el} für das Heizkraftwerk und für die Biogasanlage. Für die Bio-SNG- und FT-Diesel-Produktion wurden Gestehungskosten in Höhe von ca. 15 ct/kWh berechnet. Etwas höher fallen die Kraftstoffkosten für das Ethanolkonzept aus (26,8 ct/kWh).

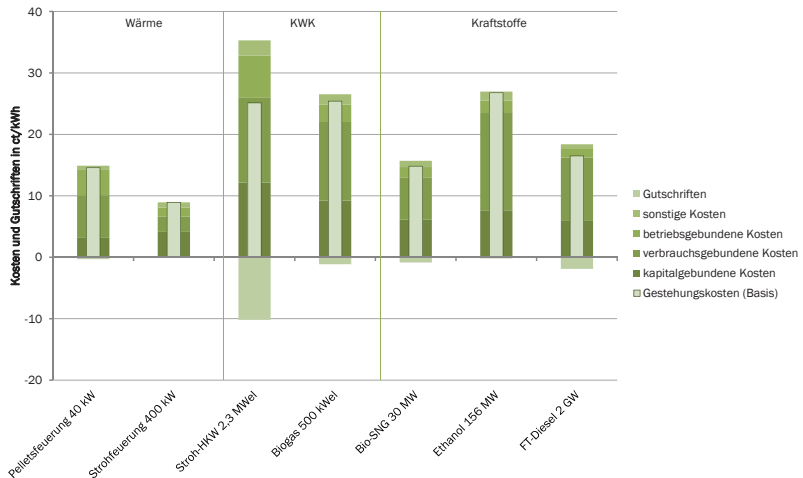


Abbildung 9: Gestehungskosten der einzelnen Konversionspfade

(el: elektrisch, FT: Fischer Tropsch, GW: Gigawatt, HKW: Heizkraftwerk, kW: Kilowatt, kWh: Kilowattstunde, MW: Megawatt, SNG: Synthetic Natural Gas)

Sämtliche Anlagenkonzepte weisen höhere Gestehungskosten als ihre fossilen Referenzen aber auch als die betrachteten biogenen Vergleichsmodelle auf. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Jahresvolllaststunden den größten Einfluss auf die Gestehungskosten haben. Eine hohe Auslastung, vor allem vor dem Hintergrund nicht erprobter Technologien, sollte demnach im Fokus der Kostensenkung stehen. Der Einfluss der Rohstoffpreise sowie der Investitionskosten weist in der Mehrzahl der Fälle sich ähnelnde Auswirkungen auf, mit leichter Tendenz zu den Investitionskosten. Hier bestehen aufgrund der Neuheit der Konzepte noch Kostensenkungspotenziale. Inwieweit sich die Strohbereitstellungskosten ändern, ist offen, da es sich hier um eine neuartige Nutzung und damit um keinen etablierten Markt handelt. Zu beachten ist, dass die Strohbereitstellungskosten mit der höchsten Volatilität der betrachteten Faktoren behaftet sind.

In Abbildung 10 ist der Vergleich mit den biogenen und fossilen Referenzen exemplarisch am Beispiel der Strohfeuerung 400 kW dargestellt.

Neben diesen betriebswirtschaftlichen Betrachtungen erlaubt die Analyse der THG-Vermeidungskosten eine volkswirtschaftliche Sicht. Die aus dieser Perspektive vorteilhaftesten Anlagen sind die Wärmekonzepte, welche im analysierten Referenzspektrum die niedrigsten Werte aufweisen. So liegen im Vergleich mit einem durchschnittlichen Wärmemix aus Erdgas/Erdöl die THG-Vermeidungskosten der Pelletsfeuerung bei ca. 68 €/t CO₂-Äq sowie die der Strohfeuerung sogar im negativen Bereich mit ca. 131 €/t CO₂-Äq. Mit steigendem technischen Komplexitätsgrad sowie vermehrtem Rohstoffbedarf der Anlagenkonzepte erhöhen sich die THG-Vermeidungskosten erheblich. Sie liegen bei den KWK-Konzepten (Referenz Kraftwerkspark) bei knapp über 400 €/t CO₂-Äq, bei der Gegenüberstellung mit einem Erdgas-Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk erhöht sich der Wert um mehr als das Doppelte. In ähnlichen Dimensionen liegen die Kraftstoff-Konzepte (ca. 395 bis ca. 865 €/t CO₂-Äq).

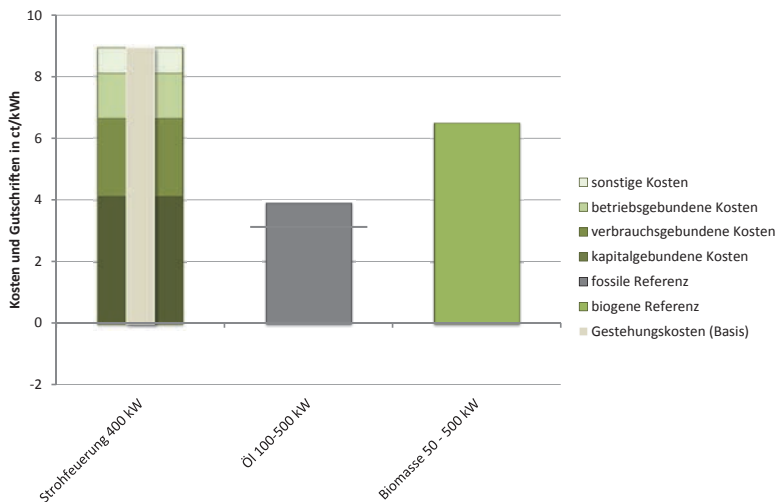


Abbildung 10: Gestehungskosten der Strohfeuerung 400 kW, der fossilen sowie der biogenen Referenz (Eingesetzte Biomasse bei Anlage Biomasse 50 – 500 kW: Holz; Kosten mit Bezugsjahr 2010)

Diskussion

Die Analysen zeigen, dass die Gesteungskosten sämtlicher Konzepte teilweise deutlich über den fossilen und biogenen Vergleichsanlagen liegen. Aus Sicht der THG-Vermeidungskosten stellen sich die Wärmekonzepte als die volkswirtschaftlich günstigste Alternative dar. Weitere Untersuchungen und Entwicklungen müssen zeigen, inwieweit die hohen Gesteungskosten die zukünftige Marktfähigkeit der Energieerzeugung aus Stroh einschränkt und welche Maßnahmen nötig sind, um diesen Rohstoff im zukünftigen Energiemix zu etablieren. Mechanismen wie die Einstufung von Stroh in die am höchsten vergütete Einsatzstoffklasse im EEG für die KWK-Konzepte und das Double Counting im Kraftstoffbereich (doppelte Anrechnung von Emissionseinsparungen durch Kraftstoffe aus Reststoffen) sind einige schon existierende Instrumente, die je nach Marktentwicklung und Ausbauzielen von weiteren flankiert werden müssen. Der Handel mit Emissionsberechtigungen kann hier bei entsprechenden Preisen ebenfalls positive Effekte bewirken. Durch weitere Forschung und Marktdurchdringung ist die Senkung der Investitionskosten durch Lernkurven wahrscheinlich. Die Entwicklung der Kosten für Stroh als Rohstoff ist von vielen Faktoren abhängig und derzeit schwer prognostizierbar.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass es sich bei den Stroh-Konversionen um Modellanlagen handelt und diese mit Unsicherheiten behaftet sind. Ebenso stellen die gewählten Referenzdaten keine absoluten Werte dar. Hier existieren ebenfalls Spannbreiten. Somit sind die präsentierten Zahlen als Indikatoren einer Größenordnung zu sehen, in der sich die Gesteungskosten bewegen können.

Hohe THG-Einsparpotenziale durch die energetische Strohnutzung

Das nachhaltige Strohpotenzial Deutschlands beträgt in Abhängigkeit von der verwendeten Methode zwischen 8 bis 13 Mio. tFM/a. Damit steht in Deutschland ein erhebliches Strohpotenzial für die stoffliche und energetische Verwertung zur Verfügung. In dieser Studie konnten sowohl Regionen mit hohen Strohüberschüssen als auch Landkreise, in denen sich aufgrund der Fruchtfolge die energetische Strohnutzung nicht eignet, eindeutig identifiziert werden. Die Strohmenge variiert in den Regionen und Betrieben in Abhängigkeit von den natürlichen Standortbedingungen (Boden und Klima), der Fruchtfolge und dem Tierbesatz erheblich, so dass für die Umsetzung konkreter Projekte schlagbezogene Humusbilanzen erstellt werden sollten. Aus acker- und pflanzenbaulichen Gesichtspunkten sollte die energetische Verwertung von Stroh vorrangig in Biogasanlagen bzw. in Anlagen zur Ethanolherstellung erfolgen, da bei diesen Konversionspfaden der Stickstoff – und ein erheblicher Anteil des Kohlenstoffs – im acker- und pflanzenbaulichen Kreislauf verbleiben kann. Da sich diese Verfahren noch im Entwicklungs- bzw. Demonstrationsstadium befinden, kann Stroh zunächst in Heiz(kraft)werken bzw. Vergasungsanlagen genutzt werden, wenn die Aschen in den landwirtschaftlichen Kreislauf mit einer möglichst hohen Nährstoffverfügbarkeit zurückgeführt werden.

Aus technisch-ökonomischer Perspektive ist die Strohnutzung nur punktuell erprobt. Unter anderem tragen die ermittelten Rohstoffbereitstellungskosten frei Anlage (63 und 92,5 €/t FM Stroh) dazu bei, dass die Gesamtkosten teilweise deutlich höher ausfallen als die konventionelle Bioenergie- und die fossile Energiebereitstellung. Die Ergebnisse

der Varianten zur ökonomischen Optimierung von Bereitstellungsketten zeigen, dass das entscheidende Kostensenkungspotenzial in der Anlagentechnik erwartet wird. Es ist aber wegen des hohen F&E-Grades nicht sicher abschätzbar. Die hinsichtlich der THG-Vermeidungskosten vorteilhaftesten Anlagen sind eindeutig die Wärmekonzepte.

Aus Sicht der Treibhausgasbilanzierung zeigen alle untersuchten Anwendungen in der Bilanzierung im Vergleich zu fossilen Referenzen hohe Einsparpotenziale, wobei die KWK-Konzepte das größte Potenzial zur Treibhausgaseinsparung aufweisen. Durch die Substitution fossiler Energie kann in der Regel eine höhere CO₂-Einsparung erreicht werden, als durch die Sequestrierung des Stroh möglich ist. In einem Fall zeigte sich jedoch, dass die Option „Verbleib des Stroh auf dem Feld“ im Vergleich zu bestimmten Kraftstoffnutzungen eine vorteilhaftere THG-Bilanz bewirkt. Diese Erkenntnis gilt unter der Voraussetzung, dass der Boden Kohlenstoff als Humus sequestrieren kann und sich nicht bereits im Bereich einer Sättigung befindet. Ebenso wie im Bereich der Humusbilanzierung eine kurzfristige Empfehlung zur anzuwendenden Methodik (VDLUFÄ oder HE-Methode) für die landwirtschaftliche Praxis erarbeitet werden sollte, muss auch bezüglich der Treibhausgasbilanzierung entschieden werden, wie mit den potenziellen Sequestrierungseffekten von landwirtschaftlichen Reststoffen verfahren werden soll.

Durch die Nutzung des nachhaltigen Strohpotenzials könnte in Deutschland eine jährliche Einsparung von bis zu 13,5 Mio. Tonnen CO₂ erreicht werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen WBGU: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Berlin, 2008.
- [2] Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC.
- [3] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung.
- [4] Leible, L. u. a.: Energie aus biogenen Rest- und Abfallstoffen: Bereitstellung und energetische Nutzung organischer Rest- und Abfallstoffe sowie Nebenprodukte als Einkommensalternative für die Land- und Forstwirtschaft – Möglichkeiten, Chancen und Ziele. Forschungszentrum Karlsruhe in der Helmholtz-Gemeinschaft – Institut für Technikabschätzung und Systemanalyse. Karlsruhe, 2003. (Wissenschaftliche Berichte). URL: <http://www.itas.fzk.de/deu/lit/2003/leua03a.pdf> (Stand: 06.06.2012).
- [5] Kaltschmitt, M.; Merten, D.; Fröhlich, N.: Energiegewinnung aus Biomasse. In: Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit. Hrsg. v. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen WBGU. Berlin, 2003.
- [6] Fritsche, U.R. u. a.: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse. Endbericht F&E-Vorhaben. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Darmstadt, Berlin, 2004. URL: http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/doc/5961.php (Stand: 04.06.2012)
- [7] Nitsch, J. u. a.: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Endbericht, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Institut für Technische Thermodynamik, Institut für Energie- und Umweltforschung, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, 2004. URL: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Oekologisch_optimierter_Ausbau_Langfassung.pdf (Stand 12.04.2012).

- [8] Beckmann, G.: Regionale Potenziale ausgewählter biogener Reststoffe. In: Informationen zur Raumentwicklung. Bd. 2, Nr. 1, 2006, S. 23-33.
- [9] Bunzel, K. u. a.: Forstwirtschaftliche Biomassepotenziale und Reststoffpotenziale in Deutschland. In: Informationen zur Raumentwicklung. Bd. 6, Nr. 5. Hrsg. v. Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung. 2011, S. 297-308.
- [10] Lal, R.: World crop residues production and implications of its use as a biofuel. In: Environment International, Bd. 31, Nr. 4, 2005, S. 575-584.
- [11] Bundesamt für Statistik: Landwirtschaftliche Bodennutzung (Hrsg.): Landwirtschaftliche Bodennutzung – Bodennutzung der Betriebe (Anbau von landwirtschaftlichen Zwischenfrüchten) – Agrarstrukturerhebung 2007. Fachserie 3 Reihe 3.1.8. Statistischer Bericht, Wiesbaden, 2008. URL: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/LandForstwirtschaft/Bodennutzung/ZwischenfruechteBodennutzung2030318079004.pdf?__blob=publicationFile (Stand: 04.05.2012).
- [12] Düngeverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 27. Februar 2007 (BGBl. I S. 221), die zuletzt durch Artikel 18 des Gesetzes vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585) geändert worden ist.
- [13] Vetter, A. u. a.: Untersuchungen zum Einfluss der Brennstoffart und -qualität auf die Zusammensetzung der Reststoffe und deren Verwertung am Strohheizwerk Schkölen zur Sicherung der Umweltverträglichkeit. Abschlussbericht. Hrsg. v. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. Jena, 1995.
- [14] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Hrsg.): Strohbergungsrate abhängig vom Mähdeschertyp. Schriftliche Mitteilung. 2010.
- [15] Thüringer Landesamt für Statistik (Hrsg.): Viehbestände am 3. Mai 2007. Statistischer Bericht. Erfurt, 2008. URL: http://www.tls.thueringen.de/webshop/pdf/2007/03311_2007_00.pdf (Stand: 12.05.2012).
- [16] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Hrsg.): Wirtschaftsdüngeranfall in den Bundesländern 2007. Schriftliche Mitteilung. (unveröffentlicht). 2009.
- [17] ISO 14040: Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen, Deutsche und Englische Fassung; DIN EN ISO 14040. 2006.
- [18] ISO 14044: Umweltmanagement – Ökobilanz- Anforderungen und Anleitungen, Deutsche und Englische Fassung, DIN EN ISO 140 44. 2006.
- [19] Neef, J.: BIOGRACE; Biograce Harmonised Calculation of Biofuel Greenhouse Gas Emissions in Europe. URL: <http://www.biograce.net/content/ghgcalculationtools/standardvalues> (Stand: 18.01.2012).
- [20] Eggleston, H.S. u. a.: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. IGES. Japan, 2006. URL: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html> (Stand: 19.01.2012)
- [21] Thrän, D. u. a.: Methodenhandbuch – Methoden zur stoffstromorientierten Beurteilung für Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms. Leipzig, 2010.
- [22] Degner, J.: Excel basiertes Modell zur Berechnung der Maschinenkosten und des Arbeitsaufwandes bei verschiedenen Strohbergeverfahren mit Quaderballenpresse. Schriftliche Mitteilung. 2010.
- [23] Joachim Nitsch u. a.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. Datenanhang II. 2010. URL: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/langfristszenarien_ee_bf.pdf (Stand 18.01.2012).
- [24] Rönsch, S.; Müller-Langer, F.; Kaltschmitt, M.: Produktion des Erdgassubstitutes Bio-SNG im Leistungsbereich um 30 MWBWL – Eine techno-ökonomische Analyse und Bewertung. In: Chemie Ingenieur Technik. Bd. 81, Nr. 9, 2009, S. 1417-1428.
- [25] Biomass to Liquid – BtL Realisierungsstudie. Zusammenfassung. Hrsg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin, 2006. URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Verkehr/Dokumente/BtL_Realisierungsstudie.pdf (Stand: 06.06.2012).
- [26] EU-27 Annual Biofuels Report. The Hague, GAIN Report. URL: http://gain.fas.usda.gov/Recent%20GAIN%20Publications/Biofuels%20Annual_The%20Hague_EU-27_6-22-2011.pdf (Stand: 05.06.2012).



Dezentrale Bioenergiekonzepte

Dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung in einer stationären Wirbelschicht- vergasung

Vorhaben: Schließung regionaler Stoffkreisläufe bei der dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung in einer stationären Wirbelschichtvergasung (RegioSWS)

FKZ-Nr.: 03KB014

Fördersumme: 283.401 €

Laufzeit: 01.07.2009 – 30.06.2011

Kontakt:

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Osterfelderstraße 3
46047 Oberhausen

Tim Schulzke – Projektleiter
Telefon: +49 (0)208 8598-1155
E-Mail: tim.schulzke@umsicht.fraunhofer.de

Tim Schulzke: *Im Vorhaben „Schließung regionaler Stoffkreisläufe bei der dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung in einer stationären Wirbelschichtvergasung“ (FKZ 03KB014) wurde das technische Verfahren zur hocheffizienten Strom- und Wärmeerzeugung aus festen, trockenen Biomassebrennstoffen bei Fraunhofer UMSICHT in Oberhausen weiterentwickelt und dabei technisch und ökonomisch optimiert und erstmals ökologisch bewertet. Das Vorhaben wurde von Dipl.-Ing. Tim Schulzke (Fraunhofer UMSICHT) koordiniert.*



Basierend auf dem Konzept der Biomassevergasung mit zirkulierender Wirbelschicht, dessen Entwicklung als Projekt vom BMELV gefördert wurde [3,4,5], besteht die Aufgabe in dem vom BMU geförderten Folgeprojekt, ein neues Reaktorkonzept mit nunmehr stationärer Wirbelschicht zu erproben, um den Markteintritt mit Anlagen mit kleineren Feuerungswärmeleistungen und demzufolge niedrigeren Investitionskosten zu ermöglichen. Unter einem besonderen Fokus stand der Brennstoffeintrag. Auch wurden umfangreiche Analysen zur Wirtschaftlichkeit und zu Klimagasemissionen möglicher Anlagen erarbeitet. Der praktische Vergasungsbetrieb konnte nur am Ende der Projektlaufzeit getestet werden, da es während der Wiederinbetriebnahme der Versuchsanlage zu Schwierigkeiten beim Aufheizen der Wirbelschicht und wiederholt zu unerwünschten Versuchsabbrüchen kam.

Vorarbeiten bei Fraunhofer UMSICHT

Vor allem motiviert durch die zu erwartenden Einsparungen an Treibhausgasemissionen beschäftigt sich Fraunhofer UMSICHT schon seit 1994 und damit einige Jahre vor der expliziten Aufnahme von Biomasse in das Stromeinspeisungsgesetz, dem Vorläufer des EEG, mit der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus holzartiger Biomasse durch Vergasung und anschließender motorischer Nutzung des Synthesegases. Dabei wurde durch intensive Recherche klar, dass eine Nutzung von holzartiger Biomasse durch Vergasung anstelle von Verbrennung und hierfür die Wirbelschichttechnologie anstelle von Festbettvergasern die größten Potenziale für die technische Umsetzung unter wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bietet [1,2]. Aus technischer Sicht wurde damals entschieden, als Kernkomponente für die Vergasung eine zirkulierende Wirbelschicht mit Luft als Vergasungsmittel und atmosphärischem Kopfdruck einzusetzen. In aufeinanderfolgenden Förderprojekten [3,4,5] wurde eine Versuchsanlage zur motorischen Synthesegasnutzung zur gekoppelten Strom- und (Heiz-)Wärmeerzeugung mit einer Feuerungswärmeleistung von 500 kW installiert. Die wesentliche Neuerung bestand in der am Institut entwickelten, effizienten, trockenen Synthesegasreinigung (Teerentfernung). Damit wurde die grundsätzliche technische Machbarkeit des Konzepts nachgewiesen [6,5].

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen aus der Zeit um das Jahr 2000 legten eine Mindestgröße für kommerzielle Anlagen von 12,5 MW Feuerungswärmeleistung nahe. Daraus wurde die Leistungsgröße für eine erste Demonstrationsanlage mit 5 MW Feuerungswärmeleistung abgeleitet [5]. Vornehmlich wegen der hohen Investitionssumme für ein Biomassevergasungskraftwerk mit der vergleichsweise großen Feuerungswärmeleistung ist es bis heute nicht zum Bau eines Demonstrationskraftwerks gekommen.

Ausgehend von diesen Erfahrungen hat Fraunhofer UMSICHT nach Möglichkeiten gesucht, unter Beibehaltung der wesentlichen Konzeptidee eine kleinere, kostengünstigere Anlagenkonfiguration für den ersten Markteintritt zu entwickeln. Für kleinere Leistungen ist eine zirkulierende Wirbelschicht zwar



Foto: Fraunhofer UMSICHT

technisch gut realisierbar, jedoch spezifisch zu teuer, um auch nur in die Nähe der Wirtschaftlichkeit zu kommen. Daher wurde im Jahr 2004 der Entschluss gefasst, trotz der bekannten technischen Nachteile (Temperatur- und Konzentrationsunterschiede in Wirbelschicht und Freeboard, unvollständiger Ausbrand) eine stationäre Wirbelschicht als Vergaser einzusetzen. Um die Betriebseigenschaften eines solchen Vergasers im Vergleich zu den eigenen Erfahrungen aus dem Betrieb der zirkulierenden Wirbelschicht untersuchen zu können, wurde mit Eigenmitteln der Fraunhofer Gesellschaft eine Versuchsanlage mit einer stationären Wirbelschicht mit einer Feuerungswärmeleistung von 100 kW errichtet.

Projektziel und Arbeitsplan

Das wesentliche Ziel im Rahmen des vom BMU geförderten Vorhabens war die Schaffung der technischen und wirtschaftlichen Grundlagen zur Errichtung eines Demonstrationskraftwerks nach dem bezüglich des Gaserzeugers modifizierten Konzept. Zur Erreichung dieses Ziels waren fünf Arbeitspakete vorgesehen:

- AP1: Brennstoffflexibilität
Charakterisierung unterschiedlicher Biomassen für den Einsatz als Brennstoff in der Versuchsanlage
- AP2: Vergasungsversuche
Versuche zur Vergasung ausgewählter Brennstoffe hinsichtlich Gasertrag, Gasqualität, Ausbrand und Aschezusammensetzung in Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen (Feuerraumbelastung, Luftzahl, Luftverteilung, ...)
- AP3: Prozessentwicklung
Entwicklung eines vollständigen Kraftwerkslayouts mit allen Stoff- und Energieströmen und Scale-Up auf verschiedene Leistungsgrößen, ausgehend von der Versuchsanlage
- AP4: Aschebewertung
Untersuchung der in AP2 angefallenen Zyklonaschen hinsichtlich ihrer Verwertungsmöglichkeit als Dünger oder Bodenverbesserer in Forst- und Landwirtschaft
- AP5: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
Ermittlung der notwendigen Mindestgröße eines Biomasseheizkraftwerks nach dem modifizierten Konzept zum Erreichen eines wirtschaftlichen Betriebs (Identifikation der Wirtschaftlichkeitsschwelle)

Entsprechend der Ziele der nationalen Klimaschutzinitiative kam als weiteres Projektziel die detaillierte Analyse der möglichen Treibhausgasminderungen und der CO₂-Vermeidungskosten hinzu.

Brennstoffauswahl

Die Versuche zur Vergasung von Biomasse haben u.a. das Ziel, die Brennstoffbasis für Biomasseheizkraftwerke auf Vergasungsbasis zu erweitern. Neben dem üblicherweise eingesetzten Brennstoff aus Holzhackschnitzeln sollen andere möglicherweise lokal verfügbare Brennstoffe untersucht werden. Als Referenzbrennstoff sind Holzhackschnitzel aus Waldrestholz vorgesehen. Um eine Vorauswahl an möglichen Brennstoffen für die Versuche an der Vergasungsanlage treffen zu können, wurden Proben von weiteren Brennstoffen besorgt.

Untersucht wurden folgende Brennstoffproben:

- Waldhackschnitzel (Referenzbrennstoff),
- Weidenhackschnitzel aus Kurzumtriebsplantage,
- Miscanthuspellets,
- Maisstroh,
- Weizenstroh,
- Mischung 1 (80 % Maisstroh, 20 % Weizenstroh),
- Mischung 2 (20 % Maisstroh, 80 % Weizenstroh),
- Gras (getrocknet),
- Graspellets,
- Oliven-Pellets (aus Kernen) und
- Maiskörner.

Um einen direkten Vergleich mit den eigenen Messungen an der vorherigen Versuchsanlage mit zirkulierender Wirbelschicht anstellen zu können, wurde zusätzlich untersucht:

- Altholz Kat. II.

Von allen untersuchten Brennstoffproben wurden Kurzanalysen mit der Bestimmung von Wassergehalt, Aschegehalt, Flüchtigengehalt und Heizwert durchgeführt, außerdem Elementaranalysen der Hauptbestandteile Kohlenstoff, Wasserstoff, Stickstoff und Sauerstoff sowie der Hauptstörkomponenten Schwefel und Chlor. Für ausgesuchte Brennstoffe wurden außerdem die Kalium- und Natriumgehalte bestimmt sowie das Schmelzverhalten der reinen Aschen. Die detaillierten Analyseergebnisse sind im Abschlussbericht zum Forschungsprojekt veröffentlicht [7].

Die drei untersuchten Holzbrennstoffe (Waldhackgut, Kurzumtrieb und Altholz) eignen sich alle zur Vergasung als Monobrennstoff, wie bereits mehrfach in Untersuchungen nachgewiesen wurde [5]. Die anderen Brenn-



Foto: Fraunhofer UMSICHT

stoffe sind für die konzeptbedingt hohen Vergasungstemperaturen von über 900 °C nicht als Monobrennstoff geeignet. Obwohl nicht bei allen Brennstoffen untersucht ist der hohe Alkaliengehalt der anderen Brennstoffe allgemein bekannt [8]. Trotz des hohen Alkaliengehalts haben auch die nicht-holzartigen Brennstoffe alle einen Ascheerweichungspunkt von über 1 000 °C. Zusammen mit einem silikathaltigen Bettmaterial, wie z. Bsp. Quarzsand oder Olivin, bilden sich jedoch niedrig schmelzende Gemische, die zu einer lokalen Versinterung des Bettmaterials führen. Werden die Agglomerate zu groß können sie nicht mehr von der Gasströmung fluidisiert werden und das Wirbelbett bricht zusammen. Daher eignen sich die anderen Brennstoffe lediglich als Zusatzbrennstoff in einem Gemisch mit Holzbrennstoffen.

Beschreibung der Versuchsanlage

Die Abbildung 1 zeigt eine Prinzipskizze der Versuchsanlage zur Vergasung von Biomasse mit einer stationären Wirbelschicht.

Der Brennstoff wird aus einem Vorlagebehälter mit Hilfe einer Dosierschnecke, die frequenzgeregelt ist, in der erforderlichen Menge entnommen. Der dosierte Brennstoff fällt in die zur Vermeidung von Pyrolysevorgängen gekühlte Eintragschnecke, die ihn in den

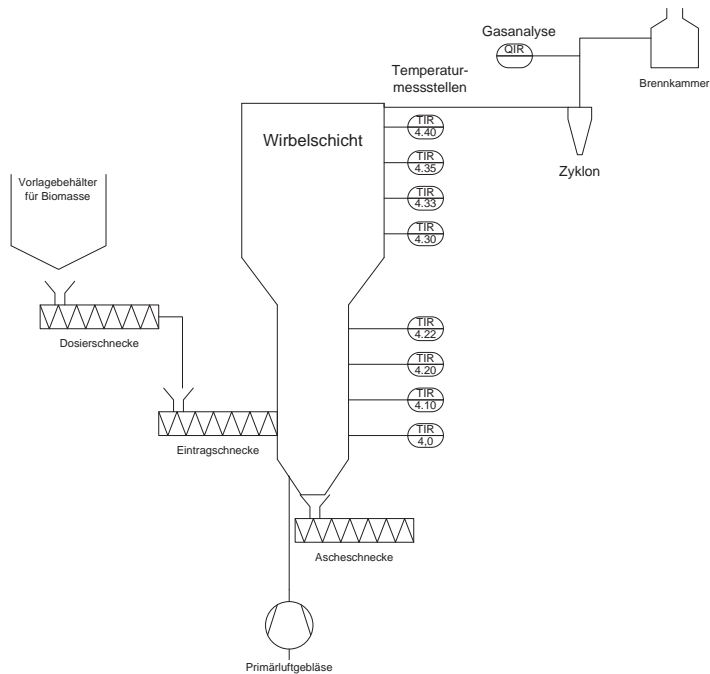


Abb. 1: Prinzipskizze der Versuchsanlage

unteren Teil des Wirbelbettes fördert. Dem Boden der Wirbelschicht wird vorgewärmte Luft als Fluidisierungs- und Vergasungsmittel zugeführt. Der Wirbelschichtreaktor selbst hat im Bereich des Wirbelbettes einen Durchmesser von 400 mm, im Bereich des Freeboards von 600 mm. Das Wirbelbett hat eine Höhe von 1,4 m und das Freeboard eine Höhe von 1,7 m. Zur Minimierung von Wärmeverlusten an die Umgebung ist der Reaktor mit einer Feuerfestzustellung ausgekleidet. Im Bettbereich (T4.0 bis T4.22) und im Freeboard (T4.30 bis T4.40) sind jeweils 4 Messstutzen zur Messung der Temperatur installiert.

Das Gas, das den Wirbelschichtreaktor verlässt, wird in einem Zyklon von mitgerissenen Partikeln befreit. Hinter dem Zyklon ist eine Gasentnahmesonde installiert. Das Synthesegas wird nach entsprechender Aufbereitung auf seinen Gehalt an Wasserdampf, Kohlendioxid, Kohlenmonoxid, Methan, Ethen, Wasserstoff und Sauerstoff analysiert. Für den verbleibenden Rest wird ohne großen Fehler angenommen, dass es sich um Stickstoff handelt.

Nach der Entnahme der Permanentgasprobe wird das Synthesegas über eine Volumstrommessung einer Brennkammer zugeführt, wo es mit zusätzlicher Verbrennungsluft vollständig ausgebrannt und dann durch einen Kamin über Dach abgeführt wird.

Die im Zyklon abgeschiedenen Partikel werden unter dem Zyklon in einem beheizten Rohrstück gesammelt und von Zeit zu Zeit durch eine Schleuse aus zwei Kugelhähnen der Anlage entnommen und später analysiert.

Inbetriebnahme und Umbau

Die Versuchsanlage musste aufgrund einer strategischen Neuausrichtung des Geschäftsfelds vorübergehend stillgelegt werden. Vor Projektbeginn wurde die generelle Betriebsfähigkeit wieder hergestellt. Als Regelbrennstoff wurden Holzhackschnitzel G30 mit einem Wassergehalt von 5,4 Gew.-% beschafft. Die Sortierung G30 wurde gewählt, da einerseits Brennstoffpartikel mit einer maximalen Kantenlänge von 45 mm gut durch die Dosierschnecke zu fördern sind (alle anderen Förderschnecken im Brennstoffstrang sind erheblich größer) und andererseits die Ergebnisse der Vergasungsversuche mit derart großen Partikeln gut auf Wirbelschichten in einer kommerziellen Größe übertragbar sind.

Aufgrund technischer Schwierigkeiten musste der Wirbelschichtreaktor zusätzlich von außen isoliert und ein Propanbrenner zum Vorheizen der Primärluft installiert werden. Leider waren im Brennstoff viele Hackschnitzel mit Übergröße vorhanden, die zu Verklemmungen im Brennstoffstrang geführt haben. Nach nochmaligem Absieben der Hackschnitzel konnte dann zum Ende des Projekts wenigstens ein Versuch mit stabilem Vergasungsbetrieb durchgeführt werden und zwar im Zeitraum vom 08.-12.04.2011.

Abbildung 2 zeigt den Verlauf der Temperaturen in der Wirbelschicht in verschiedenen Höhen. Die Temperaturfühler T4.0 bis T4.22 befinden sich im Wirbelbett, die Fühler T4.30 bis T4.40 im Freeboard darüber (siehe Abbildung 1). Die Zeitachse stellt Kalendertage dar, der Nullpunkt liegt somit bei 0 Uhr des 08.04.2011. Senkrechte Striche unterteilen den Versuchsablauf in fünf Phasen, die mit römischen Zahlen bezeichnet sind.

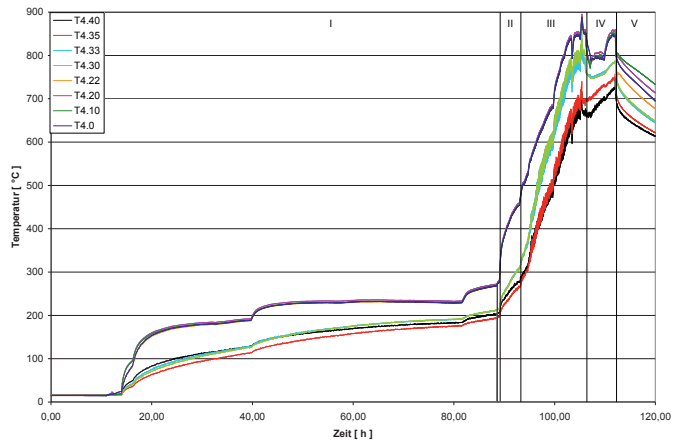


Abb. 2.: Temperaturverlauf in der Wirbelschicht während der Versuchsperiode 08.-12.4.2011

Während Phase I, dem elektrischen Aufheizen, erfolgt kein Eintrag von Brennstoff in den Vergaser. Nachdem die maximale Leistungsabgabe der elektrischen Beheizung erreicht ist und sich die Temperaturen vergleichmäßig haben, beträgt die Temperatur im Wirbelbett etwa 270 °C und im Freeboard ca. 200 °C.

Nach ca. 89 h wird dann in Phase II die elektrisch vorgeheizte Primärluft vor Eintritt in den Vergaser mit Hilfe des Propanbrenners auf etwa 850 °C weiter aufgeheizt. Innerhalb von ca. 4 h wird im Wirbelbett eine Temperatur von etwa 460 °C erreicht, die damit deutlich über der Zündtemperatur von Holz (≈ 350 °C) liegt.

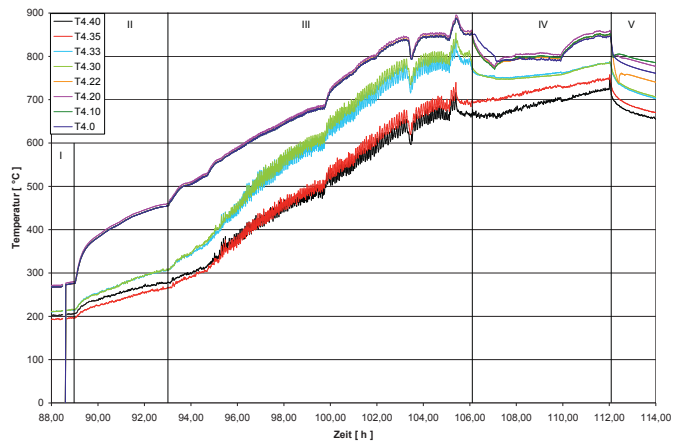


Abb. 3: Ausschnittvergrößerung der Phasen II bis IV

Abbildung 3 zeigt eine Ausschnittvergrößerung für die Phasen II bis IV. Um das Risiko einer Störung in der Brennstoffdosierung durch zu große Hackschnitzel zu vermeiden, wird in Phase III das Wirbelbett durch Verbrennen von Holzpellets aufgeheizt. Nach 105 h waren im Wirbelbett Temperaturen von ca. 850 °C erreicht und es wurden von da an Holzhack-schnitzel aus Waldrestholz eingesetzt. Nachdem nach anfänglicher Überdosierung der Holzhack-schnitzel das System wieder den Zustand vor dem Brennstoffwechsel erreicht hatte, wurde bei 106 h in den Vergasungsmodus gewechselt. Dazu wurde die Brennstoffmenge auf 100 kW gesteigert und gleichzeitig die Primärluftmenge zurückgenommen, bis eine Primärluftzahl von $\lambda=0,5$ erreicht war. Nachfolgend fiel die Temperatur ab. Offensichtlich ist der Wärmeverlust an die Umgebung in der Versuchswirbelschicht sehr groß. Hier liegt der Nachteil im großen und damit ungünstigen Oberfläche-Volumen-Verhältnis begründet. Bei größeren Anlagen ist dieses Verhältnis zunehmend kleiner und damit auch der relative Wärmeverlust an die Umgebung. Nachdem die Temperatur im Wirbelbett deutlich unter 800 °C gesunken war und ein Erreichen eines stationären Zustands nicht abzusehen war, wurde bei 107 h die Primärluftmenge auf $\lambda=0,6$ erhöht. Damit stellte sich eine stationäre Vergasungstemperatur von ca. 800 °C ein. Nach 109,8 h wurde die Brennstoffleistung auf 125 kW erhöht. Die Luftmenge wurde entsprechend angehoben, um die Luftzahl im Vergleich mit dem vorangegangenen Abschnitt konstant zu halten. Ca. 2 h nach Erhöhen der Brennstoffleistung hatte sich im Wirbelbett wieder ein stationärer Zustand mit einer Temperatur von 850 °C eingestellt. Ferner ist festzustellen, dass während der gesamten Vergasungsperiode von 106,1 h bis 112,1 h im Freeboard kein stationärer Zustand erreicht werden konnte. Hier ist die Temperatur stetig angestiegen, nahezu unabhängig vom Brennstoffeintrag. Das deutet darauf hin, dass die Feuerfestzustellung im Freeboardbereich, die nur durch die heißen Gase erwärmt wird, noch immer nicht vollständig durchgewärmt war und erst langsam die stationäre Endtemperatur erreicht hat. Nach 112,1 h kam es zu einem Stillstand in der Brennstoffdosierung und der Versuch musste abgebrochen werden.

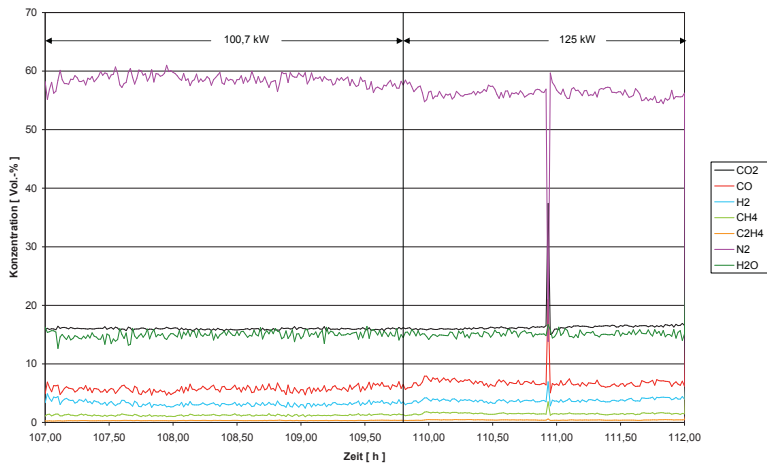


Abb. 4: 12.4.2011, Gaszusammensetzung während der Vergasung

Abbildung 4 zeigt den Verlauf der Gaszusammensetzung während der Vergasungsperiode. Eine Gegenüberstellung der Messergebnisse mit der Berechnung des thermodynamischen Gleichgewichts für dieselbe Luftzahl zeigt eine erstaunlich gute Übereinstimmung [7]. Diese Gegenüberstellung zeigt, dass auch die Gasanalytik an der Versuchsanlage nachvollziehbare Messergebnisse liefert. Insgesamt konnte gezeigt werden, dass die Versuchsanlage mit den erfolgten Umbauten zum Ende der Projektlaufzeit einen Zustand erreicht hat, der es erlauben würde, die ursprünglich geplanten Versuche mit aussagekräftigen Ergebnissen durchzuführen.

Ascheanalyse

Während des Vergasungsversuchs am 12.04.2011 konnte eine längere Versuchsphase mit der Vergasung eines einzelnen Brennstoffs (Holzhackschnitzel aus Waldrestholz) durchgeführt werden. Während der sechsständigen Vergasungsperiode konnte unter dem Zyklonabscheider erstmals ausreichend Bettabrieb/Flugasche/Flugkoks gesammelt werden, um diesen Reststoff zu analysieren.

Aufgrund der großen Dichteunterschiede zwischen dem Abrieb des Bettmaterials (Quarzsand) und dem Gemisch aus Flugasche und Flugkoks kam es beim Ablassen des Feststoffs unter dem Zyklon zur Ausbildung einer Schwimmschicht aus Koks und Asche auf dem Bettabrieb. Daher wurden beide Schichten separat untersucht. Neben der Korngrößenverteilung wurde in den beiden Schichten des Zyklonaustrags der Gehalt an aromatischen Verbindungen bestimmt. Der Gehalt an aromatischen Verbindungen in der Sedimentprobe lag für alle analysierten Aromaten unterhalb der Nachweisgrenze, da die Sandpartikel nur eine geringe Oberfläche aufweisen und der Koksanteil sehr gering ist. In der Flugkoksprobe konnten einige aromatische Verbindungen nachgewiesen werden. Naphthalin lag bei 7,9 mg/kg, Phenanthren bei 2,3 mg/kg, Fluoranthen bei 2,9 mg/kg und Pyren bei 3,2 mg/kg. Alle anderen typischerweise bei der Biomassevergasung auftretenden Aromaten lagen unter der Quantifizierungsgrenze von 2 mg/kg. Für die zur Beurteilung der Verwendung wichtige Substanz Benzo(a)pyren lag die Nachweisgrenze bei 0,5 mg/kg, die nicht überschritten wurde. Mit diesen Werten ist eine Verbringung selbst der Flugascheschicht auf eine Deponie der Klasse 0 möglich. Der Kohlenstoffgehalt der Schwimmschicht beträgt ca. 65 %. Da sie fast ausschließlich aus nicht abbaubarem, festem Kohlenstoff besteht, kann auch sie auf eine Deponie der Klasse 0 verbracht werden.

Da es sich lediglich um eine Einzelprobe handelt, die somit statistisch nicht aussagekräftig ist, wird auf eine Beurteilung der Verwendung der Koks/Asche-Fraktion als Bodenhilfsstoff in der Landwirtschaft (zur Verbesserung der Wasserhaltefähigkeit, verzögerten Freisetzung von Nährstoffen und Erhöhung des Kohlenstoffgehalts im Boden) verzichtet. Die Werte sind allerdings vielversprechend. Es sollten hier weitere Untersuchungen erfolgen. Durch eine Verwendung des Flugkokses als Bodenhilfsstoff könnte die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks verbessert werden, da anstelle von Entsorgungskosten für den Zyklonablass möglicherweise sogar Erlöse erzielt werden könnten; zumindest könnte der Zyklonablass aber kostenfrei abgegeben werden.

Prozessentwicklung

Bei der Entwicklung des Konzepts für ein Heizkraftwerk auf Biomassebasis wurde angenommen, dass die Biomasse mit einem Wassergehalt von bis zu 50 Gew.-% angeliefert wird. Auf Basis der Erfahrungen mit der Versuchsanlage zur Biomassevergasung mit einer zirkulierenden Wirbelschicht [5, 6] und thermodynamischen Berechnungen [9] ist eine Trocknung des Brennstoffs auf Werte um 15 Gew.-% vor dem Eintrag in den Wirbelschichtreaktor zur Steigerung des Wirkungsgrades angeraten. Wesentlicher Teil des Konzepts ist daher die anlageninterne Prozesswärmenutzung – einerseits zur Trocknung des Brennstoffs und andererseits zur Vorwärmung der Vergasungsluft. Abbildung 5 zeigt das entwickelte Konzept für ein Heizkraftwerk auf Biomassebasis. Der Brennstoff wird angeliefert und zunächst in ein Lager eingebracht. Von dort gelangt er über einen Trockner, der mit Abwärme aus dem Prozess betrieben wird, in den Dosierbunker. Von dort wird der Brennstoff mit Hilfe von drehzahlregulierten Förderschnecken dosiert und mit dem aus einem Vorlagesilo entnommenen Bettmaterial vermischt. Über eine Eintragschnecke gelangen dann Brennstoff und Bettmaterial in den Wirbelschichtvergaser. Am Austritt des Vergasers befindet sich ein Zyklon zur Abscheidung größerer Partikel. Anschließend folgt der Reaktor zur katalytischen Reformierung der Teerbestandteile. Nach der Reformierung schließt sich ein Gaskühler an, in dem das Synthesegas von ca. 875 °C auf 140 °C abgekühlt wird. Die Wärme wird vorwiegend dazu benutzt, die Vergasungsluft vorzuwärmen. Überschüssige Wärme kann zur Brennstofftrocknung eingesetzt werden. Der im Synthesegas verbliebene Staubanteil wird nun in einem klassischen Schlauchfilter entfernt. Dahinter wird das Gas in einem weiteren Kühler auf die zulässige Motoreintrittstemperatur von 40 °C gekühlt. Zu guter Letzt folgt dann der Gasmotor, der Strom und Wärme in die jeweiligen Netze einspeist.

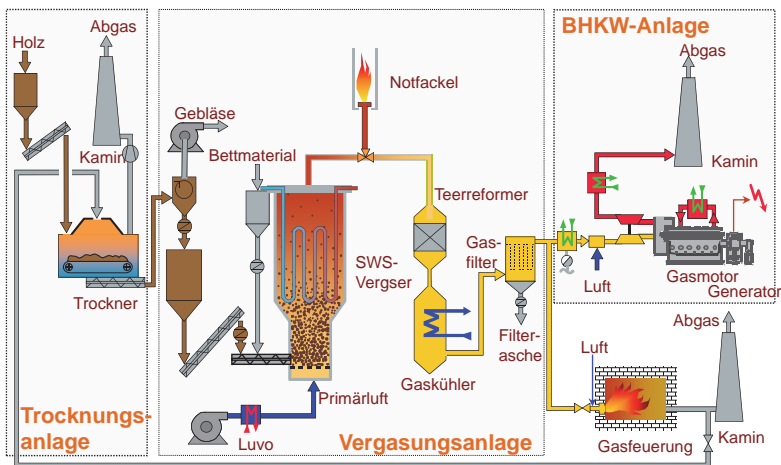


Abb. 5: Prinzipbild des konzipierten Heizkraftwerks

Dieses Konzept wurde für vier verschiedene Anlagengrößen durchgeplant. Als Basis dient die Größe der Versuchsanlage mit einer Feuerungswärmeleistung (FWL) von 100 kW. Sinnvolle Maßstabsfaktoren für Wirbelschichtreaktoren liegen in der Größenordnung von 10. Daher wird als zweite Größe ein Demonstrationskraftwerk mit einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW ausgelegt. Kommerzielle Kraftwerke lägen dann noch einmal um den Faktor 5 bis 10 darüber. Somit sind die zu planenden Anlagengrößen folgendermaßen festgelegt: 0,1 MW, 1 MW, 5 MW und 10 MW. Für diese Anlagengrößen wurden alle Stoff- und Energieströme berechnet und alle Hauptapparate dimensioniert. Details können dem Abschlussbericht zum Projekt entnommen werden [7].

Investitionskostenschätzung

Basis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist eine Schätzung der Investitionskosten für das komplette Kraftwerk. Die Kosten für die Hauptapparate wurden soweit wie möglich angefragt. Zur Ermittlung der vollständigen Investitionskosten wurden alle weiteren Kosten mit Hilfe von in der Industrie gebräuchlichen Zuschlagsfaktoren nach [10] berechnet. Die Zuschlagsfaktoren addieren sich zu 186 % der Summe der Hauptapparate. Zusätzlich wurden noch einmal für alle Kraftwerke unabhängig von der Leistungsgröße Kosten für die Gasanalytik vor und hinter der Gasreinigung in Höhe von 140 T€ hinzuaddiert. Da es bisher für Kraftwerke noch keine ausgeführte Komplettanlage gibt, wurde am Ende noch einmal ein Zuschlag für Unvorhergesehenes von 15 % der Gesamtsumme hinzugerechnet. Die Kosten für die Investition beinhalten alle erforderlichen Teile und Infrastrukturgüter für ein Heizkraftwerk „auf der grünen Wiese“, jedoch aufgrund großer regionaler Unterschiede nicht die Kosten für das Grundstück selbst. Auch die Anlagenteile für die Brennstofftrocknung sind nicht enthalten, da sie im Einzelfall abhängig vom vorgesehenen Brennstoffmix zu unterschiedlich ausfallen.

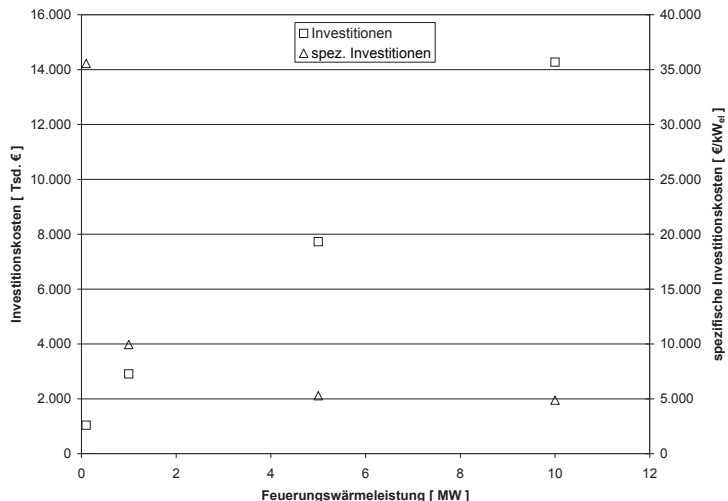


Abb. 6: Investitionen und spezifische Investitionskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße

Abbildung 6 zeigt die Abhängigkeit der Investitionskosten und der spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße ausgedrückt als Feuerungswärmeleistung. Für die kommerziellen Kraftwerke liegen die geschätzten spezifischen Investitionskosten bei 5.286 €/kW_{el} für das kleinere Kraftwerk und bei 4.882 €/kW_{el} für das größere. Damit liegen die zu erwartenden Kosten in einem Bereich, in dem auch Anlagen kommerzieller Anbieter mit dieser Leistungsgröße liegen. Bezüglich der Investitionskosten haben Anlagen nach dem Konzept von Fraunhofer UMSICHT demnach das Potenzial in der kommerziellen Kapazität konkurrenzfähig zu sein.

Annuitätenberechnung

Um eine Vergleichbarkeit der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu gewährleisten, legt das „Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagasemissionen“ [11] die Verwendung der Annuitätenmethode nach VDI-Richtlinie 6025 [12] fest. Mit Hilfe der Annuitätenmethode werden alle anfallenden Zahlungen (Investition, Betriebskosten, Personalkosten, Wartung, etc) und Einnahmen (Erlöse aus Strom- und Wärmeverkauf) über einen festgelegten Betrachtungszeitraum in konstante Jahressummen umgerechnet.

In der Berechnung der Grundvariante werden zudem für viele Parameter vorgegebene Werte verwendet [11]. Darüber hinaus wurden folgende anlagenspezifische Annahmen getroffen:

■ Kosten Bettmaterial (Olivin)	70 €/t
■ Bedarf Bettmaterial	17 kg/t Hackschnitzel
■ Anfall feste Reststoffe	Bettbetrieb 17 kg/t Hackschnitzel Asche 10 kg/t Hackschnitzel Flugkoks 25 kg/t Hackschnitzel
■ Kosten Wabenkatalysator	226,75 €/Stück
■ Standzeit der Wabenkatalysatoren	7 500 h
■ Abschreibungsdauer	= Betrachtungszeitraum
■ Liquidationserlös zum Ende des Betrachtungszeitraums:	0 €

Für die Stromerlöse werden die Vergütungssätze des EEG im Bezugsjahr 2010 angenommen. Für die Berechnung der Grundvariante wird als Brennstoff Holzhackschnitzel aus Waldrestholz angenommen, so dass Anspruch auf den NaWaRo-Bonus besteht. Ebenfalls wird angenommen, dass die anfallende Wärme für die gesamten Vollbenutzungsstunden verkauft werden kann (vollständiger KWK-Betrieb trotz stromgeführter Betriebsweise). Mit diesen Annahmen ergeben sich die in Abbildung 7 dargestellten Gesamtannuitäten für die Grundvariante (grüne Dreiecke).

Für das Versuchskraftwerk und das Demonstrationskraftwerk ergeben sich negative Annuitäten, so dass beide Anlagengrößen unwirtschaftlich sind. Für die beiden kommerziellen Kraftwerksgrößen ergeben sich jedoch positive Gesamtannuitäten, so dass diese auf Basis der Annuitätenmethode nach VDI-Richtlinie 6025 [12] voraussichtlich wirtschaftlich zu betreiben sind.

Die Festlegung der Mitarbeiterzahl in Abhängigkeit von der Feuerungswärmeleistung gemäß Methodenhandbuch [11] führt bei den betrachteten Anlagengrößen zu folgenden Personalstärken:

■ Versuchskraftwerk	0,05 Mitarbeiter
■ Demonstrationskraftwerk	0,5 Mitarbeiter
■ Kommerzielles Kraftwerk I	2,5 Mitarbeiter
■ Kommerzielles Kraftwerk II	5 Mitarbeiter

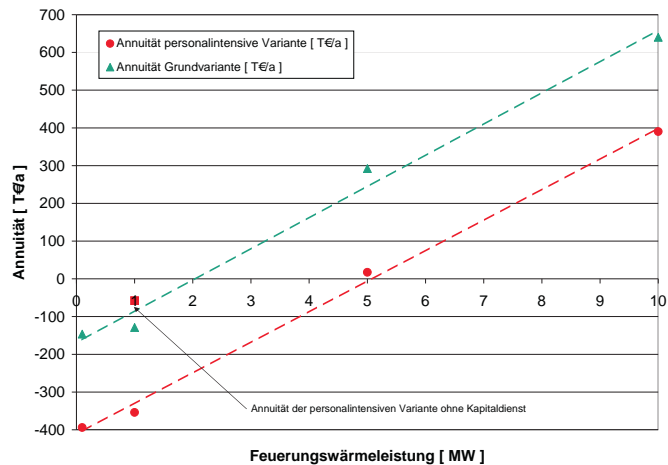


Abb. 7: Bestimmung der Wirtschaftlichkeitsschwelle

Kraftwerke des hier entwickelten Typs sind zumindest in der Anfangsphase noch nicht so zu instrumentieren, dass mit einem derart geringen Personalstamm die Anlage sicher zu betreiben wäre. Daher wird für die beiden kleineren Anlagen angenommen, dass stets ein Mitarbeiter vor Ort ist. Bei einem 5-Schicht-System bedeutet das fünf Mitarbeiter. Für das größere kommerzielle Kraftwerk wird mit einem Personalstamm von jederzeit zwei Mitarbeitern gerechnet, was dann zu zehn Mitarbeitern führt. Für das kleinere kommerzielle Kraftwerk wird mit acht Mitarbeitern gerechnet. Die Auswirkung des erhöhten Personalansatzes auf die Annuität der verschiedenen Anlagengrößen bei ansonsten unveränderten Randbedingungen zeigt ebenfalls Abbildung 7 (rote Punkte, personalintensive Variante). Obwohl die Gesamtannuität für alle Kraftwerksgrößen aufgrund der erhöhten Mitarbeiterzahl deutlich niedriger ausfällt, bleibt die Kernaussage dieselbe: die beiden kleinen Kraftwerke sind weiterhin unwirtschaftlich, jedoch die beiden kommerziellen Kraftwerksgrößen sind trotz der höheren Personalausgaben weiterhin grundsätzlich wirtschaftlich, da die Gesamtannuitäten noch immer positiv sind.

Die Analyse der Erlösstrukturen [7] zeigt deutlich, dass selbst die wirtschaftlichen Anlagengrößen, bei denen die Annuität der Erlöse die der Ausgaben übersteigt, ohne eine vollständige Wärmenutzung, d.h. ohne KWK-Bonus, nicht wirtschaftlich sind. Diese Art von

Kraftwerken kann daher mit den wirtschaftlichen Randbedingungen des Jahres 2010 im Bereich der betrachteten Leistungsgrößen nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn mit dem Heizkraftwerk die Grundlast des Wärmeabnehmers gedeckt wird.

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeitsschwelle sind in Abbildung 7 die Gesamtannuitäten der Grundvariante und der personalintensiven Variante gut durch einen linearen Ansatz anzunähern. Je nach Personalansatz liegt die Wirtschaftlichkeitsschwelle eines Biomasseheizkraftwerks mit stationärer Wirbelschicht und katalytischer Teerreformierung zwischen 2 und 5 MW Feuerungswärmeleistung.

Zusätzlich ist in Abbildung 7 die Gesamtannuität für das Demonstrationskraftwerk in der personalintensiven Variante eingetragen, wenn der Kapitaldienst unberücksichtigt bleibt. Die Gesamtannuität beträgt unter diesen Annahmen - 57.607 €. Dieser Wert liegt in der Nähe der Nulllinie, so dass mit wenigen Einsparungen die Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. Die Aussage dahinter lautet, dass es für das Demonstrationskraftwerk möglich erscheint, bei einem vollständigen Verzicht auf die Investitionssumme (oder einer 100 %-igen Investitionsförderung) im Betrieb keinen weiteren Verlust zu erzeugen.

Ausgehend von den o.g. Grundannahmen und den zusätzlichen Annahmen für konzeptspezifische Kosten wurde für das kommerzielle Kraftwerk mit einer FWL von 5 MW eine Parametervariation durchgeführt. Dabei wurden die folgenden Parameter variiert: Investitionssumme, Kalkulationszinsfuß, Brennstoffkosten, Jahresbetriebsstunden, Anteil der KWK-Nutzung und Mitarbeiteranzahl.

Bei der Variation der KWK-Nutzung wurde am Punkt der Basisberechnung 7500 Volllastbenutzungsstunden für Strom- und Wärmeeinspeisung zu Grunde gelegt. Bei verringerter KWK-Nutzung wurden weiterhin 7500 Volllastbenutzungsstunden für die Stromerzeugung unterstellt, jedoch entsprechend verminderte Volllastbenutzungsstunden für die Wärmeeinspeisung. Bei vermehrter KWK-Nutzung wurden beide Volllastbenutzungsstunden (Strom- und Wärmeeinspeisung) erhöht (bis maximal 8760 h).

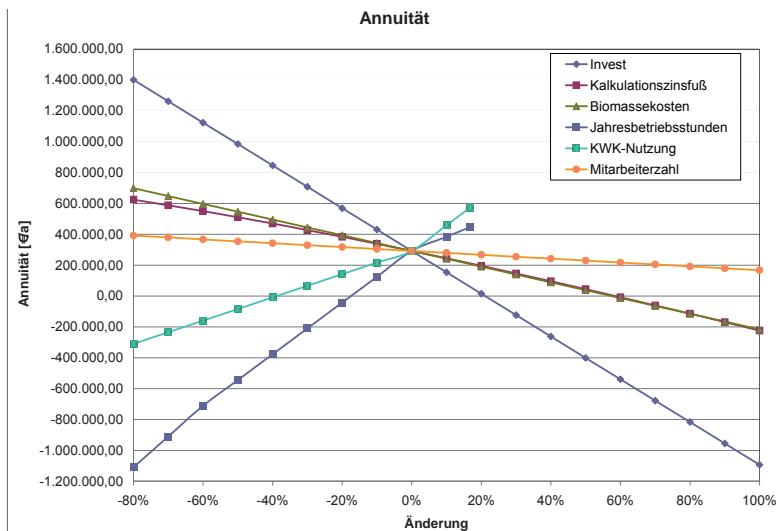


Abb. 8: Parametervariation der Gesamtannuität für ein kommerzielles Kraftwerk (5 MW FWL)

Abbildung 8 zeigt das Ergebnis der Parametervariation für die Gesamtannuität. Den größten Einfluss auf die Gesamtannuität haben die Höhe der Investitionssumme und die Jahresbetriebsstunden. Da die kapitalgebundenen Kosten den größten Anteil auf der Ausgabe Seite ausmachen und die Jahresbetriebsstunden jeden Einzelposten auf der Erlösseite beeinflussen, ist dieses Ergebnis zu erwarten gewesen. Auch der große Einfluss der KWK-Nutzung konnte so erwartet werden. Auffallend ist der im Vergleich mit den drei bereits erwähnten Parametern moderate Einfluss des Biomassepreises auf die Annuität des kommerziellen Kraftwerks. Trotzdem führt der Anstieg der Biomassekosten um 50 % gegenüber der Grundannahme (entspricht $112,5 \text{ €}/t_{\text{turo}}$) zu einer negativen Annuität und damit zu einer unwirtschaftlichen Investition.

Klimawirkungen

Innerhalb des Vorhabens wurden die mit der Strom- und Wärmeerzeugung verbundenen Emissionen an Treibhausgasen, ausgedrückt als CO_2 -Äquivalent, für verschiedene Brennstoffe ermittelt [nach 11]. Die Sachbilanz betrachtet sowohl die Emissionen bei Anbau (nicht für Reststoffe) und Ernte/Einsammeln als auch den Transport der Brennstoffe zum Kraftwerk und die Emissionen bei der Strom- und Wärmeerzeugung im Kraftwerk bis zum Übergabepunkt in die jeweiligen Netze (Strom und Fernwärme). Alle nachfolgenden Ergebnisse für die Beurteilung der Klimawirkungen basieren – soweit nicht anders angegeben – auf der willkürlichen Annahme eines Brennstoffmixes aus 25 % Hackschnitzel aus Waldrestholz, 20 % Hackschnitzel aus Waldholz, 25 % Hackschnitzel aus Kurzumtrieb, 10 % Strohpellets, 10 % Graspellets und 10 % Altholz (Gewichtung auf Basis des unteren Heizwerts).

Abbildung 9 zeigt die spezifischen Treibhausgasemissionen der gesamten Prozesskette vom Anbau der Brennstoffe bis zur Einspeisung der Produkte in die jeweiligen Verteilnetze. Für die Emissionen, die im Kraftwerk anfallen, sind zwei Varianten berechnet worden: bei Variante 1 wird der Stromeigenbedarf für den Betrieb des Kraftwerks aus dem örtlichen Stromnetz entnommen, bei Variante 2 aus der Eigenerzeugung vor Einspeisung ins Netz gedeckt. Mit zunehmender Anlagenleistung nimmt der spezifische Stromeigenbedarf ab und damit einhergehend auch die Emissionen. Bei der Variante mit der Deckung des Bedarfs aus Eigenerzeugung sind die absoluten Emissionen für Biomasseerzeugung und Transport gleich hoch wie bei Variante 1. Allerdings sind die spezifischen Emissionen etwas höher, da die Strommenge, auf die die Emissionen bezogen werden, geringer ist. Bei dieser Darstellung sind sämtliche anfallende Emissionen dem Hauptprodukt Strom angelastet. Eine Aufteilung der Emissionen auf die beiden Produkte Strom und Wärme oder eine CO_2 -Gutschrift für die Wärmenutzung im KWK-Betrieb wurden für diese Darstellung nicht berücksichtigt.

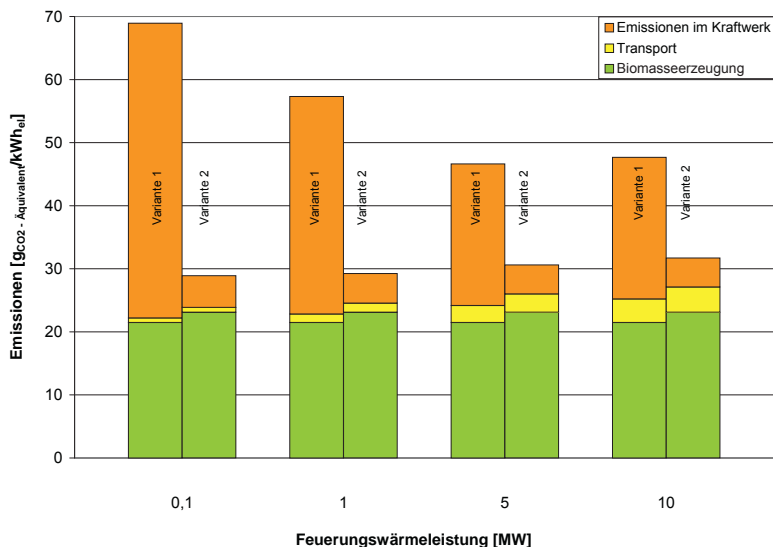


Abb. 9: Spezifische THG-Emissionen, Daten aus [13]

Da die Regelungen des EEG die Deckung des elektrischen Eigenbedarfs des Kraftwerks aus dem deutschen Stromnetz nach sich ziehen, wird für alle weiteren Berechnungen nur noch die Variante 1 berücksichtigt.

Das Einsparungspotenzial gegenüber der fossilen Referenz berechnet sich gemäß $\text{THG-Vermeidung} = \text{EF} - \text{EB} + \text{GW}$.

Darin ist EF die Gesamtemission der fossilen Referenz zur Stromerzeugung, EB die Gesamtemission der Stromerzeugung aus Biomasse und GW die Gutschrift für die ebenfalls genutzte Wärme [7]. Abbildung 10 zeigt exemplarisch für das kommerzielle Kraftwerk mit 5 MW Feuerungswärmeleistung die THG-Vermeidung für die realistischen Monobrennstoffe Waldrestholz und Kurzumtrieb und zum Vergleich hypothetisch – da nicht als Monobrennstoff einsetzbar – Stroh.



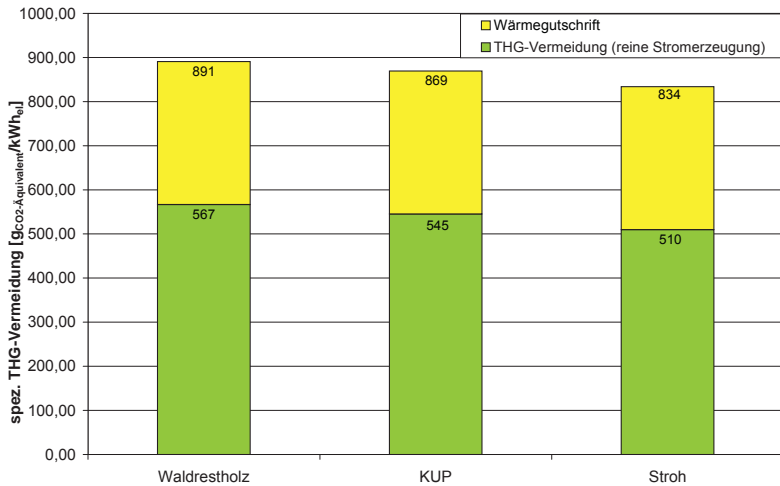


Abb. 10: Spezifische THG-Vermeidung

Um die volkswirtschaftlichen Auswirkungen verschiedener Stromerzeugungsmethoden aus regenerativen Quellen vergleichen zu können werden die CO₂-Vermeidungskosten als Quotient aus Stromgestehungskosten aus Biomasse abzüglich der Stromgestehungskosten aus fossiler Referenz und spezifischer THG-Vermeidung berechnet. Für den Mischbrennstoff ergeben sich die Werte, die in Abbildung 11 dargestellt sind.

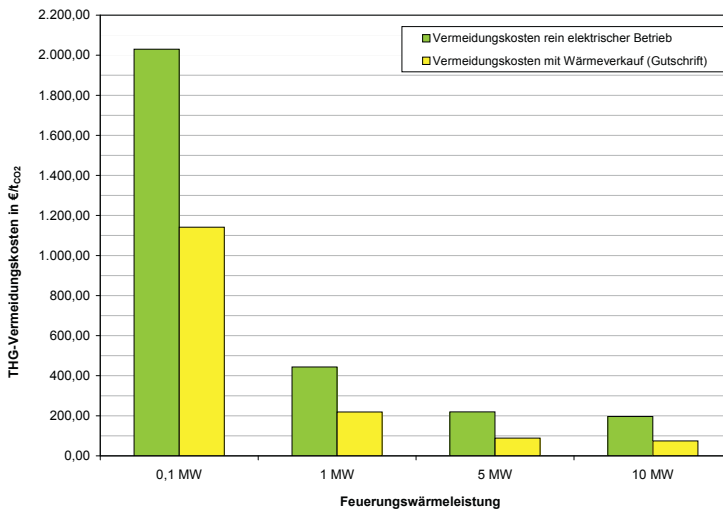


Abb. 11: Spezifische THG-Vermeidungskosten für Mischbrennstoff

Abbildung 12 stellt die Variation der THG-Vermeidungskosten für die verschiedenen Monobrennstoffe im Vergleich zum Mischbrennstoff für das kommerzielle Kraftwerk mit einer FWL von 5 MW dar. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Vermeidungskosten für alle holzartigen Ernte-Biomassen in etwa denen für den Mischbrennstoff entsprechen. Für Strohpellets liegen sie deutlich darüber, für Graspellets und Altholz aber auch deutlich niedriger.

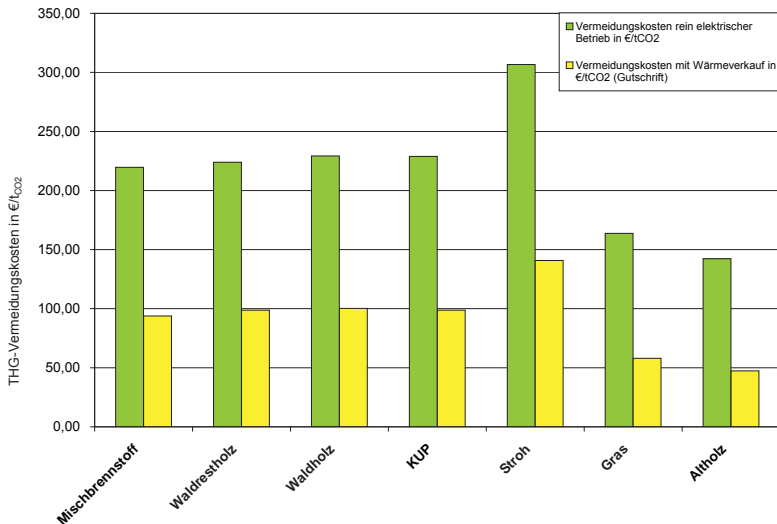


Abb. 12: Spezifische THG-Vermeidungskosten für Monobrennstoffe für ein Kraftwerk mit 5 MW FWL

Mit Biomasseheizkraftwerken auf der Basis einer stationären, luftgeblasenen Vergasung mit trockener, katalytischer Teerreformierung und motorischer Stromerzeugung sind in einer kommerziellen Größenordnung THG-Vermeidungskosten im Bereich von 200 €/t_{CO₂-Äquivalent} für reine Stromerzeugung und rund 80 €/t_{CO₂-Äquivalent} für KWK-Betrieb mit vollständiger Wärmenutzung erreichbar (vgl. Abbildung 11). Mit diesen Werten braucht die thermochemische Biomasseverstromung den Vergleich mit anderen Technologien zur Stromerzeugung aus regenerativen Quellen nicht zu scheuen. Vergleichswerte für Technologien, die ausschließlich Strom erzeugen, sind bereits veröffentlicht [14]: Photovoltaik 846 €/t_{CO₂-Äquivalent}, Windkraft 124 €/t_{CO₂-Äquivalent} und Wasserkraft 30 €/t_{CO₂-Äquivalent}. Für die Bereitstellung von Strom und Wärme aus Biomasse auf der Basis von anaerober Vergärung feuchter Biomasse hat der Biogasrat [15] Werte für die THG-Vermeidungskosten veröffentlicht: für reine Stromerzeugung 287 €/t_{CO₂-Äquivalent} und für KWK-Betrieb (vollständige Wärmenutzung) 200 €/t_{CO₂-Äquivalent}. Der Vergleich zeigt, dass die Stromerzeugung aus trockener Biomasse mittels thermochemischer Vergasung in etwa so viel Kosten verursacht, wie Windkraft, verglichen mit der Stromerzeugung aus feuchter Biomasse mittels anaerober Vergärung aber um 1/3 günstiger ist, bei vollständiger Wärmenutzung im KWK-Betrieb sogar um mehr als die Hälfte.

Zusammenfassung

Der einzige Versuch mit längerem Vergasungsbetrieb unter realen Bedingungen hat einerseits gezeigt, dass das grundlegende Konzept der Vergasung in einem Reaktor ohne äußere Beheizung mit einer Feuerfestzustellung funktioniert, dass aber auch das Oberfläche-Volumen-Verhältnis dieser kleinen Versuchsanlage so ungünstig ist, so dass zu viel Wärme an die Umgebung verloren wird.

Es wurde ein Scale-Up des Prozesses auf ein Demonstrationskraftwerk und Kraftwerke kommerzieller Größenordnung durchgeführt. Für alle Leistungsgrößen wurden die Investitions- und Betriebskosten abgeschätzt. Unter den Randbedingungen des EEG in seiner Fassung von 2009 konnte eine Wirtschaftlichkeitsschwelle für das Kraftwerkskonzept zwischen 2 und 5 MW Feuerungswärmeleistung (je nach betrachteten Randbedingungen) festgestellt werden.

Die detaillierte Analyse der möglichen Klimawirkungen hat gezeigt, dass die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse mit einer Vergasungsanlage ein hohes Potenzial zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen hat. Die auf die erzeugte Strommenge bezogene spezifische Vermeidung liegt bei Verwendung von holzartiger Biomasse bei rund $560 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äquivalent}}/\text{kWh}_{\text{el}}$, unter Berücksichtigung der Wärmegutschrift im KWK-Betrieb sogar bei $880 \text{ g}_{\text{CO}_2\text{-Äquivalent}}/\text{kWh}_{\text{el}}$. Die Bandbreite der THG-Vermeidungskosten liegt bei Kraftwerken in kommerzieller Größenordnung mit $200 \text{ €/t}_{\text{CO}_2\text{-Äquivalent}}$ (mit Wärmegutschrift sogar im Bereich von $80 \text{ €/t}_{\text{CO}_2\text{-Äquivalent}}$) deutlich unter den Vermeidungskosten eines Biomassekraftwerks mit anaerober Vergärung (je nach Wärmenutzung zwischen 287 und $200 \text{ €/t}_{\text{CO}_2\text{-Äquivalent}}$). Zudem steht die Verwendung von Wald(-rest)-holz, Altholz, Landschaftspflegematerial und anderer Restbiomassen nicht in Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion, wie dies bei der Bewertung von Biogasanlagen immer wieder vorgebracht wird. Auch im Vergleich mit anderen Technologien zur Stromerzeugung aus regenerativen Quellen schneidet die Biomassevergasung gut ab, denn sie ist deutlich preiswerter als Photovoltaik (846 €/t) und liegt in derselben Größenordnung wie die Windkraft (124 €/t).

Zusammenfassend wurde festgestellt, dass ein Biomasseheizkraftwerk auf Basis einer stationären Wirbelschichtvergasung mit trockener, katalytischer Teerreformierung und motorischer Gasnutzung ab etwa 5 MW Feuerungswärmeleistung wirtschaftlich darstellbar ist und einen deutlichen Beitrag zu den Zielen der Bundesregierung zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen leisten kann. Die vielversprechenden Ergebnisse dieses Vorhabens lassen als nächsten Schritt zur Weiterentwicklung der Technologie den Aufbau einer vorwettbewerblichen Demonstrationsanlage sinnvoll erscheinen.

Literatur

- [1] Hölder, D.: Wirtschaftliche Strom- und Wärmeproduktion auf Basis von Biomasse-gaserzeugern mittlerer Leistung. Tagungsband der UMSICHT-Tage 1996. „Kraft-Wärme-Kopplung und Biomasse“. Hrsg. v. UMSICHT e. V., Oberhausen, S. 210-222.
- [2] Ising, M.: Der UMSICHT ZWS-Holzgaserezeuger. Tagungsband der UMSICHT-Tage 1996. „Kraft-Wärme-Kopplung und Biomasse“. Hrsg. v. UMSICHT e. V., Oberhausen, S. 223-234.
- [3] Ising, M.; Balke, U.; Unger, C.: Energetische Nutzung von Holz und Biomasse durch Vergasung in der zirkulierenden Wirbelschicht. Abschlussbericht BML-Vorhaben FKZ 94 NR 140-F, 1999.
- [4] Ising, M.; Heunemann, F.; Unger, C.: Wirbelschichtvergasung von Holz und Biomasse für Blockheizkraftwerkenanwendungen. Abschlussbericht BMVEL-Vorhaben FKZ 98 NR 075, 2001.
- [5] Ising, M.; Unger, C.; Heunemann, F.; Dinkelbach, L.: Technische und wirtschaftliche Optimierung der Vergasung von Holz in der zirkulierenden Wirbelschicht. Abschlussbericht für das BMVEL, FKZ 00 NR 178, 2002.
- [6] Ising, M.: Zur katalytischen Spaltung teerartiger Kohlenwasserstoffe bei der Wirbelschichtvergasung von Biomasse, Dissertation, Universität Dortmund, 2001.
- [7] Schulzke, T.: Schließung regionaler Stoffkreisläufe bei der dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung in einer stationären Wirbelschichtvergasung – RegioSWS, Abschlussbericht für das BMU-Vorhaben, FKZ 03KB014, 2012.
- [8] Kaltschmitt, M., Hartmann, H., Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse. 2. Auflage. Berlin: Springer-Verlag, 2009.
- [9] Schulzke, T.; Unger, C.: Thermodynamics of Wood Gasification – Adiabatic Gasification with Air at Atmospheric Pressure. In: Acosta, M. (Hrsg.): Advances in Energy Research. Vol. 6. New York: Nova Science Publishers Inc., 2011. ISBN 978-1-61122-075-9
- [10] Klapp, E.: Apparate- und Verfahrenstechnik. Berlin: Springer-Verlag, 2002. ISBN 3-540-43867-X
- [11] Thrän, D.; Fischer, E.; Fritsche, U.; Hennenberg, K.; Oehmichen, K.; Pfeiffer, D.; Schmersahl, R.; Schröder, T.; Zeller, V.; Zeymer, M.: Methoden zur stoffstromorientierten Beurteilung für Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ – Teil 1: Technologiekennwerte, Gestehtungskosten, Treibhausgasbilanzen, Version 1.1. DBFZ, Leipzig, November 2010.
- [12] VDI-Richtlinien: VDI 6025 – Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen. VDI – Gesellschaft für Gebäudeausrüstung, Düsseldorf, 1996.
- [13] Hufnagel, B.: Betrachtung der Klimarelevanz von Biomassekraftwerken auf Basis einer Wirbelschichtvergasung. Masterarbeit. Hochschule Ansbach, 2011.
- [14] Beer, M.: CO₂-Vermeidungskosten erneuerbarer Energietechnologien. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2009. URL: www.ffe.de/download/kurzberichte/KF_vermk.pdf (Stand: 20.12.2011)
- [15] Thrän, D.; Mayer, S.; Gawor, M.; Bunzel, K.; Daniel-Gromke, J.; Weber, C.; Bauermann, K.; Eickholt, V.; Schultz, R.; Hoch, J.; Person, H.: Optimierung der marktnahen Förderung von Biogas/Biomethan unter Berücksichtigung der Umwelt- und Klimabilanz. Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit. DBFZ, Universität Duisburg-Essen, Biogasrat e.V., Leipzig, Essen, Berlin, 2011. URL: http://biogasrat.de/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=242&Itemid=129 (Stand: 20.12.2011)

Dezentrale Mikro-Biogaserzeugung

Elisa Dunkelberg, Astrid Aretz, Martin Dieterich, Sebastian Heintschel, Chantal Ruppert-Winkel

Vorhaben: Entwicklung übertragbarer Konzepte zur nachhaltigen Erschließung biogener Rest- und Abfallstoffe für die Mikro-Biogasproduktion in Gemeinden und Landkreisen

FKZ-Nr: 03KB015

Laufzeit: 01.07.2009 – 31.08.2011

Zuwendungssumme: 250.211 €

Koordination:

Zentrum für Erneuerbare Energien, Albert-Ludwig-Universität Freiburg
Tennenbacher Straße 4, 79106 Freiburg

Dr. Chantal Ruppert-Winkel – Projektleiterin

Tel.: +49 (0)761-203-3792

E-Mail: ch.ruppert@ife.uni-freiburg.de

www.zee-uni-freiburg.de

Projektartner:

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) GmbH

Potsdamer Str. 105, 10785 Berlin

Dr. Astrid Aretz

Elisa Dunkelberg

Tel.: +49 (0)30-884-594-0

E-mail: elisa.dunkelberg@ioew.de

www.ioew.de

Unterauftragnehmer:

Institut für Landschafts- und Vegetationsökologie, Universität Hohenheim

August-von-Hartmannstrasse 3

70599 Stuttgart

Prof. Dr. Martin Dieterich

Tel.: +49 (0)711-45923530

E-Mail: Martin.Dieterich@uni-hohenheim.de

Sebastian Heintschel

E-Mail: heintsch@uni-hohenheim.de

www.ecology.uni-hohenheim.de

Energiezentrum der Wirtschaftsförderungsgesellschaft des Landkreises Schwäbisch Hall





Dr. Chantal Ruppert-Winkel: Projektleitung: Restschnittgut ist eine Ressource, über die viele Kommunen in nennenswertem Umfang verfügen. Sie sind jedoch oft überfragt, wie diese geborgen und sinnvoll genutzt werden kann. Das Projekt Mikro-Biogas zeigt entsprechende Möglichkeiten auf. Diese sind für Kommunen insbesondere dann interessant, wenn die Akteure vor Ort Ziele wie die Einsparung von Treibhausgasemissionen, einen Beitrag zur Energiewende oder Naturschutzbelange hoch gewichten. Diese Ziele sind mit der Nutzung von Restschnittgut von kommunalen Rasenflächen wie Sport- oder Spielplätzen, von Grünschnitt oder von Vertragsnaturschutzflächen erreichbar – ohne dabei zu Nutzungskonflikten zu führen.

Das Projekt in Kürze

Im Vorhaben Mikro-Biogas wurden übertragbare Konzepte zur Erschließung biogener Rest- und Abfallstoffe für die Mikro-Biogasproduktion in Gemeinden und Landkreisen entwickelt. Schwerpunkt war dabei die energetische Verwertung von kommunalem Restschnittgut. Also Schnittgut von Vertragsnaturschutzflächen, Straßenrandflächen, Uferandflächen und kommunalen Rasenflächen (Sportplätze, Spielplätze, Erholungsflächen) das nicht einer landwirtschaftlichen Nutzung zugeführt wird.

Unter Einbeziehung relevanter Akteure vor Ort wurden im Landkreis Schwäbisch Hall (SHA) Nutzungsmöglichkeiten ermittelt. Darauf aufbauend wurde ein umsetzungsorientiertes Nutzungskonzept entwickelt, welches die Bereitstellung des Grünschnitts und der Kosubstrate (Gülle oder Mist), eine eventuelle Substrataufbereitung, die Fermentation der Substrate, die energetische Verwertung des Biogases in einem BHKW sowie ein Wärmenutzungskonzept beinhaltet. Die dezentrale Umwandlung von Biomasse in Biogas in kleinen Fermentern wird im Folgenden als Mikro-Biogaserzeugung bezeichnet.

Die Projektergebnisse zeigen, dass das Substrat abhängig von der Art des verfügbaren Restschnittguts sehr unterschiedlich hohe Gaserträge aufweist. Eine Wirtschaftlichkeit des Nutzungskonzeptes ist nur bei optimalen Rahmenbedingungen gegeben, da sich wegen des dezentralen Aufkommens bei ausschließlicher Verwendung von Restschnittgut und Gülle/Mist als Kosubstrate nur sehr kleine Anlagen realisieren lassen (etwa 50 kW_{el}). Sofern Investitionen in eine Biogasleitung oder Wärmeleitung zu erbringen sind, können derartig kleine Anlagen kaum wirtschaftlich betrieben werden. Ist ein Wärmeabnehmer am Standort der Biogasanlage vorhanden, so ist in vielen Fällen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Vielfach ist außerdem der Einsatz von kommunalem Grünschnitt in bestehenden Biogasanlagen eine tragfähige Alternative.



Foto: Jürgen Nießen, pixelio

Betrachtet man die Akteurskonstellation so scheint eine Zusammenarbeit zwischen der Kommune, interessierten Landwirten und Wärmeabnehmern am zielführendsten zu sein. Die notwendige Sorgfaltspflicht für den Betrieb einer Biogasanlage sollte bei nur einem Hauptakteur, der in der Regel auch Hauptinvestor ist, liegen. Über die Gründung einer gemeinsamen Unternehmung, z. B. in Form einer Genossenschaft oder GmbH & Co. KG, können die Lieferanten des Restschnittguts, der Anlagenbetreiber und gesellschaftliche Gruppen wie Naturschutzverbände finanziell oder in Form von verbindlichen Absprachen beteiligt werden.

Aus ökologischer Perspektive ist das Nutzungskonzept positiv zu bewerten, da es wegen kurzer Lieferwege und fehlender Düngung zu einer deutlichen Einsparung von Treibhausgasemissionen im Vergleich zur fossilen Energieerzeugung führt.

Vor allem die Verfügbarkeit von Restschnittgut bestimmt, ob das exemplarisch vorgestellte Konzept auf andere Kommunen übertragbar ist. Die Verfügbarkeit von Restschnittgut bestimmt die Größe der realisierbaren Anlagen und damit auch deren Wirtschaftlichkeit. Entscheidend für die Umsetzung in anderen Kommunen ist zudem die Prioritätensetzung der Akteure vor Ort. Werden Ziele wie die Treibhausgaseinsparung, der Beitrag zur Energiewende oder Naturschutzziele hoch gewichtet, so ist beispielsweise eine Querfinanzierung durch die Kommune denkbar. Ein kritischer Blick gilt bei der Umsetzung immer auch der Frage der Nutzungskonkurrenz. Bei bestehender Nutzung des Restschnittguts im Rahmen von z. B. Landschaftspflegeverträgen (Beweidung) können durch Verdrängung der bisherigen Nutzung auch unerwünschte Nebeneffekte auftreten.



Nutzung von Reststoffen intensivieren

Energie aus Biomasse kann dazu beitragen, die mit der Energieerzeugung und -umwandlung einhergehenden Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Allerdings verringern sich mit zunehmender Intensität des Biomasseanbaus diese Reduktionspotenziale, weil eine Intensivierung den verstärkten Einsatz von Produktionsmitteln wie Dünger oder Pestizide bedingt (IFEU 2008). Darüber hinaus hat der Anbau von Biomasse zu Energiezwecken in Monokultur auch Auswirkungen auf die Nutzungsfunktionen ländlicher Räume und steht in unmittelbarer Konkurrenz zum Nahrungs- und Futtermittelanbau. Werden Nahrungs- oder Futtermittelpflanzen verdrängt, so besteht das Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, die zu sehr hohen Treibhausgasemissionen führen können (z. B. Fritsche et al. 2010). Unter diesen Bedingungen kann Bioenergie eine schlechtere Treibhausgasbilanz aufweisen als fossile Energieträger. Vor diesem Hintergrund ist es empfehlenswert, die Nutzung von Reststoffen zu intensivieren und in neue Konzepte der Energiegewinnung einzubinden, um die politisch gesetzten Klimaschutzziele zu erreichen und die Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen zu überwinden.

Zentrale Ausgangsthese des Vorhabens „Mikro-Biogas“ war, dass es trotz gestiegener Nachfrage nach Biomasse zur energetischen Nutzung noch eine Reihe ungenutzter Potenziale biogener Rest- und Abfallstoffe gibt (DBFZ und TLL 2011). Das Vorhaben „Mikro-Biogas“ konzentrierte sich dabei auf die energetische Verwertung von Restschnittgut in dezentralen, kleinen Biogasanlagen.

Restschnittgut wird heute entweder entsorgt, kompostiert oder nach dem Mähen liegen gelassen (Mulchschnitt). Eine energetische Verwertung würde daher kaum zu Nutzungskonkurrenzen führen. Im Gegensatz zu gängigen Biogassubstraten wie Mais oder Getreide, deren Produktion auf festgelegten Ackerflächen erfolgt, fällt Restschnittgut jedoch unsystematisch an. Auf Restschnittgut basierende Biogaskonzepte bedürfen daher einer angepassten Potenzialerhebung und Logistik. An dieser Stelle setzte das Vorhaben „Mikro-Biogas“ an. Im Rahmen des Projektes wurden für ausgewählte Kommunen im Landkreis SHA technische Konzepte zur dezentralen Biogaserzeugung unter Berücksichtigung der vorhandenen Restschnittgutpotenziale erstellt. Teilaufgaben waren eine Analyse der bestehenden Biogastechnologien und ihrer Eignung zur Verwertung von Restschnittgut, eine Analyse der Akteursstrukturen und vorhandenen Interessen sowie eine ökologisch orientierte Biomassepotenzialanalyse.

In einem zweiten Schritt wurden für konkrete Konzepte die Möglichkeiten der wirtschaftlichen Umwandlung von Restschnittgut mit anschließender Verteilung des Biogases zum Ort der Nutzung aufgezeigt. Auch Regionalökonomische Effekte wurden analysiert (Wertschöpfung und Beschäftigung), da von den ausgewählten Konzepten ein



Restschnittgut

Unter Restschnittgut wird hier Schnittgut verstanden, das nicht zum Zweck einer landwirtschaftlichen Nutzung angebaut wird. Restschnittgut umfasst Aufwüchse von aus der Realnutzung gegangenen Grünland, Grünschnitt von Vertragsnaturschutzflächen, Straßenrändern, Uferandstreifen oder von kommunalen Rasenflächen wie Sport- oder Spielplätzen.

Beitrag zur Stärkung der regionalen Wirtschaft erbracht werden kann. Es folgten eine akteursbezogene Auswahl der Konzepte sowie die Ermittlung der Höhe der möglichen Treibhausgaseinsparung. Zuletzt wurde eine Übertragbarkeitsanalyse durchgeführt, um zu ermitteln, unter welchen Bedingungen ein dezentrales Mikro-Biogaskonzept auch in anderen Kommunen umgesetzt werden kann. Im Rahmen der Übertragbarkeitsanalyse wurde als Alternative zum Neubau kleiner Biogasanlagen auch untersucht, inwiefern eine Substitution von Maissilage durch Grassilage in Biogasbestandsanlagen gewinnbringend erfolgen kann.

Arbeitsteilung und Methoden

Am interdisziplinären Vorhaben „Mikro-Biogas“ waren das Zentrum für Erneuerbare Energien (ZEE) der Universität Freiburg und das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) beteiligt. Unterauftragnehmer waren das Institut für Landschafts- und Pflanzenökologie der Universität Hohenheim sowie das Energiezentrum der Wirtschaftsförderungsgesellschaft des Landkreises SHA.

Das ZEE führte mit Unterstützung des Energiezentrums eine Analyse der bestehenden Akteursstrukturen durch, um die wesentlichen Interessenlagen in Bezug auf eine Umsetzung der erarbeiteten Konzepte zu ermitteln. Dazu wurden eine Akteursanalyse (GTZ 2010) sowie qualitative Leitfadeninterviews mit verschiedenen Akteuren durchgeführt. Auf dieser Basis wurde die Rolle verschiedener Stakeholder in der Wertschöpfungskette zur Restschnittgutnutzung herausgearbeitet. Zudem wurden die kontextuellen und lokalen Rahmenbedingungen über die Auswertung regional-statistischer Daten und Interviews erhoben. Zur Eingrenzung möglicher Standorte für Biogasanlagen zur Nutzung von Restschnittgut und der damit einhergehenden Eingrenzung der Akteure erfolgte eine Zusammenschau mit den Ergebnissen der Biomasse-Potenzialanalyse des Instituts für Landschafts- und Pflanzenökologie der Universität Hohenheim. Dieses führte eine Quantifizierung der Biomasse- und Biogaserträge von öffentlichen Grünflächen auf der Basis regional-statistischer Daten, Feldbegehungen und Beprobungen zur Ermittlung flächenspezifischer Biomasseerträge durch. Zudem erfolgte eine Biogasertragsmessung im Labor mittels des Hohenheimer Biogasertragstests (HBT, siehe Helfrich und Oechsner 2003).

Die Wirtschaftlichkeit der Konzepte wurde durch das IÖW mit dem Annuitätenverfahren nach VDI-Richtlinie 2067 (VDI 2000) ermittelt. Als Betrachtungszeitraum wurden 20 Jahre gewählt, da für diese Zeitspanne der EEG-Anspruch geltend gemacht werden kann. Zinssatz und Inflationsrate wurden mit 5,5% und 1,6% angesetzt. Da die Steigerung der Strompreise deutlich höher sein kann als die Inflationsrate, wurde eine Preissteigerung von 4% pro Jahr angenommen. Die VDI-Richtlinie unterscheidet in investitions-, bedarfs-, betriebsbezogene und sonstige Kosten, zu denen die folgenden Annahmen getroffen wurden:

Investitionskosten: Aufgrund der starken Unterschiede im Anlagenaufbau und im Leistungsbereich gibt es eine große Schwankungsbreite bei den spezifischen Investitionssummen für Biogasanlagen. Sie beträgt nach den Ergebnissen des Biogasmessprogramms II (vgl. FNR 2009) zwischen 1.529 €/kW_{el} und 6.140 €/kW_{el}. Die Datenauswertung hinsichtlich kleiner dimensionierter Anlagen sowie Experteninterviews ergaben Hinweise auf höhere Investitionskosten im kleinen Leistungsbereich. Daher wurden die spezifischen Investitionskosten mit 6.500 €/kW_{el} angenommen (Nassfermentation). Für das Gasnetz wurden Kosten von

100 €/m angenommen, die im mittleren Bereich der möglichen Spannweite liegen (vgl. Blokhina et al. 2009). Für das Wärmeleitungsnetz wurden Kosten von 210 €/m angenommen, wobei eine Förderung von 20 €/m durch das Marktanzreizprogramm berücksichtigt wurde (BMU 2011).

Betriebskosten: Die Betriebskosten setzen sich aus jährlichen Kosten für Wartung, Eigenstromverbrauch, Laboranalysen, Versicherung, Pacht, Personalkosten sowie Transportkosten für die Substrate und die Gärreste zusammen. Für Nassfermentationsanlagen wurde ein mittlerer Eigenstrombedarf von 8% bezogen auf die erzeugte Stromproduktion zugrunde gelegt (FNR 2009). Für die derzeitigen Strombezugskosten wurde ein Arbeitspreis von 13,86 Cent/kWh angesetzt. Darin noch nicht berücksichtigt ist der Strombedarf für Kühlung und Verdichtung des Biogases, für die pauschal Stromkosten von 1.500 € angenommen wurden. Substratkosten wurden nicht berücksichtigt, da die im Rahmen von Pflegemaßnahmen anfallenden Substrate bisher als nicht nutzbarer Abfall gelten. Allerdings können längere Transportwege sowohl bei den Substraten als auch den Gärresten auftreten. Für den Wirtschaftsdünger- und den Gärresttransport wurden nach Koch (2009) 0,85 €/t, für den Transport des Grünschnitts mit einem Kipper wurden nach KTBL (2005) 0,60 €/t angerechnet. Nach KTBL (2005) sind die Kosten für Kipper in der Einheit €/h*t Nutzmasse angegeben. Die Dauer für den zusätzlichen Weg wurde auf eine Stunde festgelegt. Des Weiteren fallen für den Betrieb der Anlage Personalkosten an, wofür ein Arbeitsaufwand von täglich einer Stunde bei einem Stundenlohn von 15 € angesetzt wurde.

Sonstige Kosten: Als dritte Kostenposition treten Ersatzinvestitionen und sonstige Kosten auf. Ersatzinvestitionen werden bei technischen Anlagenkomponenten notwendig, deren Lebensdauer geringer als 20 Jahre ist. Für Gasbrenner, Gaskühlung und Verdichtung wurde eine durchschnittliche Lebensdauer von zehn Jahren unterstellt. Für das BHKW wurde angenommen, dass es nach sechs Jahren generalüberholt wird und dann noch vier weitere Jahre betrieben werden kann. Danach erfolgt ein Ersatz und nach weiteren sechs Jahren steht erneut eine Generalüberholung an.

Für die Berechnung der Einnahmenseite wurden die Vergütungssätze und Boni des EEG 2009 und alternativ des EEG 2012 zugrunde gelegt. Zusätzlich erzielt die Anlage Einnahmen aus dem Wärmeverkauf. Die Wärmegutschrift wurde mit 4,5 Cent/kWh festgelegt. Die für die Berechnung der Einnahmen wesentlichen Annahmen sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1: Annahmen zur Einnahmenberechnung Nassfermentation

Betrachtungszeitraum	20 Jahre	Volllaststunden	8.000 h
Elektrischer Wirkungsgrad	35%	Wärmenutzung	60%
Thermischer Wirkungsgrad	50%	Preis für Wärmeverkauf	4,5 Cent/ kWh

Die Abschätzung regionalwirtschaftlicher Effekte, die mit der Realisierung des Konzeptes einhergehen, erfolgte mit Hilfe eines am IÖW entwickelten Modells zur Berechnung regionaler Wertschöpfungseffekte aus Erneuerbaren Energien (vgl. Hirschl et al. 2010). Wertschöpfung wird in dieser Studie definiert als die Summe aus den erzielten Gewinnen

(nach Steuern) der an den Wertschöpfungsschritten beteiligten Unternehmen in einer Kommune, den Nettoeinkommen der Beschäftigten und der durch die einzelnen Wertschöpfungsschritte generierten Steuereinnahmen der Kommune. Für die Berechnung wurden zunächst die relevanten Wertschöpfungsketten für das Mikro-Biogaskonzept abgebildet, wobei alle unternehmerischen Tätigkeiten entlang des gesamten Lebenszyklus erfasst wurden (Produktion, Planung, Installation, Betriebsführung, Betreibergesellschaft).

Die ökologische Bewertung erfolgte durch das IÖW mittels eines lebenszyklusbasierten Ansatzes in Anlehnung an die Ökobilanz-Norm (DIN EN ISO 14040 2009). Im Fokus der Analysen stand die Quantifizierung der Treibhausgasemissionen pro erzeugte elektrische Kilowattstunde.

Das technische Konzept

Das Nutzungskonzept beinhaltet die Bereitstellung des Grünschnitts und der Kosubstrate (Gülle oder Mist), eine eventuelle Substrataufbereitung, die Fermentation der Substrate, die energetische Verwertung des erzeugten Biogases in einem BHKW sowie ein Wärmenutzungskonzept. Abhängig vom Nutzungskonzept ist es möglich, das erzeugte Biogas in einer Biogasleitung zum BHKW zu transportieren, das sich in direkter Nähe zum Wärmeabnehmer befindet. Alternativ kann die im BHKW produzierte Wärme mit einer Wärmeleitung zu den Wärmeabnehmern transportiert werden (siehe Abbildung 1).

Die Mahd und Ernte des Grünschnitts kann mit konventionellen Maschinen durchgeführt werden. Für die Bergung von Straßenbegleitgrün wären jedoch Saugvorrichtungen notwendig, welche die wenigsten Straßenmeistereien besitzen. Aufgrund hoher Anschaffungskosten ist die Bergung von Straßenbegleitgrün häufig nicht lohnenswert. Zudem ist ein In-Verkehr-Bringen von Gärresten aus Straßenbegleitgrün in Abhängigkeit von Bewirtschafter rechtlich nicht erlaubt (Stand 2011, s.u.). Daher sollte das entsprechende Schnittgut anderweitig z. B. durch direkte Verbrennung verwertet oder gemulcht werden.

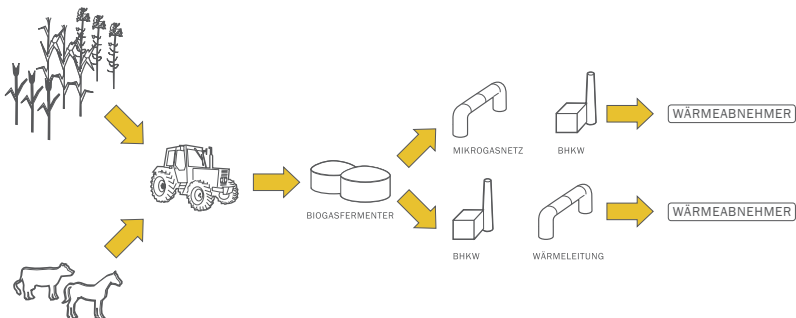


Abbildung 1: Skizze möglicher Nutzungskonzepte (eigene Darstellung)

Abhängig von der Beschaffenheit des Schnittguts ist vor der Fermentierung eine Aufbereitung von Vorteil. Insbesondere wenn der Grünschnitt von unterschiedlichen Grünflächen stammt, ist eine Zerkleinerung zu empfehlen, um die Substrathomogenität zu erhöhen. Da die biogenen Reststoffe nicht kontinuierlich über das ganze Jahr hinweg anfallen, ist außerdem eine Konservierung (Sillierung) des Grünschnitts notwendig.

Für die Biogaserzeugung kommen unterschiedliche Fermentationsverfahren infrage. Trockenfermentationsverfahren sind durch einen Trockensubstanzgehalt von mindestens 30% gekennzeichnet (BMU 2007). Beispiele für Nassfermentationsverfahren sind das Speicherungsverfahren oder das Pfropfenstromverfahren. Speicherungsverfahren sind gekennzeichnet durch einen platzsparenden und einfachen Aufbau, so dass sie auch für kleine, dezentrale Anwendungen einsetzbar und gerade in niedrigen Leistungsklassen weit verbreitet sind. Das Pfropfenstromverfahren ist in der Anschaffung kostengünstig. Problematisch für die Nutzung biogener Reststoffe erscheint das Rührwerk (vgl. Scholwin et al. 2006), da nicht vorbehandelte, faserreiche, halmgutartige Substrate Blockaden verursachen könnten. Dieses Verfahren ist daher nur bei vorheriger Zerkleinerung zu empfehlen. Da Trockenfermentationsverfahren aufgrund höherer Investitionskosten wirtschaftliche Nachteile im kleinen dezentralen Anwendungsbereich aufweisen, entschied sich das Projektteam für die Integration eines Nassfermentationsverfahrens in das Konzept.

Zur Energieumwandlung können übliche BHKW-Module wie Gas-Otto-Motoren, Zündstrahlmotoren oder Mikrobiogasturbinen, eingesetzt werden (vgl. Scholwin et al. 2006). Aus Gründen der Effizienz und Wirtschaftlichkeit sollte ein möglichst hoher Wärmenutzungsgrad sowie einen möglichst geringe Distanz zwischen Biogasanlage und Wärmeabnehmer angestrebt werden. In landwirtschaftlichen Betrieben kann die Wärme z. B. zur Trocknung von landwirtschaftlichen Produkten verwendet werden. Ist es aus Gründen der Infrastruktur, Genehmigung oder Geruchsbelästigung nicht möglich, dass Fermenter, BHKW und Wärmeabnehmer direkt beieinander liegen, so muss entweder das Gas mit einer Biogasleitung zur Energieumwandlungsanlage oder aber die erzeugte Wärme mittels einer Nahwärmeleitung zum Wärmeabnehmer transportiert werden. Mögliche Wärmeabnehmer sind dann Nahwärmenetze, Hotels, Krankenhäuser oder Schwimmbäder.

Neben der Inbetriebnahme einer neuen Fermentationsanlage ist der Einsatz von Restschnittgut in Bestandsanlagen eine mögliche Alternative. In der Bereitstellung teurere Substrate wie Mais könnten in diesem Fall substituiert werden. Besonders geeignet ist hierfür das Schnittgut von öffentlichen und privaten Grünflächen (wie Rasen, Sportplätze). Da es sich dabei um verhältnismäßig geringe Mengen an Biomasse handelt, ist der Einsatz in Bestandsanlagen technisch gesehen meist unkritisch. Dennoch ist es zu empfehlen, sich bei Interesse an einer Einspeisung von Pflegematerial beim Hersteller der jeweiligen Anlage nach entsprechenden Erfahrungen zu erkundigen. Inwiefern die entstehende Wärme genutzt wird, hängt dann von dem bestehenden Nutzungskonzept ab.

Ökologisch orientiertes Biomassepotenzial

Die Analysen in den Partnerkommunen zeigen, dass eine Grobabschätzung der Potenziale für verschiedene Flächentypen nach den folgenden Verfahren erfolgen kann:

Straßenbegleitgrün: Bei klassifizierten Straßen kann unter Abzug von Gehölzanteilen grob von 0,75 ha (durchschnittliche Randstreifentiefe $2 * 3,75$ m) verfügbarer Schnittgutfläche pro km Straße ausgegangen werden, bei nicht-klassifizierten Straßen und Wegen ist der Wert mit etwa 0,5 ha (durchschnittliche Randstreifentiefe $2 * 2,5$ m) niedriger (Dieterich und Gärtner 2010; Dieterich und Lüning 2010).

Uferstrandstreifen: Vereinfachend kann von 0,45 ha (durchschnittliche Tiefe des nutzbaren Uferstreifens $2 * 2,22$ m) pro Kilometer Gewässerlauf ausgegangen werden (Dieterich und Gärtner 2010; Dieterich und Lüning 2010). Durchschnittliche Gehölzanteile sind in diesen Angaben bereits abgezogen. Da die Uferneigung ein Hindernis bei der Ernte sein kann, bedarf es einer Abschätzung, welcher Anteil des Substrats mit der vorhandenen Technik zugänglich ist. Die Biomasse von Uferstrandstreifen ist in der Regel vielen Besitzern und/oder Nutzern zuzuordnen. Um die tatsächlich zur Verfügung stehende Menge an Grünschnitt bestimmen zu können, muss daher die Interessenlage von unübersichtlich vielen Nutzern ermittelt und einbezogen werden. Ein Aufruf im Projektgebiet durch die Gemeinden als Unterhaltungsträger der Gewässer, z. B. in Form einer Bekanntmachung im Amtsblatt mit einer angekündigten Uferpflege gegen die ggf. Einspruch erhoben werden kann, ist gegenüber einer aufwendigen persönlichen Anfrage an sämtliche Nutzer vorzuziehen.

Vertragsnaturschutzflächen: Diese Flächen sind bei der unteren Naturschutzbehörde erfasst. Vielfach werden Vertragsnaturschutzflächen beweidet (Schafe, Ziegen, Rinder). Bei anderen Flächen ist eine Schnittnutzung zwingend vorgesehen (Mäher 1-2 schürig), häufig ohne regelmäßige Düngung. Die Beseitigung/Verwertung des Schnittguts bereitet gegebenenfalls Probleme bzw. verursacht Kosten. Gehölzanteile müssen bei den entsprechenden Flächen ebenfalls abgezogen werden.

Privatgärten: Bei Privatgärten stellt sich ebenfalls das Problem der Vielzahl an Nutzern. Allerdings existieren in den meisten Landkreisen Sammelstellen, an die Gartenbesitzer ihren Grünschnitt liefern können. Die Betreiber der Sammelstellen beziehungsweise die Abfallbetriebe der Landkreise können bezüglich der Erfassungsmengen und der Möglichkeit zur Nutzung in Biogasanlagen Auskunft geben.

Kommunale Grünflächen: Den statistischen Bundes- und Landesämtern liegen relativ verlässliche Daten bezüglich folgender Flächen vor:

- **Friedhöfe:** Annähernd kann von einem Anteil von 20% Rasenfläche bezogen auf die Gesamtfläche ausgegangen werden.
- **Parkanlagen, Grünstreifen, Spielplätze, Schulen:** Von den statistisch zugänglichen Daten zur Flächengröße müssen für die Potenzialabschätzung versiegelte Bereiche, Gehölze und sonstige nicht als Grünland abgebildete Flächen abgezogen werden. Öffentliche Grünflächen variieren bezüglich der Nutzungsintensität stark. Die Abschätzung der Hektarerträge ist daher schwierig (zwischen 2 und 6 t/ha) und abhängig von den für die Aufnahme von Schnittgut verwendeten Geräten. Die Biogaserträge aus dem Schnittgut sind vergleichsweise hoch. Heintschel (2012) hat für wenig oder ungedüngte Rasenfläche und Parkfläche Werte zwischen 600 und 650 m^3/t oTS ermittelt.
- **Sportplätze und Golfplätze:** Die wöchentliche oder zweiwöchentliche Mahd ist auf diesen Flächen die Regel, sodass die mit herkömmlicher Technik zu bergenden Mengen sehr gering sein können. Aufgrund der regelmäßigen Mahd und des hohen Biogasertrages ist die Eignung dieses Schnittguts für die Biogaserzeugung jedoch hoch (Heintschel 2012).

Die Ergebnisse der Biomassepotenzialerhebung verdeutlichen die hohe Spannweite der möglichen Biomasse- und Biogaserträge in Abhängigkeit von Art und Nutzung der Fläche. Eine wichtige Einflussgröße ist die Häufigkeit der Schnitte pro Jahr: Je regelmäßiger eine Fläche gemäht wird, umso höher sind die Erträge. Der erzielbare Biogasertrag hängt neben der Art des Schnittguts von seinem Frischegrad und von der Art der Vorbehandlung ab. Die in Tabelle 2 genannten Werte sind Durchschnittswerte, die flächenspezifisch zum Teil stark schwanken können. Um einen Eindruck zu gewinnen, welcher Frischmasse die unten genannten Trockenmassewerte entsprechen, können die Erträge mit fünf multipliziert werden. Dahinter steht die Annahme, dass der Trockenmasseanteil von Grünschnitt bei 20 % liegt, tatsächlich kann der Anteil aber auch bei 15 oder 30 % liegen.

Tabelle 2: Biomasse und Biogaserträge von unterschiedlich gepflegten Grünlandflächen (nach Erhebungen im Rahmen des Projektes Mikro-Biogas: Heintschel¹ 2012, Öchsner² 2002 und mündliche Mitteilung, Dieterich und Lünig³ 2010, Elsässer⁴ 2004 und mündliche Mitteilung) Der Methanertrag von Biogas liegt bei 50-60%.

Flächentyp	Biomasse (t TM/ha)	Biogasertrag (m ³ /t oTS)
Extensivgrünland wie z. B. Uferstrandstreifen und Mähwiesen (2-3-schürig) mit regelmäßiger Grunddüngung	4-7 ²	440-480 ²
Sportplatz gedüngt (20-25 Schnitte)	3 ¹	635 ¹
Rasen im Park, ungedüngt oder selten gedüngt (7-8-schürig)	6 ¹	625 ¹
Naturschutz-Wiese (1-schürig)	2,54	150-250 ²
Straßenbegleitgrün (1-2-schürig)	3-5 ³	400-500 ²

Vier benachbarte Kommunen im Landkreis SHA äußerten Interesse an einer Umsetzung eines Mikro-Biogaskonzepts. In diesen vier Gemeinden erfolgte eine genaue Abschätzung des Restschnittgutpotenzials. Danach sind etwa 1.000 t Restschnittgut in den Kommunen verfügbar. Dieser Wert wurde als Inputgröße für die weiteren Analysen zur Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit des Konzepts verwendet.

Wirtschaftlichkeit

Eine zentrale Voraussetzung für die Machbarkeit des Konzeptes ist die Möglichkeit einer wirtschaftlich rentablen Umsetzung. Da zur Zeit der Projektbearbeitung das EEG 2009 Gültigkeit besaß, jedoch die Novellierung zu Projektende veröffentlicht war, wurden beide rechtlichen Rahmenbedingungen bei den Wirtschaftlichkeitsabschätzungen berücksichtigt (EEG 2009 und EEG 2012).

Als Grundkonzept wurde eine Anlage unterstellt, der 50 Volumenprozent Grassilage, 30 Volumenprozent Rindermist und 20 Volumenprozent Rindergülle zugeführt werden. Bei der pflanzlichen Biomasse wurde von einem durchschnittlichen Biogasertrag von 105 Kubikmeter Biogas pro Tonne Frischmasse ausgegangen (525 m³/t oTS). Die Größe der mit knapp 1.000 Tonnen Frischmasse zu realisierenden Biogasanlage beträgt unter diesen Vo-

raussetzungen etwa 50 kW_{el}. Die Grundvergütung im EEG 2009 beträgt bei einer Anlagenleistung von maximal 150 Kilowatt 11,67 Cent pro erzeugter elektrischer Kilowattstunde (kWh_{el}). Der Wert bezieht sich wie die im Folgenden genannten Werte auf das Jahr 2009, die Vergütungen sinken jährlich um 1 Prozent. Hinzu kommen der NawaRo-Bonus von 7 Cent pro kWh_{el}, sofern das Biogas ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen oder Gülle erzeugt wird, und der Gülle-Bonus von 4 Cent, sofern der Anteil an Gülle mindestens 30 Massenprozent beträgt. Außerdem wird ab einem Anteil von 50 Massenprozent Landschaftspflegegut ein Bonus von 2 Cent pro kWh_{el} gezahlt. Für genutzte Wärme kommt ein KWK-Bonus von 3 Cent pro kWh_{el} hinzu. Mit dem EEG 2012 hat sich die Grundvergütung von Strom aus Biogas auf 14,3 Cent pro kWh_{el} erhöht. Voraussetzung für die Vergütung des eingespeisten Stroms ist nun eine Wärmenutzung von 60 %. Die Vergütung erhöht sich entsprechend dem jeweiligen Einsatzstoff-Energieertrag um 6 Cent, wenn Substrate aus der Einsatzvergütungsklasse I (z. B. Mais, Getreide) eingesetzt werden, und um 8 Cent, wenn Substrate aus der Einsatzvergütungsklasse II (z. B. Landschaftspflegematerial, Gülle, Mist) eingesetzt werden. Allerdings fallen nach EEG 2012 kommunale Grünflächen aus der Kategorie der Landschaftspflegeflächen heraus. Macht Bioabfall – in diese Kategorie fallen ab diesem Zeitpunkt Park- und Gartenabfälle – mindestens 90 Massenprozent bezogen auf die Einsatzmenge aus, so beträgt die Gesamtvergütung 16 Cent pro kWh_{el}. Alternativ könnte die Kleinstanlagenvergütung für das Konzept interessant sein. Diese beträgt 25 Cent pro kWh_{el} für Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 75 kW_{el}, sofern ein Mindestmassenanteil von 80 % Gülle eingehalten wird. Seit Anfang des Jahres 2011 werden Biogasleitungen nach dem Marktanreizprogramm (MAP) nicht länger gefördert. Zuvor wurde ein Investitionszuschuss von 30 % gewährt. Nahwärmenetze erhalten im Zuge des MAP weiterhin eine Förderung von 20 Euro pro Trassenmeter (BMU 2011).

In die Wirtschaftlichkeitsberechnung gehen zahlreiche Annahmen beispielsweise zur Höhe der Investitionskosten sowie zur Entwicklung von Inflationsrate und Energiepreisen ein. Die entsprechenden Annahmen zeigen teils erhebliche Auswirkungen auf das Ergebnis der Berechnungen. Daher ist eine Pauschalaussage, ob sich Errichtung und Betrieb einer Biogasanlage zur Verwertung von kommunalem Grünschnitt lohnt, ohne Kenntnis der konkreten lokalen Rahmenbedingungen nicht möglich.

Die Wirtschaftlichkeit für kleine Anlagen ist nur unter äußerst günstigen Rahmenbedingungen möglich. Einen sehr großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben die hohen Kosten für die Biogas- oder Wärmeleitung. Zu Abschlägen führt auch der Eigenwärmebedarf der Fermenter. Sind die Biogasbereitstellung und -nutzung räumlich getrennt, so müssen etwa 25% des Biogases zur dezentralen Wärmebereitstellung abgezweigt werden. Dieser Anteil steht nicht mehr zur Elektrizitätserzeugung zur Verfügung. Ist dagegen ein geeigneter Wärmeabnehmer am Ort der Biogasproduktion vorhanden, so ist in der Regel ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Beide Aussagen gelten sowohl für die Rahmenbedingungen des EEG 2009 als auch des EEG 2012. Auch der Kleinstanlagenbonus führt nicht zu einer generellen Wirtschaftlichkeit kleiner, dezentraler Anlagen, wenn eine räumliche Trennung zwischen Biogasherstellung und -nutzung besteht.

Der Biogasertrag aus Restschnittgut ist ebenfalls von großer Relevanz für die Wirtschaftlichkeit. Für das Grundkonzept wurde ein Biogasertrag aus Restschnittgut von 105 Kubikmeter Biogas pro Tonne Frischmasse angenommen. Dieser Wert basiert auf Beispielmessungen im Landkreis SHA, denen zufolge der Gasertrag von Restschnittgut zwischen 400 und 635 Kubikmeter pro Tonne organische Trockensubstanz liegt. An dieser Stelle wurde

ein Mischwert von 550 Kubikmeter pro Tonne angenommen. Die Umrechnung auf Gasertrag pro Tonne Frischmasse basiert auf der Annahme, dass der Trockenmassegehalt 20 % und der Gehalt an organischer Substanz 95 % betragen. Abhängig davon, welche Flächen zur Verfügung stehen, sind auch deutlich höhere oder niedrigere Gaserträge möglich. Hohe Erträge liefern vor allem häufig gemähte Parkflächen und Sportplätze, so dass diese bevorzugt genutzt werden sollten.

Als eine weitere Möglichkeit wurde der Einsatz in Bestandsanlagen untersucht. In Biogasbestandsanlagen kann zum Beispiel Mais durch Restschnittgut ersetzt werden. Die Wirtschaftlichkeit der Substitution wird durch die jeweiligen Bereitstellungskosten der Substrate Mais bzw. Gras sowie durch die jeweiligen Gaserträge bestimmt (zur Methodik siehe Dunkelberg et al. (2011)). Abbildung 2 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Gaserträgen und Bereitstellungskosten. Da die Kosten für die Bereitstellung des Grünschnitts geringer sind als die für Maissilage, werden bei einem geringeren Grasgasertrag die gleichen Gewinne erzielt wie bei einem höheren Maisgasertrag. Aus diesem Grund liegt die Gerade für den Einsatz von Grassilage auf der x-Achse nach links versetzt. Für Maissilage sind drei Kurven für verschiedene Bereitstellungskosten dargestellt.

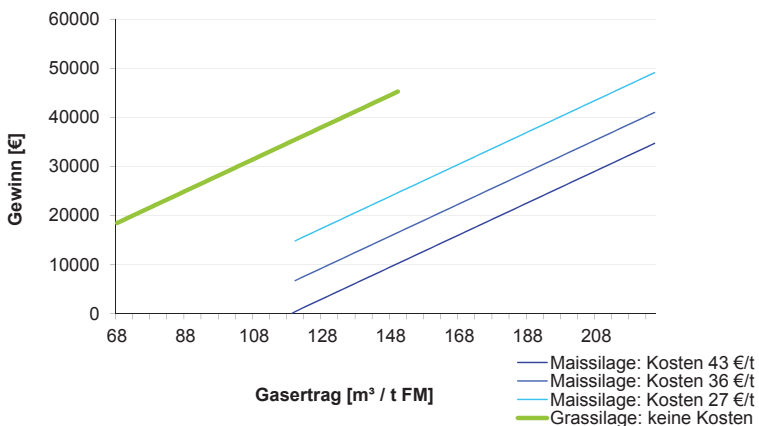


Abbildung 2: Gewinnfunktionen für den Einsatz von Grassilage und Maissilage in bestehenden Biogasanlagen (350 kW_{el}), Inbetriebnahme der Bestandsanlage: 2010, mit Wärmenutzung)

Das Diagramm lässt sich folgendermaßen interpretieren: Geht man für Grassilage von einem Grasgasertrag von 105 Kubikmeter pro Tonne Frischmasse (keine Bereitstellungskosten) und von Bereitstellungskosten für Mais von 36 Euro pro Tonne Frischmasse aus, so darf der Gasertrag aus Mais 193 Kubikmeter pro Tonne Frischmasse nicht überschreiten, sofern die Substitution von Maissilage durch Grassilage gewinnbringend sein soll. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist außerdem die Höhe der Einnahmen pro ausgekoppelter Energie. Die Einnahmen hängen vor allem von den geltenden Vergütungsstrukturen ab. Um unterschiedliche Voraussetzungen zu berücksichtigen, wurde die Wirtschaftlichkeit für ein BHKW mit einer elektrischen Leistung < 150 kW_{el} sowie für ein BHKW mit einer

elektrischen Leistung zwischen 150 und 500 kW_{el} berechnet. Zusätzlich wurden für beide Anlagentypen zwei Inbetriebnahmezeitpunkte – 2004 und 2010 – unterschieden. Aus den Berechnungen lassen sich einige Schlussfolgerungen ziehen: Der Ersatz von Maissilage durch Grassilage ist umso eher lohnend, je geringer die Einnahmen pro ausgekoppelter Energie sind. Da bei älteren und bei größeren Anlagen die EEG-Vergütungssätze geringer sind als bei jüngeren und kleineren Anlagen, ist in älteren und größeren Anlagen eher ein gewinnbringender Einsatz von Grassilage möglich. Wird die produzierte Wärme nicht genutzt, sodass die Einnahmen aus dem KWK-Bonus und aus dem Wärmeverkauf wegfallen, so ist eine Wirtschaftlichkeit eher möglich.

Regionalökonomische Effekte

Die regionalökonomischen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte, die durch die Produktion und den Betrieb einer Nassfermentationsanlage mit einer Nennleistung von knapp 50 kW_{el} generiert werden, sind vergleichsweise gering. Beispielberechnungen ergaben für eine Anlage von 50 kW_{el} und eine Biogasleitung von 1.000 Metern eine einmalige Wertschöpfung in Höhe von knapp 180.000 Euro. Diese Wertschöpfung wird erzielt durch einmalige Effekte wie die Planung des Konzepts, den Anlagenbau sowie die notwendigen Ersatzinvestitionen inkl. Rückbau. Diese Wertschöpfung bleibt nur dann innerhalb der Kommune, wenn die Produktion und Errichtung der Anlage durch lokal ansässige Unternehmen erfolgt. Die jährlichen Wertschöpfungseffekte aus dem Betrieb der Anlage erreichen einen Wert von etwa 25.000 Euro. Dem sind die jährlichen Wertschöpfungseffekte der Betreiber-gesellschaft hinzuzufügen, die dem Landwirt oder auch der Kommune zufließen. In den Berechnungen wurde davon ausgegangen, dass die Anlage hauptsächlich von einem Landwirt getragen wird und dementsprechend Einkommensteuer auf den Betreibergewinn anfällt. Über eine Anlagenlaufzeit von 20 Jahren ergeben sich demzufolge etwa 500.000 Euro an kommunaler Wertschöpfung zuzüglich der einmaligen Effekte. Ein Großteil der Wertschöpfung entfällt auf die Gewinne nach Steuern, gefolgt von den Nettoeinkommen der Beschäftigten sowie den Steuern an die Kommune.

Inwieweit eine Kommune durch die Investition in ein Mikrobiogaskonzept profitiert, hängt von der Anzahl an lokalen Akteuren ab, die an der Wertschöpfung partizipieren. Dabei kommt dem Anlagenbetrieb eine entscheidende Rolle zu, da Dienstleistungen wie Wartung und Instandhaltung oftmals von lokalen Handwerksunternehmen durchgeführt werden. Demgegenüber ist die Produktion von Anlagenkomponenten geografisch auf wenige Standorte in Deutschland verteilt und selten in den jeweiligen Kommunen anzutreffen, so dass ein Teil der Wertschöpfung in anderen Regionen Deutschlands oder im Ausland anfällt.



Akteursstrukturen und Interessen

In die Konzeption einer Biogasanlage ist eine Vielzahl von Akteuren einzubeziehen. Dies betrifft die Gestaltung der Liefer- und Abnahmebeziehungen, die Schaffung von Finanzierungsoptionen oder die Gründung eines gemeinsamen Unternehmens. Außerdem ist eine Vielzahl von Rechtsgrundlagen zu beachten, die für eine Anlagengenehmigung Voraussetzung sind. Die wichtigsten Akteure sind in Tabelle 3 aufgeführt.

Tab. 3: Akteure, die in den Prozess der Anlagenkonzeption für eine Restschnittgutnutzung einbezogen werden sollten

Akteure	Bezug zur Anlagenkonzeption
Anlagenbetreiber (üblicherweise Landwirte, möglicherweise Landkreise, Kommunen oder Stadtwerke)	Betreiben die Anlage
Landwirte	Bearbeiten Pflegeflächen Lieferanten für Restschnittgut ggf. Betreiber der Anlage
Kommunalvertreter	Stellen Schnittgut von kommunalen Grünflächen bereit
Wärme-, Gasabnehmer	Nehmen Wärme, Kälte und eventuell Gas ab
Netzbetreiber	Nehmen Strom und eventuell Gas ab
Banken	Ermöglichen eine Fremdfinanzierung von bis zu 70%
Naturschutzverbände	Vielfach Teilnehmer am Genehmigungsverfahren Öffentlichkeitsarbeit und Außendarstellung, Zertifizierung des Produkts
Naturschutzbehörden	Erschließung von Substraten, Fachbehörde im Genehmigungsverfahren
Versicherung	Bietet Versicherungen, zum Beispiel Ertragsausfallsversicherungen
Steuerberater	Unterstützt bei der Wahl der Unternehmensform
Nachbarn	Können eventuell durch die Anlage beeinträchtigt werden
Genehmigungsbehörden	Vergeben Genehmigungen bezüglich Umweltbeeinträchtigungen, Sicherheit

Bei der Nutzung von Restschnittgut in Biogasanlagen sind unter den derzeitigen Rahmenbedingungen keine hohen Gewinne zu erwarten. Die Initiative zur Umsetzung eines Konzepts und die Motivation für einen Anlagenbetrieb wird daher von den Akteuren ausgehen, bei denen Restschnittgut anfällt und denen sich das Problem der Entsorgung stellt. Für das extensive Schnittgut sind dies die mit den Pflegearbeiten von Uferandstreifen und Vertragsnaturschutzflächen betrauten Behörden und Landwirte, Vereine, Verbände oder Kommunen. Für die Pflege kommunaler Flächen sind die Kommunen zuständig. Die Verwaltung der Sammelstellen für Gartenschnitt obliegt vornehmlich den Landkreisen. Für Landwirte ist das Entsorgungsproblem oft nicht dringlich, da sie entsprechende Verträge freiwillig eingehen. Voraussetzung für entsprechende Vertragsabschlüsse sind Möglichkeiten, den Grünschnitt einzusetzen – z. B. durch die Verwendung als Einstreumaterial, als Futter oder als Gründüngung auf den Ackerflächen.

Um Skaleneffekte nutzen zu können, sollte Schnittgut von mehreren potenziellen Lieferanten in einer Anlage verarbeitet werden. Außerdem ist es sinnvoll, Restschnittgutlieferanten über ein gemeinsames Unternehmen oder feste Lieferverträge einzubinden, um Versorgungssicherheit herzustellen. Im Folgenden werden die Rahmenbedingungen und deren Gestaltungsmöglichkeiten erläutert, die eng mit den Akteuren und deren Interessenslage verbunden sind.

Neben der Einbettung in eine Unternehmensform (s.u.) stellen Substratlieferverträge eine Möglichkeit für den Anlagenbetreiber dar, die auch von der finanzierenden Bank verlangte Versorgungssicherheit herzustellen. Lieferverträge für Restschnittgut weichen in einigen Parametern von Verträgen für Marktfrüchte ab (Wagner 2003):

- **Preisgestaltung:** Normalerweise orientiert sich der Preis von Marktfrüchten an dem Marktpreis oder an der Preisentwicklung anderer Marktfrüchte. Für die Restschnittgutlieferanten ist das Verhältnis zu sonst entstehenden Entsorgungskosten relevant. Kommunen werden unter der Bedingung Entsorgungskosten zahlen, dass diese geringer sind als alternative Entsorgungsmöglichkeiten. Die höchste Nutzungsrate des vorhandenen Grünschnitts wird daher durch die kostenlose oder kostengünstigere Abnahme des Schnittguts durch die Anlagenbetreiber erreicht.
- **Mengen:** Die Liefermengen können über das Gewicht oder über die Herkunftsflächen definiert werden. Diese Entscheidung hat Auswirkungen auf die Risikoverteilung bei Ertragsminderung. Werden die Verträge über das Gewicht abgeschlossen, hat der Bewirtschafter der Flächen die Bringschuld. Werden sie über Flächen abgeschlossen, steht dem Anlagenbetreiber unter Umständen nicht genug Substrat zur Verfügung. Da der Einfluss des Bewirtschafters auf die Erträge jedoch gering ist, erscheint es sinnvoll, die Verträge flächenbezogen abzuschließen.
- **Qualität:** Da der Bewirtschafter der Flächen wenige bis keine Möglichkeiten hat, die Schnittgutqualität durch Düngung, Sortenwahl oder Bodenbearbeitung zu steuern, muss der Betreiber die gelieferte Qualität akzeptieren. Eine wichtige Steuermöglichkeit für die Qualität des Schnittguts bleibt aber der Schnitzeitpunkt. Ggf. sollten daher entsprechende Zeitfenster für den Schnitt vertraglich festgelegt werden. Die Qualität von Marktfrüchten wird meist über den Trockenstoffgehalt definiert, Abweichungen von festgelegten Bandbreiten bringen Entgeltminderungen. Bei Restschnittgut sollte dem Anlagenbetreiber bei starken Verunreinigungen die Möglichkeit offen gelassen werden, das Schnittgut abzulehnen.
- **Vertragslaufzeit:** Im Vergleich zu Lieferverträgen für nachwachsende Rohstoffe sind die Interessenlagen bei Restschnittgut vermutlich wenig konfliktbeladen, da es für die Bewirtschafter der Pflegeflächen keine alternative Anbaumöglichkeit bei höheren Preisen für Marktfrüchte gibt. Dadurch werden längerfristige Lieferverträge attraktiver.

Beim Betrieb einer Biogasanlage mit Restschnittgut ist von geringen Gewinnen auszugehen. Entsprechend ist es für eine Privatperson wie einen Landwirt wenig attraktiv, in eine solche Anlage zu investieren. Allerdings existieren, wie eingangs aufgezeigt, eine Reihe gesellschaftlicher Gruppen, die Interesse an einem Nutzungskonzept für Restschnittgut haben (können). Diese Gruppen in die Finanzierung eines Anlagenkonzepts einzubinden, funktioniert am besten über eine gemeinsame Unternehmensgründung. Idealerweise können so die Lieferanten des Restschnittguts, der Anlagenbetreiber und gesellschaftliche Gruppen wie Kommunalvertreter oder Naturschutzverbände finanziell oder in Form von verbindlichen Absprachen beteiligt werden. Die Gründung eines gemeinsamen Unternehmens gibt den Eigenkapitalgebern die Möglichkeit, die Konzeptgestaltung zu beeinflussen. Unabhängig davon ist eine Aufnahme von etwa 67 % Fremdkapital bei Banken für die Finanzierung von Biogasanlagen üblich (Hirschl et al. 2010, S. 117, 126).

Eine gute Möglichkeit ist zum Beispiel die Genossenschaft, die durch die Förderung der Interessen ihrer Mitglieder Elemente eines Vereins hat. Dadurch kann sie den unterschiedlichen Zielen der Interessengruppen Rechnung tragen und muss nicht nur Gewinnabsichten verfolgen. Es gibt die Möglichkeit, zwei Genossenschaften zu bilden, wobei eine für die Biogasproduktion und eine für den Strom- und Wärmeverkauf zuständig ist. Dies ermöglicht es der erstgenannten Genossenschaft, in den Genuss der Steuerfreiheit für landwirtschaftliche Verwertungsgenossenschaften zu kommen. Allerdings darf die Biogasproduktionsgenossenschaft, um diesen Vorteil zu erhalten, nur aus Landwirten, also den Restschnittgutlieferanten bestehen. In der Genossenschaft haftet jeder in der Höhe seines Geschäftsanteils. Durch Stimmrechtsvereinbarungen kann den unterschiedlichen finanziellen Einlagen oder auch unterschiedlichem Arbeitsengagement Rechnung getragen werden (GVN 2007).

Alternativ kann eine GmbH & Co. KG eine angemessene Unternehmensform darstellen. In diesem Fall ist es möglich, der Verantwortung des Anlagenbedieners stärker Rechnung zu tragen. Der Landwirt, auf dessen Gelände die Anlage steht, kann beispielsweise einen größeren Anteil an den Gewinnen und Verlusten beziehen. Oder er erhält ein mit dem Erfolg korreliertes Gehalt. Der hauptverantwortliche Landwirt fungiert als Geschäftsführer der GmbH, er ist Komplementär und Vollhafter. Eine oder mehrere Kommunen, Tourismusvertreter oder Natur- und Landschaftsschutzorganisationen können als Kommanditisten das Projekt finanziell unterstützen und damit ihre Ziele sichern. In jedem Fall sollte bei der Wahl der Unternehmensform der Rat eines Steuerberaters eingeholt werden.

Bei Restschnittgut handelt es sich rechtlich gesehen um Abfall. Dies hat weitreichende Konsequenzen. Abfall unterliegt einer Reihe von Bestimmungen, die die Nutzung verteuern und eine kostenneutrale Einbringung von Restschnittgut in Biogasanlagen erschweren. Es ist beim Einsatz von Restschnittgut deswegen unabdingbar, bereits im Rahmen der Erstellung des Grundkonzepts Gespräche mit den Genehmigungsbehörden zu führen. Neben dem EEG ist im Wesentlichen folgender Rechtsrahmen zu beachten:

Bioabfallverordnung (BioAbfV): Die Bioabfallverordnung übernimmt den Abfallbegriff aus dem Kreislaufwirtschaftsgesetz, demzufolge Restschnittgut in die Kategorie Bioabfall fällt. Dies beinhaltet Schnittgut von Uferandstreifen und von Vertragsnaturschutzflächen, kommunales Schnittgut und Straßenbegleitgrün. Für diese Substrate müssen die Schadstoffgrenzwerte der Bioabfallverordnung eingehalten werden, auch wenn, abgesehen von Straßenbegleitgrün, keine Untersuchungspflicht besteht.

Immissionsschutzrechtliche Genehmigung: Anlagen, die Restschnittgut, das heißt Bioabfall nach der Bioabfallverordnung, einbringen, müssen ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren durchlaufen. Dieses ist kosten- und zeitaufwendig, da verschiedene Behörden über die Genehmigung zu entscheiden haben.

Düngemittelverordnung (DüMV) und Düngemittelgesetz: Die Restschnittgutfraktionen dürfen bestimmte Grenzwerte (z. B. Schwermetallgehalte) nicht überschreiten, sofern die Gärreste in Verkehr gebracht werden. Für Straßenbegleitgrün ist ein in Verkehr bringen (Stand 2011) ausgeschlossen, wobei sich die Abgrenzung von Straßenbegleitgrün nach dessen Herkunft/Bewirtschafter (nicht nach der Flächenkategorie) bestimmt. Wird es durch Straßenmeistereien bereitgestellt, so gilt es als Straßenbegleitgrün und darf nicht verwendet werden. Kommt es aus privaten Haushaltungen, selbst wenn diese an Straßen liegen, zählt es als Restschnittgut aus privaten Haushaltungen und darf verwendet werden. Dieser Sachverhalt bedarf jedoch einer genaueren Prüfung, bzw. es muss die zukünftige Auslegung beachtet werden. Die Bioabfallverordnung (Stand 2011) und die DüMV sind z. T. nicht aufeinander abgestimmt. Es kann davon ausgegangen werden, dass die DüMV das in Verkehr bringen von Straßenbegleitgrün ausschließt, da die entsprechenden Bewirtschafter (Straßenmeistereien), nicht in der Positivliste der Verordnung (siehe hierzu DüMV §3) aufgeführt werden. Die DüMV Punkt 7.1.2 ist nach Aussage des Ministeriums für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg nur für Gärten und Landschaftsbau sowie Landwirtschaft relevant. Es wird nach dem Bewirtschafter unterschieden, nicht nach dem Charakter der Fläche. Das heißt, ein Landwirt oder Landschaftspfleger darf Grünschnitt vom Straßenrand verwenden, die Straßenmeisterei nicht.

Biogasleitung als Energieanlage: Bei der Errichtung von Biogasleitungen ist zu beachten, dass die Leitung ab der Stelle, wo sie das Gelände des Fermenters verlässt, als Energieanlage im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) gilt. Entsprechend sind für Planung, Bau und Betrieb die Anforderungen des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs (DVGW) zu beachten. Für den Betrieb muss daher eine 24-Stunden-Bereitschaft gewährleistet werden. Dies sollte Thema bei Vorgesprächen mit Energieversorgern sein, da diese meist über die notwendige Infrastruktur für eine Überwachung verfügen.



Foto: Lupe, pixelio

Beitrag zum Klimaschutz und anderen Nachhaltigkeitsaspekten

Aus ökologischer Perspektive ist die Verwertung von kommunalem Restschnittgut in Biogasanlagen aus verschiedenen Gründen zu empfehlen:

- **Klimaschutz:** Im Vergleich zur fossilen Energieerzeugung werden Treibhausgasemissionen eingespart. Nach Berechnungen im Projekt „Mikro-Biogas“ können durch den Betrieb einer Biogasanlage im Nassfermentationsverfahren 0,27 Kilogramm Treibhausgase pro Megajoule Elektrizität eingespart werden. Die Berechnungen erfolgten dabei analog zu den Wirtschaftlichkeitsberechnungen für eine Biogasanlage mit einer installierten Leistung von knapp 50 kW_{el}. Dies entspricht einer Einsparung von 220 Tonnen Treibhausgasen pro Jahr im Vergleich zu fossiler Elektrizitätserzeugung. Über die gesamte Lebensdauer von 20 Jahren können 4.400 Tonnen Treibhausgase eingespart werden.
- **Naturschutz und Biodiversität:** Mit abnehmenden Milchviehbeständen droht Grünlandflächen die Verbrachung. Dadurch nimmt langfristig der naturschutzfachliche Wert der entsprechenden Flächen in der Regel ab. Das Freihalten der entsprechenden Flächen ist außerdem zur Erhaltung der traditionellen Kulturlandschaften mit hohem Erholungswert erforderlich. Einnahmen aus der energetischen Verwertung bzw. die kostenneutrale Abnahme von Schnittgut können die Finanzierung der Pflegemaßnahmen unterstützen.
- **Nutzungskonkurrenz:** Für die Bereitstellung von Grünschnitt aus kommunalen oder aus der Nutzung gegangenen Flächen entfällt die Nutzungskonkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion. Ein kleiner Teil des Grünschnitts gelangt derzeit in Kompostierungswerke. Im Sinne der Kaskadennutzung ist es jedoch sinnvoll, die Reststoffe zunächst energetisch zu verwerten, um die Gärreste danach als Düngemittel zu nutzen. Das Risiko, dass unerwünschte indirekte Landnutzungsänderungen auftreten, ist bei Restschnittgutnutzung somit sehr gering.

Auch im Vergleich zu Anbaubiomasse weist das vorgeschlagene Konzept einige Vorteile auf: Ackerflächen zum Anbau von nachwachsenden Rohstoffen wie Mais oder auch Grünland werden oftmals gedüngt, um die Erträge zu erhöhen. Die Düngung wirkt sich ebenso wie Herbizidbehandlungen negativ auf die Treibhausgasbilanz aus und führt zu einer Nährstoffanreicherung im Boden und Nährstoffausträgen in Gewässer. Dauergrünflächen werden häufig geschnitten, um die Biomassepotenziale und damit die flächenbezogenen Gaserträge zu erhöhen. Ein häufiger Schnitt beeinträchtigt in erheblichem Umfang die Artenvielfalt eines Standorts. Aus den gleichen Gründen ist der Einsatz von kommunalem Grünschnitt in Bestandsanlagen aus ökologischen Gründen zu empfehlen, sofern nachwachsende Rohstoffe wie Mais substituiert werden.

Übertragbarkeit

Die entscheidende Frage für die Übertragbarkeit des Konzeptes ist die Verfügbarkeit von Restschnittgut (Quantität und Qualität). Das Restschnittgutpotenzial bestimmt die Größe der realisierbaren Anlagen und darüber deren Wirtschaftlichkeit. Die Übertragbarkeit wurde für die verschiedenen Restschnittgutkategorien geprüft.

Vertragsnaturschutzflächen: In der Regel kann man von einem ähnlichen Nutzungsvorrang des Restschnittguts in der Landwirtschaft ausgehen. Allerdings stellen sich die Nutzungsmöglichkeiten für den Grasschnitt durch die Landwirtschaft in Regionen mit geringem Viehbesatz ungünstiger dar. Dies ist der Fall bei großen zusammenhängenden Gebieten mit Vertragsnaturschutzflächen wie zum Beispiel die Landschaftspflegeflächen um Bad Säckingen und bei stark vernässten Standorten, deren Grünschnitt einen geringen Futterwert aufweisen, wie zum Beispiel in weiten Gebieten Sachsen-Anhalts.

Uferrandstreifen: Die Nutzung des Schnittguts von Uferrandstreifen sieht sich einem Erhebungsproblem gegenüber sowie einer schlechten Befahrbarkeit dieser oft vernässten Flächen. Das Erhebungsproblem ergibt sich aus der Vielzahl von Nutzern und Besitzern, die man koordinieren müsste. Darüber hinaus sind für Mahd und Bergung des Schnittguts von Uferböschungen vielfach Spezialgeräte erforderlich. Im Projektgebiet der vier Gemeinden ist ein Wasserverband tätig, der die Uferrandstreifen arbeitsintensiv pflegt und das Schnittgut zur Vermeidung von Verstopfungen an Dolen birgt. Die Pflege durch einen Wasserverband stellt hier demnach eine gute Voraussetzung für eine Nutzung des Schnittguts von Uferrandstreifen dar.

Grünschnittsammelstellen: Das Statistische Bundesamt, das getrennt erfasste organische Abfälle ausweist, bietet einen Ansatzpunkt für die Abschätzung des Grünschnittpotenzials aus Privatgärten. Ein genauerer, feiner aufgeschlüsselter Wert ist die Erfassungsmenge des Grünschnitts an Sammelstellen. Insgesamt sind sehr unterschiedliche Mengen zu erwarten.

Straßenränder: Der Nutzung von Straßenbegleitgrün in Biogasanlagen ist durch die DüMV eine Grenze gesetzt. Die DüMV gilt bundesweit und schließt ein in Verkehr bringen der Gärreste von Straßenbegleitgrün aus (s.o.). Zur Schadstoffproblematik kommt das Problem einer aufwändigen Bergung hinzu, so dass grasartiges Straßenbegleitgrün aus mehreren Gründen ein brachliegendes Potenzial bleiben wird.

Intensiv gepflegte kommunale Flächen: Da das Projekt Mikro-Biogas sich auf ein Nutzungskonzept für grasartigen Grünschnitt von kommunalen Flächen in Baden-Württemberg konzentrierte, wurde zur Abschätzung der Übertragbarkeit auch eine Auswertung von Daten des Statistischen Bundesamtes und des Statistischen Landesamtes anderer Bundesländer, z. B. Sachsen-Anhalt vorgenommen. Nimmt man Erholungsflächen als Suchschlüs-

sel, so liefert die Statistik keinen Anhaltspunkt dafür, dass Gemeindezusammenschlüsse in der BRD einen relevant höheren Anteil an intensiv gepflegten kommunalen Grünflächen erreichen als im Untersuchungsgebiet SHA. Relevant höher meint hier die fünffache Menge, die es erlauben würde, bei Kovergärung mit 50 Massenprozent Wirtschaftsdünger eine 200 KW_{el}-Anlage zu versorgen. Dies schließt Sonderfälle mit erhöhtem Aufkommen an Grünschnittgut nicht aus (z. B. Schlossanlagen und deren Umfeld)

Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen hängt maßgeblich von der Höhe der Investitionskosten und dem erzielbaren Biogasertrag ab. Da eine räumliche Trennung von Fermenter und BHKW sowohl bei Transport des Biogases (Biogasleitung) als auch der Wärme (Wärmeleitung) zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit führt, ist dies bei kleinen, dezentralen Anlagen nicht zu empfehlen. Vielmehr sollte der Fermenter an einem Ort errichtet werden, wo ein kontinuierlicher Wärmeabnehmer vorhanden ist. Höhere Gewinne lassen sich vor allem in Kommunen und Landkreisen erzielen, denen in hoher Menge Restschnittgut von regelmäßig gemähten Parkanlagen oder Sportplätzen zur Verfügung steht. Hohe Gewinne durch den Einsatz in Bestandsanlagen lassen sich insbesondere dann erzielen, wenn die Biogaserträge aus Restschnittgut hoch und die aus dem substituierten Substrat (Mais, Getreide) verhältnismäßig niedrig sind.

Die regionalökonomischen Effekte (Wertschöpfung und Beschäftigung) fallen im Vergleich zu anderen Erneuerbaren-Energien-Anlagen verhältnismäßig gering aus. Ihre konkrete Höhe hängt von der Anzahl der Unternehmen ab, die direkt in der Kommune tätig sind, und Aufgaben wie Wartung und Instandhaltung der Anlagen übernehmen können.

Ein Beitrag zum Klimaschutz durch die vorgestellten Konzepte wird in allen Regionen erzielt, da Restschnittgut ohnehin anfällt und die Bereitstellung nicht mit zusätzlichen Aufwendungen wie z. B. Düngereinsatz einhergeht. Die konkrete Höhe der Treibhausgas-einsparung kann von Ort zu Ort geringfügig schwanken, da Transportentfernungen unterschiedlich sind, verschiedene Maschinen verwendet werden oder der Wärmenutzungsgrad unterschiedlich hoch ist. Ein kritischer Blick sollte bei Übertragung in andere Regionen und der Verwendung von Schnittgut aus Vertragsnaturschutzflächen immer auf die Frage der Nutzungskonkurrenz geworfen werden. Im Zuge von Beweidungskonzepten wird Schnittgut genutzt. Eine Zuführung entsprechender Aufwüchse in Biogasanlagen würde das Kriterium der Nutzungskonkurrenz erfüllen.



Die Ausführungen zu den Akteurskonstellationen, Rechtsform und Vertragsgestaltungen können auch in anderen Kommunen hilfreiche Gestaltungsorientierungen geben. Betrachtet man die Zielsetzung der Akteure mit Interesse und der energetischen Nutzung von Restschnittgut, so umfasst diese unterschiedliche Aspekte: Vermeidung von Treibhausgasemissionen, Beitrag zur Energiewende (Beitrag zu einer lokalen, nachhaltigen Energieversorgung), Naturschutz, Einsparung von Entsorgungskosten, Tourismus (Offenhalten der Kulturlandschaft), lokale Wertschöpfung. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse haben gezeigt, dass eine gewinnbringende Umsetzung des Konzeptes nur in Ausnahmefällen möglich ist. Im Sinne der voranstehend genannten Ziele ist aus gesellschaftlicher Sicht jedoch auch eine kostenneutrale Gestaltung von Restschnittgutkonzepten empfehlenswert. Werden Ziele wie die Treibhausgaseinsparung, der Beitrag zur Energiewende oder Naturschutzziele innerhalb einer Kommune hoch gewichtet, so ist auch eine Förderung durch die Kommune denkbar.

Literatur

BioAbfV – Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden (Bioabfallverordnung – BioAbfV). Anhang 1. URL: www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/bioabfv_anh1.pdf (Stand: 10.5.2011).

Blokhina, Y., Prochnow, A., Plöchl, M., Luckhaus, C., Heiermann, M. (2009): Ökonomische Bewertung der Biogaserzeugung. *Naturschutz und Landschaftsplanung* 41, Nr. 3, 83–88.

BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2007): Auslegungshilfe: Trockenfermentation für kontinuierliche Biogasverfahren. URL: www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/trockenfermentation_lang.pdf (Stand: 19.10.2011).

BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2011): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Vom 11. März 2011. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/map_waerme_2011_bf.pdf (Stand 19. 10.2011).

DBFZ, TLL [Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft] (2011): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht. Leipzig. URL: www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Userupload_Neu/3330002_Stromerzeugung_aus_Biomasse_3_Zwischenbericht_Kapitel_1-5_fuer_Veroeffentlichung_final.pdf (Stand: 24.01.2012).

Dieterich, M., Gärtner, M. (2010): 1. Zwischenbericht Projekt Mikro-Biogas – Teilprojekt Landschaftsökologie, Universität Hohenheim.

Dieterich, M., Lüning, S. (2010): 2. Zwischenbericht Projekt Mikro-Biogas – Teilprojekt Landschaftsökologie, Universität Hohenheim.

Dunkelberg, E., Aretz, A., Böther, T., Dieterich, M., Heintschel, S., Ruppert-Winkel, C. (2011): Leitfaden für die Nutzung kommunaler, halmgutartiger Reststoffe in Mikrobiogasanlagen und Bestandsanlagen. Working Paper. Freiburg. URL: www.energetische-biomassennutzung.de/fileadmin/user_upload/Downloads/Vorhaben/Leitfaden_halmgutartige_Reststoffe_in_Mikrobiogasanlagen_2011.pdf (Stand: 13.03.2012).

DIN EN ISO 14040 (2009): Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen. Deutsches Institut für Normung e.V.

FNR (2009): Biogas-Messprogramm II. 61 Biogasanlagen im Vergleich. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe.

Fritsche, U.R., Hennenberg, K., Hünecke, K. (2010): The „iLUC Factor“ as a means to hedge risks of ghg emissions from indirect land use change. Darmstadt: Öko-Institut. URL: www.oeko.de/oekodoc/1030/2010-082-en.pdf (Stand: 20.08.2010).

GTZ (2010): Mainstreaming Participation. Instrumente zur Akteursanalyse 10 Bausteine für die partizipative Gestaltung von Kooperationssystemen, URL:

www.gtz.de/de/dokumente/de-SVMP-Instrumente-Akteursanalyse.pdf (Stand: 26.04.2010).

GVN (Genossenschaftsverband Norddeutschland e.V.) (2007): Biogasanlagen in genossenschaftlicher Rechtsform. In dialog 2/2007, S. 30-35.

Helfrich, D., Oechsner, H. (2003): Hohenheimer Biogasertragstest – Vergleich verschiedener Laborverfahren zur Vergärung von Biomasse, Landtechnik, 3, S. 148-149.

Heintschel, S. (2012): Quantifizierung der Biomasse- und Biogaserträge von öffentlichen Grünflächen und Straßenrandstreifen im Landkreis Schwäbisch Hall. Diplomarbeit an der TU Bergakademie Freiberg.

Hirschl, B., Aretz, A., Prah, A., Böther, T., Heinbach, K., Pick, D. und Funcke, S. (2010): Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien Nr. 196/10, Berlin. Schriftenreihe des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung.

IFEU (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Endbericht mit Materialband. Institut für Energie- und Umweltforschung. URL: www.ifeu.de (Stand: 02.03.2009).

Koch, M. (2009): Ökologische und ökonomische Bewertung von Co-Vergärungsanlagen und deren Standortwahl. Karlsruhe: Universitätsverlag Karlsruhe.

KTBL [Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.] (2005): Faustzahlen für die Landwirtschaft. 13. Aufl. Darmstadt.

Scholwin, F., Weidele, T., Gattermann, H. (2006): Anlagentechnik zur Biogasbereitstellung. F. N. R. e. V. F. Gülzow, Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft: S. 36-39.

VDI [Verein Deutscher Ingenieure e.V.] (2000): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung, VDI 2067.

Wagner, R. (2003): Nachwachsende Rohstoffe in Biogasanlagen – Mögliche Inhalte von Lieferverträgen. Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing und Entwicklungs-Netzwerk (C.A.R.M.E.N. e. V.). URL: A.www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/biogas/liefervertrag.pdf, (Stand: 31.08.2011).



Machbarkeitsstudie für eine dezentrale Holz hackschnitzel-Vergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung

Vorhaben: Machbarkeitsstudie für eine dezentrale Holz hackschnitzel-Vergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Bioenergieregion Achantal

FKZ-Nr: 03KB031

Laufzeit: 01.10.2009 – 31.12.2010

Zuwendungssumme: 115.511 €

Koordination:

Fraunhofer UMSICHT-ATZ
Institutsteil des Fraunhofer-Instituts für Umwelt-,
Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
An der Maxhütte 1
92237 Sulzbach-Rosenberg
www.umsicht.fraunhofer.de

Kooperationspartner:

Biomassehof Achantal GmbH & Co.KG
Agnion Technologies GmbH
Ökomodell Achantal e.V.

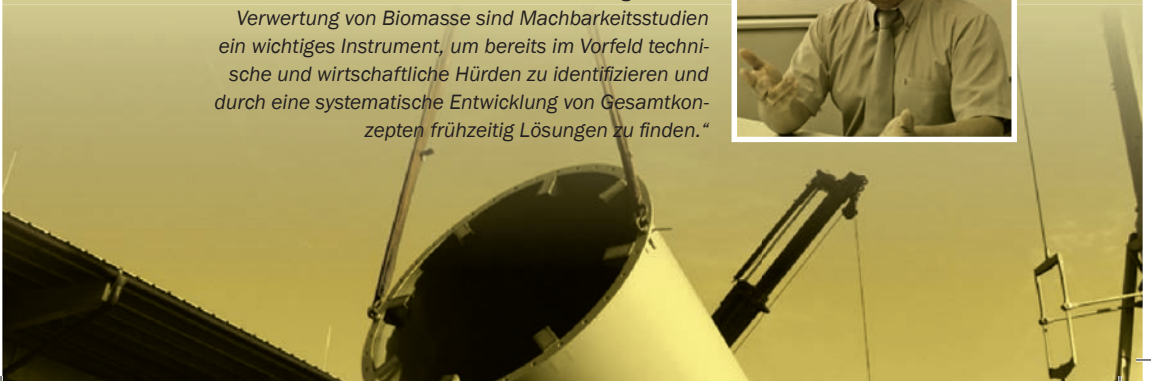
Kontakt:

Fraunhofer UMSICHT-ATZ

Projektleitung: Dipl.-Ing. Samir Binder, Dr.-Ing. Rolf Börner
Tel.: +49 (0)9661-908-410 / -419

E-Mail: samir.binder@umsicht.fraunhofer.de,
rolf.boerner@umsicht.fraunhofer.de

Dipl.-Ing. Samir Binder, Geschäftsfeldleiter Energietechnik von Fraunhofer UMSICHT-ATZ: *„Gerade für den Einsatz innovativer Techniken zur energetischen Verwertung von Biomasse sind Machbarkeitsstudien ein wichtiges Instrument, um bereits im Vorfeld technische und wirtschaftliche Hürden zu identifizieren und durch eine systematische Entwicklung von Gesamtkonzepten frühzeitig Lösungen zu finden.“*



Das Projekt in Kürze

Die europäischen und deutschen Klimaschutzziele beinhalten einen verstärkten Einsatz von biogenen Roh- und Reststoffen in der zukünftigen Energieversorgung. Neben einer energieeffizienten Nutzung der Ressourcen sind unter anderem die Einbettung in regionale Strukturen unter Berücksichtigung der standortspezifischen Randbedingungen sowie Demonstrationsanlagen zur Markteinführung der Vergasungstechnik mit entsprechendem Nachweis der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit wesentliche Kriterien für die Qualität von Bioenergieprojekten.

Für die in der Bioenergieregion Achtental geplante Demonstrationsanlage einer dezentralen Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung erfolgte deshalb eine systematische Untersuchung der Realisierbarkeit unter Einbeziehung technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Gesichtspunkte. Wesentliche Grundlagen der unter Federführung von Fraunhofer UMSICHT-ATZ erarbeiteten Machbarkeitsstudie waren dabei die Analyse der standortspezifischen Rahmenbedingungen hinsichtlich Wärmebedarfsstruktur und regionaler Biomassepotenziale sowie die technische Konzeption der Vergasungsanlage. Die Ergebnisse der Studie, die aus dem BMU-Förderprogramm „Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ gefördert wurde, werden im Folgenden in gekürzter Form vorgestellt.

Projektziele

Die Bioenergieregion Achtental, im südlichen Chiemgau gelegen, hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2020 den eigenen Energiebedarf vollständig aus regionalen, regenerativen Quellen zu decken. Der Ansatz eines ausschließlich regionalen und energieeffizienten Ressourceneinsatzes, minimierten CO₂-Emissionen bei der Biomassenutzung sowie der optimalen Einordnung der Bioenergieprojekte in die wirtschaftlichen und kulturellen Strukturen des Gebietes führte zur Anerkennung des Achantals als Muster-Bioenergieregion. Die Achtentalgemeinden haben gemeinsam den Biomassehof Achtental geschaffen, der die regionalen Biomassepotenziale erfasst, veredelt und der Energieversorgung zuführt sowie als Informationszentrum für den Aufbau der Bioenergieregion fungiert.

Als weiterer Meilenstein der Bioenergieregion war eine Demonstrationsanlage zur Holzvergasung auf dem Gelände des Biomassehofs geplant. Die Demonstrationsanlage dient zunächst der Weiterentwicklung und Erprobung der vorab durch die Achtentalgemeinden favorisierten Vergasungstechnologie der agnion Technologies GmbH. Nach dieser Übergangsphase soll das produzierte Synthesegas in einem Blockheizkraftwerk verstromt, der erzeugte Strom nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz eingespeist und die in Kraft-Wärme-Kopplung anfallende Abwärme in ein Nahwärmenetz eingebunden werden.

Die Vergasung von kohlenstoffhaltigen Biomassen ringt schon seit Jahren um ihren technologischen Durchbruch. Wenn dieser gelingt, eröffnen sich eine Vielzahl von neuen Märkten für die Produkte Wärme, Strom und Treibstoff aus Biomasse. Wesentliche Hemmnisse zur Marktreife stellen bisher eingeschränkte Standzeiten der Vergaser, der Aufwand für die erforderliche Produktgasaufbereitung und die Anforderungen an die Produktgasqualität hinsichtlich der Optionen für die Gasnutzung sowie die ungenügende Wirtschaftlichkeit der Anlagen dar.

Die systematische Entwicklung und Demonstration innovativer Ansätze zur Biomassevergasung kann die Markteinführung der Vergasungstechnik entscheidend befördern. Wesentlich ist dabei neben der technischen Realisierung und Betriebssicherheit der Nachweis der wirtschaftlichen Machbarkeit, die stark von den standortspezifischen Randbedingungen abhängt. Deshalb erfolgte im Rahmen Machbarkeitsstudie für die geplante Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage am Biomassehof Achentäl die wissenschaftliche Untersuchung des Gesamtkomplexes unter Einbeziehung von Standort, Technik und Wirtschaftlichkeit.

Arbeitsschwerpunkte hinsichtlich der standortspezifischen Rahmenbedingungen waren hierbei die Erfassung der regionalen Biomassepotenziale zur Absicherung der Brennstoffversorgung, die Darstellung der Bereitstellungskette für den Brennstoffbedarf der Vergasungsanlage unter Beachtung der sonstigen Tätigkeitsfelder des Biomassehofs Achentäl sowie eine konkrete Analyse des Wärmebedarfs. Des Weiteren stellte die technologische Konzeption der Vergasungsanlage und deren Einordnung in das Wärmeversorgungskonzept entsprechend der Wärmeverbrauchsstruktur die Grundlage für eine technische und wirtschaftliche Bewertung der Demonstrationsanlage dar.

Die Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit erfolgten hinsichtlich Stromgestehungskosten und Amortisationsdauer in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 und wurden durch eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der die Wirtschaftlichkeit wesentlich bestimmenden Faktoren Investitionskosten, Brennstoffkosten und Benutzungsstundenzahl ergänzt. Weiterhin wurde das mit der Energiegewinnung aus Holzhackschnitzeln verbundene Minderungspotenzial für Treibhausgasemissionen gegenüber fossilen Brennstoffen ermittelt.

Mit den durchgeführten systematischen Untersuchungen der standortspezifischen Rahmenbedingungen und Projektparameter wurden eine gesicherte Datenbasis zur Beurteilung der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit erarbeitet und entsprechende Handlungsempfehlungen zur Umsetzung der geplanten Demonstrationsanlage abgeleitet.

Regionale Biomassebereitstellung

Für Bioenergieanlagen ist schon in der Projektvorbereitung eine Absicherung der zukünftigen Brennstoffversorgung hinsichtlich Verfügbarkeit, Qualität und Preis unabdingbar. Dabei sind bei dem sich verstärkenden Trend zu dezentralen Anlagen vor allem die regionalen Gegebenheiten unter Berücksichtigung der Nutzungskonkurrenzen zu beurteilen.

Bei der Potenzialerhebung für die Biomasse kann in theoretische, technische und wirtschaftlich nutzbare Potenziale unterschieden werden. Zur Beurteilung der Verfügbarkeit wird im Allgemeinen der Anteil des theoretischen Potenzials, das unter Berücksichtigung der derzeitigen technischen Möglichkeiten, Standortbedingungen, Verwertungskonkurrenz sowie ökologischer Beschränkungen nutzbar ist, das heißt das technische Potenzial herangezogen. Das wirtschaftliche Potenzial berücksichtigt darüber hinaus Restriktionen hinsichtlich Bereitstellungsaufwand und Preisniveau konkurrierender Energieträger.



Abbildung 1: Lagerung der Hackschnitzel im Biomassehof Achtental

Das energetisch nutzbare Potenzial an holzartiger Biomasse setzt sich im Wesentlichen aus den Sortimenten Waldrestholz, Industrierestholz, Sägenebenprodukte, Altholz, Landschaftspflegeholz (Flur- und Schwemmholz) und Holz aus Kurzumtriebsplantagen (Feldholz) zusammen. Zur Bereitstellung des für den Betrieb der Holzvergasungsanlage erforderlichen Brennstoffes kommen hauptsächlich die in der Region verfügbaren Holzpotenziale an Waldrestholz, Landschaftspflegematerial und Sägerestholz in Betracht. Der Biomassehof Achtental (Abbildung 1) erzeugt und liefert den Brennstoff gemäß Spezifikation der Vergasungsanlage.

Es kann davon ausgegangen werden, dass der Brennstoffbedarf der Holzvergasungsanlage (ca. 2.500 t/a bei einem Wassergehalt von 20 %) aus den regionalen, technisch nutzbaren Energieholzpotenzialen aus Waldenergieholz, Landschaftspflegeholz und Sägerestholz gedeckt werden kann. Die größte Ressource stellt dabei das Waldrestholz dar. In der Region Achtental ist mehr als die Hälfte der Fläche mit Wald bestanden. Unter Berücksichtigung des statistischen jährlichen Einschlags für die stoffliche Nutzung, der Aktivierung bisher ungenutzter Potenziale, von wirtschaftlichen Restriktionen sowie von Naturschutz- und Nachhaltigkeitsanforderungen kann konservativ von einem spezifischen Energieholzpotenzial aus dem Wald von ca. 1 Fm/ha*a ausgegangen werden [Haschke 1993, Bemann 1996].

Regionale Wertschöpfung bezüglich der Nutzung einheimischer Biomasseressourcen zur Energieerzeugung bedeutet unter anderem eine weitestgehende Beschränkung des Einzugsgebietes für die Brennstoffe. Auch vor dem Hintergrund der Vermeidung von Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung regionaler Biomasse sollten deshalb die Transportentfernungen möglichst unter 20 km, maximal 50 km betragen. Damit beträgt das regional nutzbare Potenzial an Waldenergieholz abhängig vom Einzugsradius ca. 31.500 t (atro)/a (Radius 20 km) bis ca. 196.250 t (atro)/a (Radius 50 km). Dies entspricht einem Energiepotenzial von ca. 162.000 MWh/a bis ca. 1.008.500 MWh/a. Mit dem Ansatz für das gesamte technisch nutzbare Waldenergieholzpotenzial ist hierbei jedoch die konkurrierende Nutzung für die Sortimente Holzackschnitzel, Scheitholz und Industrierholz noch nicht berücksichtigt.

Das anteilmäßig wesentlich geringere Potenzial an Landschaftspflegematerial ist sehr heterogen, so dass zur energetischen Nutzung von Landschaftspflegeholz der notwendige Aufbereitungsaufwand zur Einhaltung der Qualitätsanforderungen an den Brennstoff für die Vergasungsanlage zu beachten ist. Derzeit wird das Landschaftspflegematerial zum überwiegenden Teil kompostiert oder im Bestand belassen, könnte jedoch aus ökonomischer und ökologischer Sicht für eine energetische Verwertung genutzt werden.

Qualitativ hochwertige Holzhackschnitzel aus Sägewerken werden gegenwärtig vorwiegend stofflich genutzt. Auch zukünftig ist für Sägerestholz hinsichtlich der Verfügbarkeit zur energetischen Nutzung von einer starken Nutzungskonkurrenz auszugehen. Außerdem gelten Säge- und Hobelspäne nicht als nachwachsende Rohstoffe hinsichtlich des NaWaRo-Bonus für die Stromerzeugung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Die Brennstoffpreise stellen einen wesentlichen Kostenfaktor für die Wirtschaftlichkeit von Energieerzeugungsanlagen auf Basis von Biomasse dar. Unter Berücksichtigung der Anforderungen der Holzvergasungsanlage sollen deshalb neben dem Waldenergieholz auch kostengünstigere Sortimenten, wie beispielsweise Landschaftspflegematerial, entsprechend aufbereitet und hinsichtlich ihrer Eignung für die anlagenspezifischen Anforderungen erprobt werden. Weiterhin ist es empfehlenswert, die Brennstoffversorgung der Holzvergasungsanlage perspektivisch durch möglichst längerfristige Lieferverträge abzusichern. Da sich neben einer deutlichen Steigerung des Brennstoffbedarfs für dezentrale Pelletheizungsanlagen auch die Entwicklung im Ausbau biomassegefeuerter Heizwerke und kommunaler Fernwärmenetze fortsetzen wird, ist zukünftig mit einem steigenden Konkurrenz- und Preisdruck am Biobrennstoffmarkt zu rechnen.

Technologische Konzeption der Vergasungsanlage

Im Ergebnis einer Vorabrecherche durch den Biomassehof Achental zu einsetzbaren Vergasungstechnologien soll in der Demonstrationsanlage der an der TU München entwickelte, patentierte und 2006 mit dem Bayerischen Energiepreis ausgezeichnete Heatpipe-Reformer eingesetzt werden. Diese Vergasungstechnik wird seit November 2008 bei der agnion Technologies GmbH in einer 500 kW-Pilotanlage in Pfaffenhofen mit dem Ziel der Markteinführung erprobt und weiterentwickelt.

Der agnion Heatpipe-Reformer ist ein allothermer, druckaufgeladener Wirbelschichtvergaser, der mit Wasserdampf als Vergasungsmittel arbeitet. Durch den externen Wärmeeintrag bei der allothermen Vergasung sind relativ hohe Heizwerte des erzeugten Produktgases realisierbar, da im Gegensatz zur autothermen Vergasung keine Rauchgaskomponenten aus der unterstöchiometrischen Verbrennung und kein Stickstoff aus der Verbrennungsluft enthalten sind, die eine Absenkung der Heizwertes bewirken.

Der eigentliche Vergasungsvorgang im Reformer und die Brennkammer zur Wärmebereitstellung sind in einem Reaktorgefäß räumlich getrennt angeordnet. Beide Komponenten arbeiten mit Wirbelschichten aus Sand, der in der Brennkammer mit Luft und im Reformer mit Wasserdampf fluidisiert wird.

Die wesentliche Innovation des Heatpipe-Reformer-Konzeptes besteht darin, dass die für den Vergasungsprozess notwendige thermische Energie aus einer externen Wärmequelle (Brennkammer) über so genannte Heatpipes in den Vergasungsreaktor (Reformer) einge-

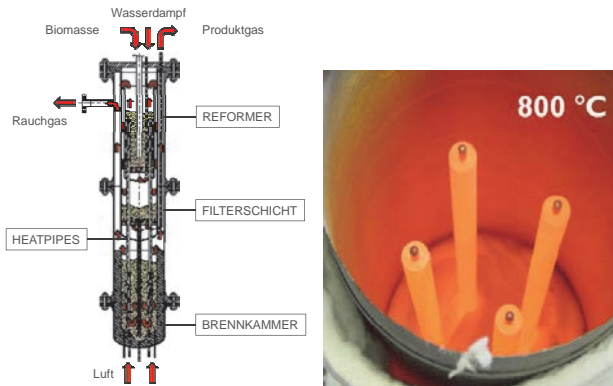


Abbildung 2: Verfahrensprinzip des Heatpipe-Reformers (links) und Beispiel für eingebaute Wärmeübertragerrohre (rechts) (Karl 2002, Karl 2007).

bracht wird. Für den Energietransport wird in den Heatpipes ein Medium eingesetzt, dass bei der Wärmezufuhr in der Brennkammer verdampft und unter Wärmeabgabe im Vergaser wieder kondensiert. Durch die Nutzung der Verdampfungsenthalpie ist es möglich, die erforderlichen Wärmeströme bei relativ geringem Temperaturgefälle und hoher spezifischer Leistung zwischen Brennkammer und Reformer zu übertragen und damit den Vergaser besonders kompakt zu realisieren.

Abbildung 2 zeigt das Verfahrensprinzip des Heatpipe-Reformers und ein Einbaubeispiel für die Wärmeübertragerrohre (Heatpipes) im Reaktor.

Ein weiteres Merkmal des Heatpipe-Reformers ist die Reformierung unter Druck, der beispielsweise für die weitere Verwertung des Produktgases zur Produktion von synthetischem Erdgas (SNG) von Vorteil sein kann. Mit Wasserdampf als Vergasungsmittel kann, abhängig von der Brennstoffqualität und den Vergasungsparametern, ein relativ hochkalorisches Produktgas mit ca. 40 Vol.-% Wasserstoff, ca. 20 Vol.-% Kohlenstoffmonoxid und ca. 8 Vol.-% Methan als brennbare Komponenten erzeugt werden.

Der für die Reformierung benötigte Dampf wird in einem Dampferzeuger mit Naturumlauf erzeugt, der sowohl das druckaufgeladene Produktgas aus dem Vergaser als auch das atmosphärische Rauchgas aus der Brennkammer als Wärmequellen nutzen soll. Mit der daraus resultierenden Kombination der verschiedenen Economiser-, Verdampfer- und Überhitzerheizflächen stellt der Dampferzeuger ein relativ komplexes System dar, dessen Funktionsfähigkeit, auch unter Berücksichtigung der Beaufschlagung mit staub- und teerbeladenem Rauch- bzw. Produktgas, aufgrund des zur Verfügung stehenden Informationsstandes in dieser Studie nicht beurteilt werden konnte.

Die Qualität des Produktgases hat einen wesentlichen Einfluss auf die Standzeiten, den Aufwand für Wartung und Instandhaltung sowie die Leistungen der nachgeschalteten Aggregate. Das mit Feststoffpartikeln (Sand, Restkoks) beladene Produktgas aus dem Vergaser soll nach Abkühlung im nachgeschalteten Dampferzeuger in einem Kerzenfilter gereinigt werden. Der abgeschiedene Restkoks wird in die Brennkammer zurückgeführt. Im

Produktgasstrom nach dem Kerzenfilter sind ein Plattenwärmetauscher, der einen Teil der Wärme auskoppelt, und ein Gaswäscher, in dem das Gas weiter abgekühlt und von Teeren gereinigt wird, angeordnet. Als Lösungsmittel wird im Gaswäscher Rapsmethylester (RME bzw. Biodiesel) eingesetzt. Das teerbeladene RME wird danach in einem Absetzbecken abgeschieden, zur Brennkammer zurückgeführt und dort verbrannt. Für einen stabilen Gasmotorbetrieb sollen nach der Gaswäsche Teergehalte von unter $30 \text{ mg/m}^3\text{N}$ eingehalten werden.

Das Rauchgas aus der Brennkammer wird zunächst über einen Rauchgaszyklon geleitet, um größtenteils Sandpartikel abzutrennen. Nach dem Dampferzeuger wird es in einem Schlauchfilter von noch enthaltener Asche gereinigt, in einem weiteren Wärmeübertrager, der in den Kühlwasserkreislauf eingebunden ist, gekühlt und anschließend über Kamin an die Umgebung abgegeben.

Das gereinigte, unter Druck stehende Produktgas wird in einem Gasmotor, der speziell für die Verwertung von druckaufgeladenem Holzgas angepasst und optimiert wurde, zur gekoppelten Erzeugung von Elektroenergie und Wärme genutzt. Ist der Gasmotor nicht in Betrieb, wird das Produktgas direkt in einer Fackel verbrannt. Restteergehalte im Motorabgas sollen katalytisch nachoxidiert werden. Die bei der Motor- und Abgaskühlung anfallende Abwärme wird zusammen mit der Wärme aus der Produktgas- und Rauchgaskühlung in einer Wärmeübergabestation an das Nahwärmenetz übertragen.

Die Heatpipe-Reformer-Technologie soll in Standardleistungsgrößen entwickelt und umgesetzt werden [Karl 2009a, Karl 2009b]. Für die Demonstrationsanlage am Biomassehof Achenal ist entsprechend des zur Bearbeitung der Studie vorliegenden Planungsstandes seitens agnion eine Holzvergasungsanlage mit einer Feuerungswärmeleistung von ca. 1.285 kW vorgesehen. Die elektrische Nennleistung des Gasmotors beträgt ca. 360 kW und die Gesamtwärmeleistung der Anlage ca. 670 kW . Die Hauptkomponenten und Leistungsparameter zur Energiebilanz der Holzvergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung zeigt das in Abbildung 3 dargestellte Anlagenschema. Mit den zugrunde gelegten Auslegungsdaten ergeben sich ein elektrischer Wirkungsgrad von ca. 28% und ein Gesamtwirkungsgrad (Brutto) von ca. 80% .

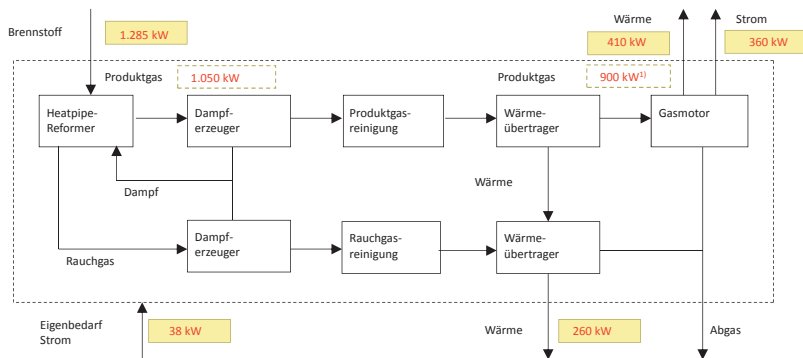


Abbildung 3: Hauptkomponenten und Energiebilanz der Holzvergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung

Die Demonstrationsanlage am Biomassehof Achenal soll zunächst in einer Übergangsphase zur weiteren Erprobung und Entwicklung der Vergasungstechnologie einschließlich der Produktgasverwertung genutzt werden. Mit dem Nachweis der Funktionsfähigkeit und Verfügbarkeit sind danach die Übergabe an den Betreiber und der kommerzielle Betrieb geplant.

Die für den Dauerbetrieb der Demonstrationsanlage angesetzten Jahresbenutzungsstunden von 7.500 h/a sind unter Berücksichtigung des Neuheitsgrades der Technologie ein sehr ambitioniertes Ziel. Wie prinzipiell auch für andere Vergasungstechnologien zutreffend, steht der Nachweis der Langzeitverfügbarkeit, die unter anderem eine wesentliche Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb ist, noch aus. Aufgrund der gegebenen Datenlage sowie unter Berücksichtigung des Standes der Technik und von Betriebserfahrungen aus bisher realisierten Biomassevergasungsanlagen stellen vor allem die Produktgasbehandlung und die Anforderungen an die Gasnutzung ein nicht unerhebliches technisches Risiko dar. Detailliertere Unterlagen zur technischen Untersetzung der Funktionseinheiten oder bisherige Probetriebsergebnisse der agnion-Pilotanlage in Pfaffenhofen lagen im Rahmen der Studie nicht vor, so dass eine fundierte wissenschaftliche Bewertung der Demonstrationsanlage nur eingeschränkt möglich war.

Wasserstoffreiche Produktgase aus der allothermen Vergasung von Biomasse bieten prinzipiell auch die Möglichkeit zur Erzeugung von Bioerdgas (SNG). Für die perspektivisch am Standort der Demonstrationsanlage geplante SNG-Produktion besteht jedoch noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Für kommerzielle Anlagen zur SNG-Produktion aus Biomasse wird zudem in der Fachliteratur der Leistungsbereich von 20 MW bis 100 MW, wobei die obere Grenze aus der Biomasseverfügbarkeit resultiert, als technisch und wirtschaftlich realisierbar angesehen (Bajohr 2006, Stucki 2006, UMSICHT 2009, Graf 2009, Adelt 2010).

Regionales Wärmeversorgungskonzept

Die Wärmebedarfsstruktur und die daraus abgeleiteten Ganglinien des Wärmebedarfs stellen die Grundlage für die Konzeption zur Wärmeversorgung einschließlich der Einordnung und Fahrweise der jeweiligen Erzeugereinheiten dar. Ausgehend von Erhebungen zu möglichen Versorgungsgebieten, potenziellen Wärmeabnehmern sowie Interessenbekundungen wurde durch den Biomassehof Achenal der perspektivisch zu deckende Wärmebedarf abgeschätzt. Entsprechend des Planungsstandes wird dabei beispielsweise für 2012 von einem Jahreswärmebedarf von ca. 14.000 MWh/a, im Wesentlichen Heizungswärme einschließlich Warmwasser, ausgegangen. Über ein im Aufbau befindliches Nahwärmenetz sollen Privathaushalte, Gewerbebetriebe und touristische Liegenschaften in der Gemeinde Grassau mit Wärme versorgt werden.

Da in der Planungsphase eines Wärmeversorgungssystems im Allgemeinen keine tatsächlichen Lastgänge der Wärmeabnahme zur Verfügung stehen, muss bei der Auslegung auf vergleichbare Praxisdaten bzw. theoretische Ansätze zurückgegriffen werden. Die abzudeckende Spitzenleistung ergibt sich aus den Vollbenutzungsstunden, die für Heizungswärme von den klimatischen Verhältnissen des jeweiligen Standortes abhängen. Überschlägig können in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 (Blatt 2) für den dort aufgelisteten Standort Rosenheim (mittlere Außentemperatur 5,1 °C) und mit der Annahme einer gemischten Wohnbebauung Vollbenutzungsstunden von ca. 2.300 h/a abgeschätzt werden.

Mit diesen Annahmen und der daraus abgeleiteten Ganglinie des Wärmebedarfs müsste durch die Erzeugereinheiten eine maximale Wärmeleistung von ca. 6,1 MW abgedeckt werden. Für den geplanten Standort der Demonstrationsanlage am Biomassehof Achenthal sind dabei neben der Wärmeauskopplung aus der Holzvergasungsanlage (670 kW) ein neu errichtetes Biomasseheizwerk mit einem Holzgefeuerten Wärmeerzeuger (3 MW) und einem ölgefeuerten Spitzenlastkessel (4,2 MW) zu berücksichtigen.

Die Holzvergasungsanlage sollte mit dem Ziel einer maximalen Stromerzeugung und entsprechender Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) so weit wie möglich im Dauerbetrieb mit konstanter Volllast betrieben werden. Dabei hat die Einspeisung der Abwärme aus der Vergasungsanlage in das Nahwärmenetz hinsichtlich der Nutzung des KWK-Bonus Vorrang. Die Holzvergasungsanlage wird deshalb die Grundlast der jeweils erforderlichen Wärmeleistung abdecken. Der Biomassekessel übernimmt in den Grenzen seines Regelbereichs den über diese Grundlast hinausgehenden Wärmebedarf. Der ölgefeuerten Spitzenlastkessel sollte nur eingesetzt werden, wenn Lastspitzen oder Minimallast abzudecken sind bzw. als Reserve bei Ausfall oder Revision des Biomassekessels. Außerdem wird durch die Redundanz des Biomasse- bzw. Spitzenlastkessels die Wärmelieferung gesichert, auch wenn die Holzvergasungsanlage zum Beispiel bei Wartungsarbeiten nicht zur Verfügung steht.

Die aus den genannten Prämissen abgeleitete Einordnung der Wärmeerzeugereinheiten in die geordnete Jahresganglinie des Heizungswärmebedarfs ist in Abbildung 4 dargestellt. Die farbigen Flächen unter der Ganglinie kennzeichnen die jeweiligen Anteile an der Jahresarbeit für die Holzvergasungsanlage, den Biomassekessel und den Spitzenlastkessel.

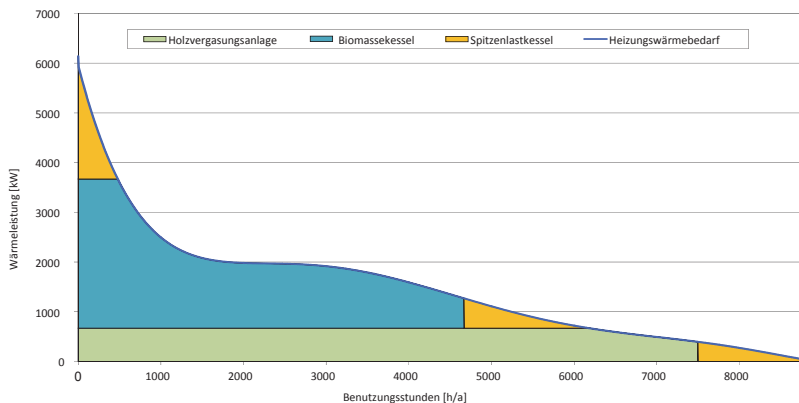


Abbildung 4: Einordnung der Holzvergasungsanlage mit 7.500 h/a in die Jahresganglinie Heizungswärmebedarf (Basisjahr 2012)

Es ist zu erkennen, dass auch mit den angestrebten Jahresbenutzungsstunden von ca. 7.500 h/a die Abwärme aus der Holzvergasungsanlage fast vollständig in das Nahwärmenetz eingespeist und abgenommen werden kann (ca. 4.840 MWh/a). Stromgeführt könnten bis zu 2.700 MWh/a Elektroenergie erzeugt werden. Für den Anteil mit geringerem

Heizungswärmebedarf (im Diagramm zwischen ca. 6.200 h/a bis 7.500 h/a) könnte die Vergasungsanlage wärmegeführt in Teillast gefahren oder stromgeführt bei Volllast die nicht benötigte Wärme über die Rückkühlanlage an die Umgebung abgeführt werden. Unter technischen Gesichtspunkten sind beide Fahrweisen für die Vergasungsanlage möglich, hinsichtlich der Stromeinspeisung nach EEG würde bei stromgeführter Fahrweise kein KWK-Bonus vergütet.

Der Bedarf an Heizungswärme weist die aufgrund des Nutzerverhaltens typischen Schwankungsbreiten und eine ausgeprägte Senke in den Sommermonaten auf, die vor allem die Auslastung des Biomasseheizwerkes relativ stark einschränken. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen könnte mit einer Erhöhung der Grundlast durch relativ konstanten Wärmebedarf technologischer Wärmeverbraucher wesentlich verbessert werden. Hier bietet sich insbesondere die zur Erzeugung hochwertiger Holzsortimente am Biomassehof installierte Scheitholz- und Hackschnitzelrocknung an, die hinsichtlich der Wärmeabnahme relativ flexibel betrieben werden kann. Damit könnte der Wärmebedarf hauptsächlich in Teil- und Schwachlastzeiten des Heizungswärmebedarfs, wie in der modifizierten Jahresganglinie in Abbildung 5 dargestellt, angehoben werden.

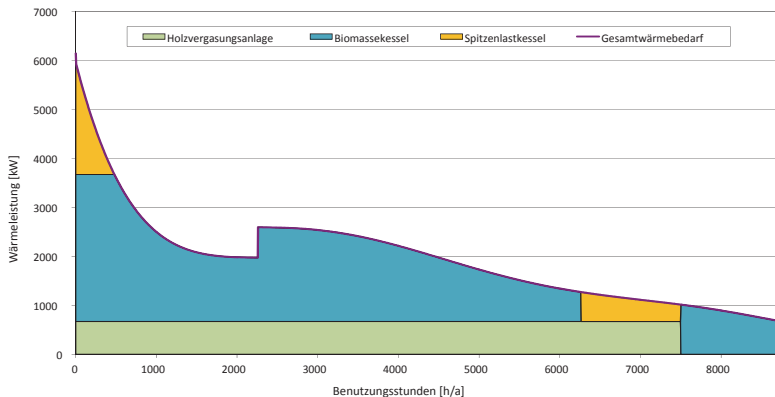


Abbildung 5: Einordnung der Holzvergasungsanlage mit 7.500 h/a in die Jahresganglinie Heizungswärmebedarf einschließlich technologischer Wärmeabnahme (Basisjahr 2012)

Die Holzvergasungsanlage mit einer Wärmeleistung von 670 kW kann unter Berücksichtigung der technologischen Wärmeverbraucher über die gesamte geplante Betriebszeit von 7.500 h/a die Grundlast abdecken und mit dem Ziel einer maximalen Stromerzeugung und entsprechender Einspeisevergütung nach EEG im Dauerbetrieb mit konstanter Volllast und in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden. Die Auslastung des Biomassekessels kann außerdem gegenüber reinem Heizungswärmebedarf verbessert werden, allerdings in einem längeren Teillastbetrieb. Der ölgefeuerte Spitzenlastkessel muss neben den Bedarfsspitzen, die über die Auslegungsleistung des Biomassekessels von 3 MW hinausgehen, auch bei Unterschreitung einer Minillast die Wärmebedarfsdeckung übernehmen.

Wirtschaftlichkeitsabschätzung

Ein wesentlicher Bestandteil zur Markteinführung der Vergasungstechnik ist der praktische Nachweis der wirtschaftlichen Machbarkeit. Mit der folgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sollen deshalb grundsätzliche Aussagen zur wirtschaftlichen Realisierbarkeit der geplanten Demonstrationsanlage mit Heatpipe-Reformer-Technologie getroffen werden. Dabei werden in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 und gemäß Methodenharmonisierung für Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogrammes „Energetische Biomassenutzung“ (DBFZ 2010) variierende Annahmen und Randbedingungen zugrunde gelegt, um den Einfluss einzelner Kostenfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit aufzuzeigen. Die Randbedingungen für die vom Fraunhofer UMSICHT-ATZ durchgeführte Wirtschaftlichkeitsabschätzung basieren auf Parametern, die für Demonstrationsanlagen unter Berücksichtigung des Entwicklungs- und Planungsstandes üblicherweise nach der VDI-Richtlinie 2067 angesetzt werden. Als Zielgrößen wurden jeweils die spezifischen Stromgestehungskosten und die Amortisationszeiten berechnet.

In Abbildung 6 sind am Beispiel der Stromgestehungskosten einschließlich der Kostenanteile die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsabschätzung für einzelne Varianten grafisch dargestellt. Der Variante 1 liegen die theoretischen Annahmen nach der VDI-Richtlinie 2067 zugrunde, die hinsichtlich eines teilweise wärmegeführten Betriebes der Holzvergasanlage in Schwachlastzeiten des Heizungswärmebedarfs (Variante 3), eines eingeschränkten KWK-Betriebes (Variante 4) sowie eines möglicherweise reduzierten Wärmepreises für den Nahwärmenetzbetreiber (Variante 5) variiert wurden. In Variante 2 wurden die Randbedingungen gemäß Methodenhandbuch für die BMU-Fördervorhaben (DBFZ 2010) angesetzt, die sich gegenüber Variante 1 im Wesentlichen in den Ansätzen für den Zinssatz, die Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie den spezifischen Wärmeerlös unterscheiden.

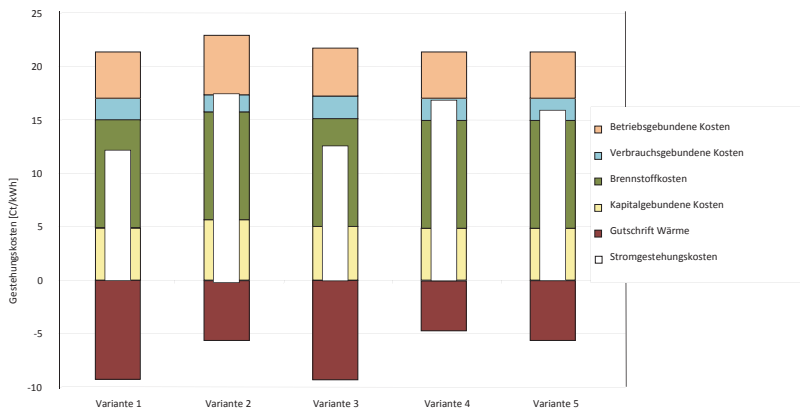


Abbildung 6: Kostenanteile an den Stromgestehungskosten der Holz hackschnitzel-Vergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung

Die berechneten Stromgestehungskosten, die unterhalb der EEG-Einspeisevergütung liegen, zeigen, dass prinzipiell ein wirtschaftlicher Betrieb der Demonstrationsanlage möglich ist. Die wirtschaftliche Realisierbarkeit kann jedoch bereits von einzelnen Kostenfaktoren relativ stark beeinflusst werden, wie die dargestellten Varianten belegen. So steigen beispielsweise die Stromgestehungskosten für die Variante 2 mit den Rahmenbedingungen des Methodenhandbuchs, die sich in höheren kapital- und betriebsgebundenen Kosten sowie einer geringeren Wärmegutschrift niederschlagen, gegenüber der Variante 1 bereits um ca. 44 %. Weiterhin verdeutlicht das Beispiel in Variante 4 mit ebenfalls höheren Stromgestehungskosten die negativen wirtschaftlichen Auswirkungen, die ein eingeschränkter Anlagenbetrieb mit Kraft-Wärme-Kopplung haben würde.

Die kapitalgebundenen Kosten und die Brennstoffkosten sind wesentliche Faktoren für die Wirtschaftlichkeit von Energieerzeugungsanlagen. Außerdem haben für biomassegefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen die Erlöse aus der Stromeinspeisung nach EEG und damit die jährlichen Benutzungsstunden einen erheblichen Einfluss. Deshalb sollen die Grenzen für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage in Abhängigkeit von den Investitionskosten, den Brennstoffkosten und den Jahresbetriebsstunden mit einer weitergehenden Sensitivitätsanalyse für die Variante 1 („best case“) und die Variante 2 aufgezeigt werden. Die Ergebnisse dieser Analyse sind in den Abbildungen 7 und 8 dargestellt. Die Diagramme zeigen die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den jeweiligen Kostenfaktoren im Variationsbereich von -50 % bis +50 %. Die gestrichelte Linie bei 0 % kennzeichnet dabei die Bezugsparameter entsprechend der in Abbildung 6 dargestellten Ergebnisse.

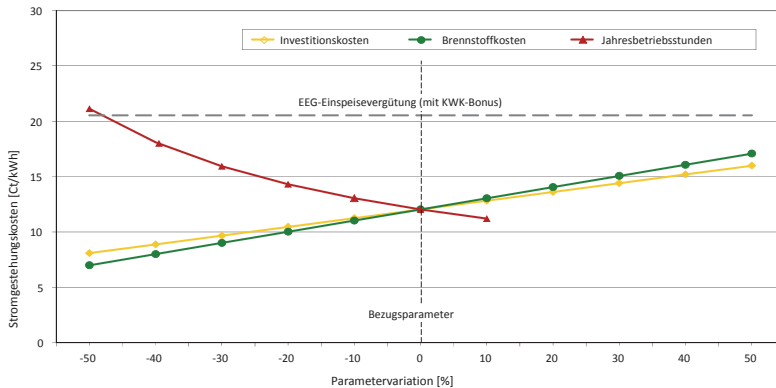


Abbildung 7: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für die Variante 1 („best case“-Variante)

Für die in Abbildung 7 dargestellte Variante 1, die als „Best case“-Variante angesehen werden kann, ist auch bei einer Abweichung von den angesetzten Bezugsparametern noch ein Spielraum für eine wirtschaftliche Umsetzung der Holzvergasungsanlage mit BHKW zu erkennen, wobei neben der Differenz der Stromgestehungskosten zur EEG-Einspeisevergütung als weiteres Kriterium eine für den Betreiber vertretbare Amortisationszeit in die wirtschaftliche Beurteilung einbezogen werden sollte. Die prozentuale Parametervariation hat für die Brennstoff- und Investitionskosten nahezu gleich große Auswirkungen. Den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat eine Verringerung der angestrebten Jahresbetriebsstunden von 7.500 h/a.

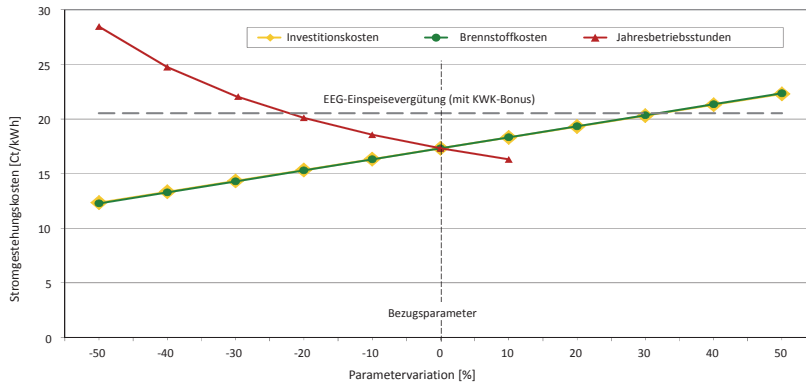


Abbildung 8: Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten für die Variante 2 (Parameter entsprechend Methodenhandbuch [DBFZ 2010])

Bei der Variante 2 (Abbildung 8), die Kostenansätze entsprechend des allgemeinen Entwicklungsstandes der Vergasungstechnik berücksichtigt, sind gegenüber der Grundvariante 1 bereits wesentlich geringere Abweichungen von den Bezugsparametern, das heißt sowohl etwas höhere Investitionskosten und Brennstoffkosten als auch ein Nichterreichen der geplanten Jahresbetriebsstundenzahl, mit einem erheblich größeren wirtschaftlichen Risiko verbunden. Die geringe Differenz der Stromgestehungskosten zur EEG-Einspeisevergütung bzw. höhere Gestehungskosten verdeutlichen dies.

Für die innovative Technologie der geplanten Demonstrationsanlage könnte deshalb eine anteilmäßige Förderung der Investitionskosten zu einer Reduzierung des wirtschaftlichen Risikos beitragen. Hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes sollte auch die Machbarkeit kostengünstiger Sortimente als die qualitativ hochwertigen Premiumhackschnitzel in die Untersuchungen einbezogen werden. Beispielsweise würde die Nutzung von Landschaftspflegematerial mit einem Brennstoffpreis von ca. 75 €/t, dies entspricht einer Reduzierung der Brennstoffkosten um ca. 30 % vom angesetzten Bezugsparameter, die Stromgestehungskosten um ca. 3 Ct/kWh reduzieren. Hierbei sind jedoch die Auswirkungen veränderter Brennstoffqualitäten auf den Vergasungsprozess und die Produktgasnutzung, beispielsweise hinsichtlich der BHKW-Motorleistung, zu beachten.

Mit der Demonstrationsanlage soll neben der technischen auch die wirtschaftliche Machbarkeit nachgewiesen und die entsprechend des Entwicklungsstandes in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 angesetzten Rahmendaten validiert werden.



Einsparpotenzial für Treibhausgas-Emissionen

Die Treibhausgasbilanzierung der Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage Achentäl ist an die DIN ISO 14040 angelehnt. Es werden alle Prozessschritte von der Bereitstellung des Brennstoffes, dem Anlagenbetrieb bis hin zur Nutzung der anfallenden Wärme sowie des Produktgases betrachtet. Bei der Nutzung des Produktgases werden dabei die Varianten motorische Nutzung und Verwertung zur Produktion von einspeisefähigem Bioerdgas (Synthetic bzw. Substitute Natural Gas, SNG) unterschieden. Die Klimarelevanz einzelner Treibhausgase (THG) wird als relatives Global Warming Potenzial (GWP) auf das THG-Potenzial von CO_2 bezogen (CO_2 -Äquivalent).

Bei der Umsetzung des Produktgases in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) werden in Kraft-Wärme-Kopplung Strom und Wärme erzeugt, deren THG-Emissionen durch den Eigenenergieverbrauch der Prozesskette jeweils einem konventionellen Referenzsystem gegenübergestellt werden. Im Referenzszenario werden dabei brennstoffbezogene Emissionen für den deutschen Strom- und Wärmemix angesetzt, die sich im vorliegenden Fall auf 47,4 Mg CO_2 -Äquivalent/ TJ_{BS} für Strom und 40,2 Mg CO_2 -Äquivalent/ TJ_{BS} für Wärme belaufen. Die THG-Emissionen bei der Holzvergasung bezogen auf den eingesetzten Brennstoff (TJ_{BS}) betragen demgegenüber ca. 7 Mg CO_2 -Äquivalent/ TJ_{BS} . Mögliche Leckageverluste des Produktgases in der Anlage sind dabei nicht berücksichtigt.

Als Alternative zur motorischen Produktgasnutzung wird die perspektivisch geplante Produktion von SNG betrachtet, das ins Erdgasnetz eingespeist und als Kraftstoff in einem BHKW oder als Heizgas genutzt werden kann. Die Produktgaserzeugung erfolgt bei gleichem Brennstoffinput wie bei der Variante mit motorischer Nutzung. Durch die nachfolgende Aufbereitung des Produktgases auf Erdgasqualität ist allerdings ein höherer Eigenenergiebedarf nötig. Die Nutzung des SNG im jeweiligen Verwertungsweg spart Treibhausgasemissionen, die im Referenzszenario Kraftstoff 55,3 Mg CO_2 -Äquivalent/ TJ_{BS} , zur Strom- und Wärmeerzeugung in einem BHKW 70,3 Mg CO_2 -Äquivalent/ TJ_{BS} oder als Heizgas 42,2 Mg CO_2 -Äquivalent/ TJ_{BS} betragen.

Die bei der Bereitstellung des Brennstoffes und infolge des energetischen Eigenbedarfes der Holzvergasungsanlage anfallenden THG-Emissionen sind im Vergleich zu den fossilen Referenzsystemen relativ gering. Das in Abbildung 9 dargestellte Potenzial zur jährlichen Einsparung an THG-Emissionen berechnet sich aus der Differenz der Emissionen der Holzvergasungsanlage und denen des jeweiligen Referenzsystems. Die Jahresbenutzungstunden der Anlage wurden für die Berechnung der absoluten Einsparungen mit 7.500 h/a angenommen.

Für die direkte Nutzung des Produktgases in einem BHKW und der damit verbundenen Erzeugung von Strom und Wärme ergibt sich damit eine THG-Einsparung von ca. 2.800 Mg CO_2 -Äquivalent/a. Beim aufbereiteten und ins Erdgasnetz eingespeisten SNG erzielt ebenfalls der Einsatz des Synthesegases in einem BHKW die höchsten THG-Einsparungen (ca. 2.620 Mg CO_2 -Äquivalent/a). Darauf folgt die Nutzung des SNG als Kraftstoff (ca. 2.100 Mg CO_2 -Äquivalent/a) sowie die Nutzung als Heizgas (ca. 1.650 Mg CO_2 -Äquivalent/a).

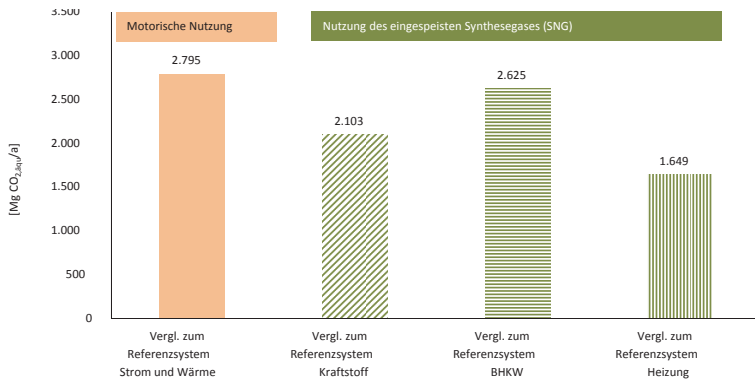


Abbildung 9: Jährliches Treibhausgas-Einsparpotenzial für die Holzvergasungsanlage in Abhängigkeit von der jeweiligen Produktgasnutzung (nach GEMIS 2008)

Die Ergebnisse der THG-Bilanzierung zeigen die ökologischen Vorteile der Biomassenutzung in einer Vergasungsanlage, wobei als Verwertungsweg für das Produkt- bzw. Synthesegas dessen Einsatz zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in einem BHKW mit dem höchsten Einsparpotenzial an THG-Emissionen verbunden ist. Dies gilt sowohl für die zentrale Verwertung des Produktgases am Anlagenstandort als auch bei der dezentralen Verwertung des ins Erdgasnetz eingespeisten Synthesegases (SNG). Entscheidend ist dabei die gleichzeitige Nutzung der anfallenden Wärme, da nur auf diesem Weg der hohe Wirkungsgrad und somit die relativ hohen Treibhausgaseinsparungen erreicht werden können.

Zusammenfassung

Mit dem Ziel, den Energiebedarf in der Bioenergieregion Achantal perspektivisch vollständig aus regenerativen Quellen zu decken, soll als ein weiterer Meilenstein eine dezentrale Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage mit gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung realisiert werden. In der vorliegenden Machbarkeitsstudie wurde dazu vorab, unter Einbeziehung der standortspezifischen Randbedingungen hinsichtlich regionaler Brennstoffverfügbarkeit und Wärmeversorgung, die technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit der geplanten Demonstrationsanlage untersucht. Die dargestellten Ergebnisse entsprechen dem Erkenntnisstand bei Projektende im Dezember 2010.

Die Recherche zu den Biomassepotenzialen in der Region Achantal zeigt, dass der Brennstoffbedarf der Holzvergasungsanlage aus den regionalen, technisch nutzbaren Energieholzpotenzialen, auch unter Berücksichtigung der Qualitätsanforderungen an den Brennstoff hauptsächlich aus dem Waldrestholz, gedeckt werden kann. Da die Brennstoffpreise einen wesentlichen Kostenfaktor für die Wirtschaftlichkeit darstellen, sollen ebenfalls kostengünstigere Holzsortimente, beispielsweise Landschaftspflegematerial, entsprechend aufbereitet und deren Nutzbarkeit in der Vergasungsanlage getestet werden.

Die aus der Vergasungsanlage mit Nutzung des Produktgases in einem Gasmotor ausgekoppelte Abwärme wird in ein Nahwärmenetz, das im Wesentlichen angeschlossene

Verbraucher mit Heizungswärme versorgt, eingespeist. Unter Berücksichtigung möglicher technologischer Wärmeabnehmer, insbesondere bei flexiblem Einsatz der am Biomassehof installierten Scheitholz- und Hackschnitzeltrocknung in Schwachlastzeiten des Heizungswärmebedarfs, kann die Holzvergasungsanlage die Grundlast des Nahwärmenetzes abdecken und mit der angestrebten Benutzungsstundenzahl von 7.500 h/a mit konstanter Volllast betrieben werden. Damit sollte auch eine maximale Stromerzeugung und entsprechende Einspeisevergütung nach EEG einschließlich KWK-Bonus prinzipiell realisierbar sein.

Mit der Demonstrationsanlage soll zunächst in einer Übergangsphase die innovative Heat-pipe-Reformer-Technologie einschließlich Produktgasbehandlung und -nutzung weiterentwickelt und praktisch erprobt werden. Wie prinzipiell für die Biomassevergasung zutreffend, steht gegenwärtig der Nachweis der Langzeitverfügbarkeit, die auch eine wesentliche Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb ist, noch aus. Unter Berücksichtigung des Standes der Technik stellen vor allem die Standzeiten der Vergaser, die Produktgasaufbereitung und die Anforderungen an die Produktgasqualität für die Gasnutzung ein nicht unerhebliches technisches Risiko dar. Aufgrund von zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie noch nicht verfügbaren Detailinformationen zum Gesamtkonzept des agnion-Heat-pipe-Reformers konnte eine fundierte wissenschaftlich-technische Bewertung der Demonstrationsanlage nicht Bestandteil der Studie sein.

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsabschätzung einschließlich der Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Investitionskosten, der Brennstoffkosten und der Jahresbenutzungsstunden zeigen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Holzvergasungsanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung prinzipiell möglich ist. Die wirtschaftliche Realisierbarkeit kann jedoch bereits bei geringen Abweichungen einzelner Kostenabsätze relativ stark beeinflusst werden. Die wirtschaftlichen Risiken liegen vor allem in den erreichbaren jährlichen Benutzungsstunden, dem Aufwand für Wartung und Instandhaltung sowie dem erzielbaren Wärmepreis. Für die innovative Technologie der Demonstrationsanlage würde ein aus entsprechenden Förderprogrammen finanzierter Anteil an den Investitionskosten beziehungsweise für die geplante Erprobungsphase zu einer Reduzierung des wirtschaftlichen Risikos beitragen.

Mit der Holzhackschnitzel-Vergasungsanlage und Nutzung des Produktgases zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung können bei voller Auslastung von 7.500 h/a im Vergleich zum fossilen Referenzsystem Treibhausgasemissionen von ca. 2.800 Mg CO₂-Äquivalent/a vermieden werden.

Die Biomassevergasung besitzt das Potenzial für eine effiziente Nutzung von biogenen Roh- und Reststoffen zur Erzeugung von Strom, Wärme und Treibstoffen. Zur Markteinführung der Vergasungstechnik ist ein entsprechender Nachweis der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit in praxisrelevanten Demonstrationsanlagen erforderlich. Die im Rahmen des Förderprojektes erfolgte wissenschaftlichen Untersuchung unter Einbeziehung von Standort, technischer Konzeption und Wirtschaftlichkeit sowie die Integration einer Demonstrationsanlage mit Holzvergasung in die Bioenergieregion Achenal soll dazu einen Beitrag leisten. Unter Berücksichtigung standortspezifischer Rahmenbedingungen sind die Methodik der Analyse und die Ergebnisse der Studie prinzipiell auch auf andere Regionen übertragbar.

Aufbauend auf dieser Studie wurde bereits der Grundstein für die Demonstrationsanlage am Standort des Biomassehofs Achenal gelegt. Aus dem Umweltinnovationsprogramm des BMU und dem Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ wird der Bau und Probetrieb der Anlage gefördert.

Literatur

- Adelt 2010 Adelt, M.; Vogel, A.: Bio-SNG – Zukünftiger regenerativer Energieträger im E.ON Gasnetz. DGMK-Fachbereichstagung „Konversion von Biomassen“, Gelsenkirchen, 10.-12. Mai 2010.
- Bajohr 2006 Bajohr, S.; Köppel, W.; Graf, F.; Stehle, H.-G.; Reimert, R.: SNG- Erzeugung auf Basis thermischer Vergasung von trockener Biomasse. DGMK-Tagung „Energetische Nutzung von Biomasse“, Velen, 24.-26. April 2006.
- Bemmann 1996 Bemmann, A.; Große, W.; Köcher, R.; Kunis, R.; Ißleib, M.: Naturnahe Flächenbewirtschaftung zur energetischen Nutzung von Biomasse aus dem Forst- und Agrarbereich. Professur für Forst- und Holzwirtschaft Osteuropas der TU Dresden, Abschlussbericht, 1996.
- DBFZ 2010 Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH: Methoden zur stoffstromorientierten Beurteilung für Vorhaben im Rahmen des BMU-Förderprogrammes „Energetische Biomassenutzung“. Leipzig, Oktober 2010.
- GEMIS 2008 Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme. Version 4.5, Institut für angewandte Ökologie (Öko-Institut), Darmstadt, 2008.
- Graf 2009 Graf, F.; Bajohr, S.: Erzeugung von SNG aus ligninreicher Biomasse. Energie Wasser-Praxis, 4/2009.
- Haschke 1993 Haschke, P.; Plath, H.J.; Storkan, O.; Stüber, H.; Bleske, W.: Nachwachsende Rohstoffe – Eine regenerative Energiequelle für Brandenburg? LASA-Studie Nr.9, Teil A, Ökologisches Berufsförderungs-, Bildungs- und Forschungswerk, Eberswalde, 1993.
- Karl 2002 Karl, J.: Kraft-Wärme-Kopplung mit Vergasungsanlagen. OTTI-Fachseminar „Kraft-Wärme-Kopplung mit Biobrennstoffen“, Kloster Banz, 20. November 2002.
- Karl 2007 Karl, J.: Stand der Technik der Vergasung von Biomasse. Seminar „Energie aus Festbrennstoffen“, Bayreuth, 14. Februar 2007.
- Karl 2009a Karl, J.: Bioerdgas aus fester Biomasse. 17. CARMEN-Symposium, Straubing, 06./07. Juli 2009.
- Karl 2009b Karl, J.; Gallmetzer, G.; Hochleitner, T.; Kienberger, T.; Schweiger, A.; Kröner, M.: Small-scale generation of Substitute Natural Gas. ICPS 09 – International Conference on Polygeneration Strategies. Vienna, Austria, 1.-4. September 2009. (zitiert als 2009b)
- Stucki 2006 Stucki, S.; Waser, A.; Biollaz, S.; Schaub, M.: Treibstoff der Zukunft: Methan aus Holz – Ein Projekt mit zwei KMU. 7. Thurgauer Technologietag, Dezember 2006.
- UMSICHT 2009 Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT: Abschlussbericht für das BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“, Band 3: Synthesegasmethanisierung. Verfahrenstechnische und ökonomische Analyse thermochemischer Gaserzeugungs- und Aufbereitungsverfahren. Oberhausen, Juni 2009.



Thermo-chemische Bioenergieerzeugung

Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

Vorhaben: Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen

FKZ-Nr: 03KB013A-C
Laufzeit: 01.07.2009 – 31.12.2010
Zuwendungssumme: 477.738 €

Koordination:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig
E-Mail: info@dbfz.de
www.dbfz.de

Projektpartner:

Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ) –
Department Technische Umweltchemie
Universität Leipzig – Institut für Technische Chemie

Kontakt:

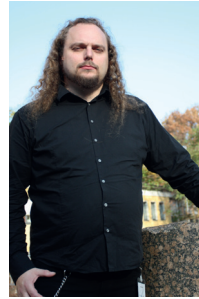
Dr.-Ing. Volker Lenz – Projektleiter
Telefon: +49 (0)341-2434-450
E-Mail: volker.lenz@dbfz.de

Dr. Ingo Hartmann – Projektkoordinator
Telefon: +49 (0)341-2434-541
E-Mail: ingo.hartmann@dbfz.de

René Bindig
Telefon: +49 (0)341-2434-746
E-Mail: rene.bindig@dbfz.de



Dr. Ingo Hartmann, Projektkoordination: „Bei der Nutzung von Festbrennstoffen in häuslichen Kleinf Feuerungen müssen neben den grenzwertrelevanten Luftschadstoffen Kohlenmonoxid und Staub zukünftig flüchtige organische Emissionen stärker in den Fokus rücken. Neben der Feuerungsoptimierung werden dazu am DBFZ im Verbund mit weiteren Forschungspartnern katalytisch unterstützte Verfahren der Emissionsminderung erforscht und entwickelt. Mit der aufgebauten Versuchsanlage können Katalysatoruntersuchungen mit realen Abgasen durchgeführt werden. In praxisnahen Vorhaben werden derzeit mehrere Verfahrens- und Prototypentwicklungen zur katalytischen Emissionsminderung durchgeführt.“



Die Verbrennung von Biomasse ist CO₂-neutral. Für den Klimaschutz ist der Ersatz von fossilen Energieträgern durch Holz deswegen von großem Interesse. Naturbelassene feste Biomassebrennstoffe wie Scheitholz, Holzpellets und Holzhackschnitzel sind für die Wärmebereitstellung zu Hause und im Kleingewerbebereich die mit Abstand wichtigsten regenerativen Energieträger. Sogar auf die Bereitstellung erneuerbarer Energien insgesamt bezogen leistet die Biomassenutzung häuslicher Feuerungen den größten Anteil unter den erneuerbaren Energieträgern. Im Jahr 2009 zum Beispiel stellte die Biomassenutzung nach Angaben des Bundesumweltministeriums ein Viertel aller regenerativen Energieträger. Insgesamt gibt es in Deutschland derzeit etwa 15 Millionen Biomassekleinfeuerungen. In Zukunft soll Biomasse noch stärker zum Heizen genutzt werden. Allerdings setzt die Verbrennung CO₂-neutraler Biomasse umweltschädliche und toxische Schadstoffe frei. Deswegen ist es notwendig, verbesserte Technologien für eine breite energetische Verwertung zu entwickeln. Das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) hat zusammen mit dem Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ) und der Universität Leipzig untersucht, wie die Emissionen von Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen mit Katalysatoren gemindert werden können.

Das Ziel der Wissenschaftler war es, ein katalytisches Verfahren zu entwickeln, welches die Emissionen soweit senkt, dass die neuen Grenzwerte¹ eingehalten werden. Durch die Novellierung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes wurden die Emissionsgrenzwerte gravierend verschärft. Dabei sollten auch die bei der Verbrennung entstehenden hochtoxischen Schadstoffe deutlich reduziert werden. Die Forscher planten bei der Entwicklung des Verfahrens die Abgasreinigungsprinzipien der Kraftwerkstechniken und der Verbrennungskraftmaschinen an die Rauchgasbedingungen und Größe der Kleinfeuerungsanlagen anzupassen.

Nach Angaben der Wissenschaftler könnten zehn Prozent der neu installierten Kamine, Kaminöfen, Kachelöfen und Pelletöfen sowie fünf Prozent der Altanlagen mit dem neuen Verfahren ausgerüstet werden. Ohne die Nachrüstungen auch im gewerblichen Bereich einzusetzen, wäre es möglich 650.000 Tonnen Kohlendioxid in eineinhalb Jahren zu sparen.

¹ 1. BImSchV – Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen.
URL: www.bmu.de/luftreinhaltung/downloads/doc/39616.php (Stand: 01.08.2012)

Wissenschaftlich technische Ergebnisse

Literatur- und Patentrecherche: Emissionen, Katalytische Systeme und Abscheider

Bei der Verbrennung von Holz entsteht neben den klassischen Luftschadstoffen wie Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Stickoxiden und Feinstaub auch eine Vielzahl von organischen Emissionen. Insbesondere die flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe, wie zum Beispiel das Treibhausgas Methan, sollen wegen der klimaschädlichen Wirkung drastisch gemindert werden. Auch die hochgiftigen sogenannten polyzyklisch aromatischen Kohlenwasserstoffe (PAK) müssen reduziert werden.

Für die Abgasreinigung an Kleinfeuerungsanlagen kommen in erster Linie Katalysatoren in Frage, die eine Totaloxidation von Kohlenstoffmonoxid und Kohlenwasserstoffen zu Kohlenstoffdioxid und Wasser sowie eine Reduktion von Stickstoffoxiden ermöglichen. Zur katalytischen Nachverbrennung sind ausschließlich Fettstoffkatalysatoren geeignet.

Für den Einsatz bei Biomassefeuerungen ist ein Katalysator erwünscht, der eine große Bandbreite an Kohlenstoffverbindungen oxidiert. Dafür eignen sich besonders Edmetallkatalysatoren mit Trägermaterialien, die ausreichend robust aber auch genügend offenporig sind, um sowohl Stabilität als auch einen geringen Druckverlust zu gewährleisten. Hierbei kommen insbesondere Vollmetallkatalysatoren in Frage. Das Material sollte sich direkt erwärmen lassen, um die notwendige Reaktionstemperatur während der gesamten Nutzungsdauer zu gewährleisten. Zum Abbau von Schadstoffen konnten sich die Forscher auch die Zugabe eines hochreaktiven Oxidationsmittels wie Ozon vorstellen. Da bei der Verbrennung sowohl gasförmige als auch partikelförmige Emissionen auftreten, erachteten es die Wissenschaftler für wichtig, Katalyse und Feinstaubabscheidung zu kombinieren. Die durchgeführte Patentrecherche ergab, dass es bereits eine Vielzahl von Patenten mit ähnlichen Verfahrensansätzen gibt, allerdings kein Patent, das die katalytische Abgasreinigung mit der Feinstaubabscheidung verbindet.

Messtechnische Grundlagenermittlung: Material und Methoden

Im Arbeitsfeld „Messtechnische Grundlagenermittlung“ charakterisierten die Forscher die Emissionen, die bei der Holzverbrennung in einem modernen Kamin entstehen. Dafür analysierten sie während der verschiedenen Abbrandphasen sowohl die gasförmigen als auch partikelförmigen Emissionen. Sie beschrieben die Abgasparameter wie Temperatur und Druck und den sich daraus ergebenden Abgasvolumenstrom. Ihr Ziel war es u.a., herauszufinden, wie sich die verwendete Holzart auf die gebildeten Luftschadstoffe niederschlägt. Für die Verbrennungsversuche verwendeten die Wissenschaftler einen Kaminofen des Herstellers Wodke Modell „COPA“ KK94. Es wurden die Brennstoffmasse, Temperaturen und Drücke, die Konzentration von ausgewählten gasförmigen Luftschadstoffen als auch die Konzentration und Partikelanzahlverteilung des Feinstaubes im Abgas bestimmt. Es wurde Buchen- und Fichtenholz in Form von genormten Holzscheiten verwendet, um gleich bleibende Bedingungen zu gewährleisten. Das Abbrandintervall betrug 35 min.

Messtechnische Grundlagenermittlung: Ergebnisse

1. Brennstoffanalyse:

Tabelle 1: Ergebnisse der Brennstoffanalysen für die unterschiedlichen Holzbrennstoffe

Brennstoff	H ₂ O- %	Aschegehalt %		Elementaranalyse %					Heizwert MJ kg ⁻¹	
		550°C	815°C	C	O	H	S	N	Ho	Hu
NSH Buche	9,9	0,57	0,38	50,4	43,9	5,56	n.n.	0,14	19,78	18,62
NSH Fichte	8,5	0,26	0,13	50,9	43,3	5,71	n.n.	0,12	20,21	19,03

2. Abgasparameter:

Die Messungen der Forscher ergaben, dass die maximale Abgastemperatur bei der Verbrennung von Buche im Mittel etwa 15 Kelvin höher liegt, als bei der Verbrennung bei Fichte. Buche verbrennt also bei höheren Abgastemperaturen. Der Abgasvolumenstrom ist jedoch für die verwendeten Brennstoffe nahezu identisch.

Tabelle 2: Übersicht der durchschnittlichen und maximalen Abgastemperaturen und -volumenströme als Mittelwerte der unterschiedlichen Abbrandzyklen

Brennstoff	Abgastemperatur [°C]		Abgasvolumenstrom [Nm ³ h ⁻¹]		
	Mittlere	Maximum	Minimum	Mittlerer	Maximum
NSH Buche	377±50	439±7	19±1	21±1	26±2
NSH Fichte	355±49	423±8	15±3	20±1	26±2

3. Gasförmige Emissionen

Die Forscher fanden bei der Untersuchung der Schadstoffe heraus, dass die Konzentrationen bei der Verbrennung von Fichtenholz deutlich höher sind, als die Emissionen, die beim Verbrennen von Buchenholz entstehen. Die einzelnen Werte sind in Tabelle 3 im Überblick einzusehen.



Tabelle 3: Übersicht der Ergebnisse als Mittelwerte (35 min Abbrand) der einzelnen Schadstoffkomponenten für den jeweiligen Holzbrennstoff

Brennstoff	NSH Buche		NSH Fichte	
	[ppm]	[mg Nm ⁻³ 13% O ₂]	[ppm]	[mg Nm ⁻³ 13% O ₂]
Kohlenstoffmonoxid	1897	2670	2453	3175
Methan	42	34	108	80
Gesamt Org.-C (VOC)	249	150	610	338
Benzol	6	24	17	61
Acetylen	11	14	41	49

4. Staubanalysen

Die analysierten Feinstaubproben zeigten eine Bandbreite verschiedener organischer Kohlenstoffverbindungen, darunter Aliphate, Benzolderivate und polyzyklisch aromatischen Kohlenwasserstoffe (PAK). Eine deutliche Unterscheidung sowohl in der Bandbreite der extrahierten Verbindungen als auch in der Intensität war bei der Feuerung mit verschiedenem Holz erkennbar. Der Feinstaub aus der Verbrennung von Fichtenholz zeigte deutlich höhere PAK-Gehalte und auch eine höhere Vielfalt an polyzyklischen aromatischen Verbindungen. Demnach ist der PAK-Gehalt der Fichtenholzaerosole etwa um das zehnfache höher als der PAK-Gehalt der Buchenholzaerosole. Bei dem Vergleich der Proben aus der Feuerung mit und ohne Katalysator konnten keine signifikanten Unterschiede in den Staubinhaltsstoffen festgestellt werden.

Auffallend war, dass für den Brennstoff Fichte deutlich geringere Konzentrationen an anorganischen Komponenten nachgewiesen werden konnten, als für den Brennstoff Buche. Die Konzentration der elementaren und organischen Kohlenstoffe hingegen, unterschied sich nur geringfügig. Bei den Analysen wurde festgestellt, dass die Extraktion polarer Verbindungen von den Ascheproben mit der gewählten Vorgehensweise nur bedingt möglich war. Die polare Verbindung 3-Methylcatechol d3, welche als Standard eingesetzt wurde, konnte bei Proben nach der Durchführung der Extraktion nicht per GC-MS detektiert werden. Im Gegensatz dazu war die Detektion der unpolaren PAK bei jeder Probe möglich. Anhand der PAK-Standardverbindungen konnte ein quantitativer Vergleich der PAK-Konzentrationen vorgenommen werden, mit der Annahme dass sich hinsichtlich der am Filter absorbierten und im Extraktionsmittel gelösten Stoffmenge ein festes Gleichgewicht einstellt. Es wurde eine Vielzahl von PAKs detektiert, die Bandbreite reichte von Naphthalin bis hin zu Coronen. Neben den hauptsächlich betrachteten EPA-PAK wurden auch zahlreiche oxidierte PAK (Derivate mit Sauerstoff als Heteroatom) gefunden, in Form von Keton- und Furanverbindungen.

Bei der thermoanalytischen Untersuchung entwich bei Temperaturen von 50 bis 200 °C in allen Proben Wasser. Im Temperaturbereich von 700 bis 800 °C konnte nur noch das Auftreten von Kohlenstoffdioxid festgestellt werden.

Die Massenkonzentration für die Gesamtstaubmessungen ist in Tabelle 4 dargestellt:

Tabelle 4: Messwerte der Gesamtstaubmessung der verschiedenen Brennstoffe in Anlehnung an die VDI 2066 nach den beiden Probenahmeverfahren

Brennstoff	Verfahren	Durchgangsnummer [$\text{mg Nm}^{-3} 13\% \text{O}_2$]									c	σ	Streuung	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9			Min	Max
NSH Buche	VDI	124	121	127							124	3	121	127
	VDI 70 °C				121	91	126	130	106	97	112	16	91	130
NSH Fichte	VDI	253	273	186							238	45	186	273
	VDI 70 °C				186	219	223	228	206	217	213	15	186	228

Die Machbarkeitsstudie: Feuerungsauswahl und Abscheider

Keine Einzelraumfeuerstätte wird jährlich so viel verkauft wie Kaminöfen. Allerdings verursachen Kaminöfen durch die schlechteren Feuerungs- und Regelungseigenschaften im Vergleich zu automatischen modernen Feuerungen einen Großteil der umweltschädlichen Schadstoffe aus privaten Haushalten. Mit Biomasse automatisch befeuerte Zentralheizungskessel hingegen produzieren deutlich weniger Emissionen. Durch die gleichmäßige Dosierung des Brennstoffs lässt sich die Leistung des Heizungskessels konstant über einen großen Leistungsbereich einstellen. Die unter den automatisch beschickten Anlagen im häuslichen Bereich am häufigsten verbreitete Feuerungsart sind Holzpelletkessel.

Die Forscher klassifizierten bei den Untersuchungen vier Prinzipien, um die partikelförmigen Verunreinigungen aus den Abgasen herauszufiltern: die Massenkraftabscheidung, die filternde Abscheidung über einen Gewebefilter, die elektrostatische Abscheidung und die absorptive Abscheidung über einen Wäscher. Die technische Verfügbarkeit, die Leistungsfähigkeit, die zu erwartenden Kosten sowie die Möglichkeit der Rauchgaskondensation bei den einzelnen Prinzipien werden in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 5: Vor- und Nachteile sekundärseitiger Minderungsmaßnahmen

Verfahren	Technische Verfügbarkeit	Feinstaubminderung	Kosten
Fliehkraftabscheider	++	--	++
Gewebefilter	+	++	0
Elektrostatische Abscheider	+	++	+
Nassabscheider	+	0/+	-
Rauchgaskondensation	+	+	0

Um auch sehr kleine Staubpartikel zu entfernen, wählten die Wissenschaftler die elektrostatistische Partikelabscheidung. Je kleiner die Partikel sind, desto schwerer lassen diese sich aus dem Abgas entfernen. Förderlich ist dabei die Bildung von Agglomeraten. Dieser Begriff stammt von dem lateinischen Wort agglomerare, das so viel bedeutet wie „zu einem Knäuel“ verbinden. Mittels Agglomeration wollen die Forscher die Partikel vergrößern, um eine bessere Abscheidung zu ermöglichen. Sie kombinierten die elektrostatistische Partikelabscheidung deswegen mit einem Agglomerationsabscheider. Der schematische Aufbau des Agglomerationsabscheiders sowie verschiedene Varianten zur Integration eines Elektroabscheiders können in der folgenden Abbildung nachvollzogen werden.

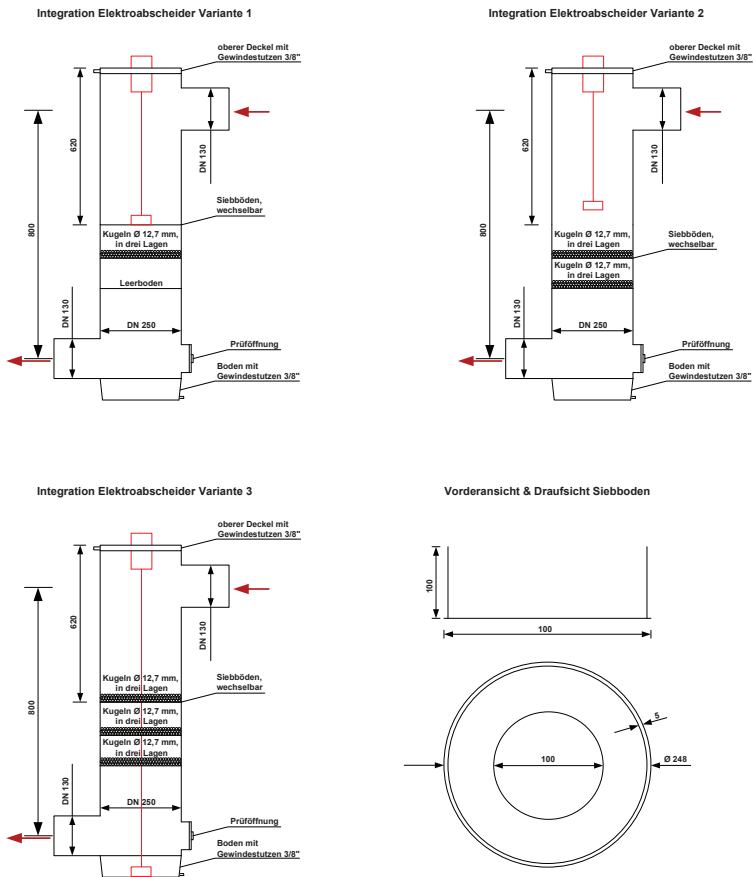


Abbildung 1: Aufbau eines Agglomerationsfilters mit unterschiedlichen Varianten zur Integration eines Elektroabscheiders

Die Machbarkeitsstudie: Regelungskonzept für Katalysatorerwärmung

Bei der Abgasreinigung durchläuft ein Katalysator verschiedene Verbrennungsphasen. In der Anfahr- als auch Ausbrandphase ist die durch Verbrennung entstehende Wärme jedoch nicht ausreichend, um die Anspringtemperatur der eingesetzten Katalysatoren zu erreichen. Damit während der gesamten Verbrennung optimale Reaktionstemperaturen für die gewünschte Katalyse erreicht werden, muss der Katalysator zusätzlich beheizt werden. Die Forscher erwogen eine dielektrische oder ohmsche Erwärmung und konnten sich auch den Einsatz von Heizgas vorstellen. Die Wissenschaftler bevorzugten die Regelung über eine Temperaturmessung. Weil bei einer computergestützten Regelung alle Parameter zusammengefasst werden können, erschien ihnen diese Methode geeigneter als die Nutzung eines Thermostats oder eines Kaltleiters.



Foto: Heraeus

Die Machbarkeitsstudie: Katalysatorauswahl

Für die Experimente wählten die Forscher drei unterschiedliche Katalysatoren. Einerseits waren dies zwei zylindrische Monolithwabenkörper des Unternehmens W.C. Heraeus mit einem Durchmesser von 4,66 Zoll, einer Länge von sechs Zoll und einer Zellendichte von 400 cps. Die Wabenkörperkatalysatoren sind etablierte Katalysatoren in der Abgasreinigung, kommerziell erhältlich und dadurch weniger preisintensiv. Als Trägermaterial wurde in beiden Fällen das Silikat Cordierit ausgewählt, welches sich durch eine hohe Temperaturbeständigkeit auszeichnet und in der Industrie bereits breite Anwendung findet. Für einen der beiden Katalysatoren wählten die Forscher Hopcalit als katalytisch aktive Komponente. Hopcalit kann Kohlenwasserstoffe sehr gut umsetzen, weist eine hohe Beständigkeit gegenüber Katalysatorgiften auf und ist ebenfalls nicht kostenintensiv. Zudem lässt es sich sehr gut durch Mikrowellenstrahlung erwärmen. Der zweite Katalysator enthielt die Edelmetalle Platin, Palladium und Rhodium. Platin und Palladium sind dafür bekannt, dass sie Kohlenstoffmonoxid und Kohlenwasserstoffe gut oxidieren können. In der Automobilindustrie finden Platin- und Palladium-Katalysatoren bereits breite Anwendung. Als drittes Modell entschieden sich die Wissenschaftler für einen Drahtgeflechtkatalysator, mit Edelstahl als Trägermaterial. Die katalytisch aktiven Komponenten waren Platin und Palladium.

Die Experimente: Aktivitätsuntersuchungen und experimentelle Charakterisierung der Katalysatoren

Um die ausgewählten Katalysatoren zu testen, entwickelten die Forscher eine katalytische Durchflussapparatur (KDA). Mit dieser sollte die Aktivität der Katalysatoren quantifiziert und vergleichbar gemacht werden. Da Methan neben Kohlenstoffmonoxid die Hauptkomponente unter denen im Abgas enthaltenen Schadstoffen ist, wählten es die Wissenschaftler als Modellschadstoff.

Entgegen den Erwartungen erzielten die Forscher mit dem Edelmetallkatalysator, der vorher mit Mikrowellenstrahlung behandelt wurde, während der ersten Aufheizphase bei gleicher Temperatur höhere Umsätze. Insgesamt war der Edelmetallkatalysator deutlich aktiver als der Hopcalitkatalysator. Am Edelmetallkatalysator war bereits bei 250 °C ein Methanumsatz zu verzeichnen. Demgegenüber oxidierte der Hopcalitkatalysator erst bei Temperaturen größer als 400 °C Methan.



Tabelle 6: Vergleich der kinetischen Parameter (frischer Zustand)

Kinetische Parameter	Edelmetallkatalysator	Hopcalitkatalysator
E_A in kJ mol^{-1}	63	104
k_{eff} in $\text{h}^{-1} \text{mg}^{-1}$	$3,87 \cdot 10^6$	$1,53 \cdot 10^8$

Mit einer Vergleichsapparatur (VGA) fanden die Forscher heraus, dass sich der Drahtgeflechtkatalysator positiv auf die Rußoxidation auswirkt. Unter herkömmlichen Bedingungen liegt das Maximum eines rein thermischen Abbrandes von Ruß bei 600 °C. Mit dem Drahtgeflechtkatalysator gelang es den Forschern, dieses Maximum auf 450 °C zu senken. Auch bei den in der VGA vorherrschenden Bedingungen setzte der Edelmetallkatalysator deutlich mehr Methan um als der Hopcalitkatalysator. Diese Ergebnisse erwarten die Forscher auch bei einer Maßstabsvergrößerung.

Über eine Texturanalyse anhand der Sorptionsisothermen (BET-Analyse) eruierten die Wissenschaftler beim Hopcalitkatalysator eine größere spezifische Oberfläche und eine größere Porenoberfläche im frischen Zustand als beim Edelmetallkatalysator. Porenvolumen und -durchmesser waren beim Edelmetallkatalysator größer. Im gebrauchten Zustand waren sowohl die spezifische Oberflächen, die Porenoberflächen als auch die Porenvolumina beider Katalysatoren geringer als im frischen Zustand, der Porendurchmesser hingegen war erhöht.

Hinsichtlich der Phasenzusammensetzung der einzelnen Katalysatoren stellten die Forscher mit der Röntgendiffraktometrie (XRD) vor und nach der Behandlung mit Mikrowellenstrahlung keine Unterschiede fest.

Die Experimente: Laboruntersuchungen mit Ozon zur Reduzierung gasförmiger und partikelförmiger Schadstoffe

Um möglichst viele Schadstoffe zu reduzieren, kann die Reaktion neben dem Einsatz eines Katalysators durch ein starkes Oxidationsmittel wie zum Beispiel Ozon beschleunigt werden. Inwieweit dieser Mechanismus für das Forschungsvorhaben verwendet werden kann, wurde überprüft. Dabei stand die Oxidation von Kohlenstoffbestandteilen der Asche als auch die katalytische Wirkung der Aschepartikel für die Oxidation von Kohlenstoffverbindungen aus der Gasphase im Mittelpunkt. Die Forscher wählten die Modellschadstoffe Kohlenstoffmonoxid, Methan und Toluol für die Untersuchungen aus. Kohlenstoffmonoxid ist aufgrund der einzuhaltenden Grenzwerte interessant. Methan ist eine sehr stabile, schwer oxidierbare Verbindung mit hohem Treibhauspotenzial und Toluol wurde als Beispielsubstanz für die im Abgas enthaltenen aromatischen Verbindungen gewählt.

Nach den Experimenten mit dem Ozongenerator befanden die Wissenschaftler Ozon für die Totaloxidation von Kohlenstoffverbindungen aus Asche für prinzipiell geeignet. Potentiell wäre damit auch eine Entfernung von an der mineralischen Asche sorbierten nichtflüchtigen organischen Verbindungen wie PAK oder Dioxinen sowie deren Vorläuferverbindungen möglich.

In den Untersuchungen wiesen die Wissenschaftler anhand der Kohlenstoffdioxidbildung bei Temperaturen bis 650 °C und der Kohlenstoffanalyse nach, dass organische Verbindungen von Ascheproben bei der Behandlung im mit Ozon beladenem Sauerstoffstrom

oxidiert werden. Da bei der eingesetzten Asche jedoch schon vor der Behandlung keine toxischen Verbindungen wie zum Beispiel PAK gemessen wurden, konnten die Forscher nicht deren Abbau untersuchen. Aus diesem Grund sollten weitere Untersuchungen mit einer toxisch stärker belasteten Asche durchgeführt werden. Das Ziel ist es nachzuweisen, dass eine Oxidation aller Schadstoffe möglich ist.

Die Untersuchungen zeigten, dass sowohl Kohlenstoffmonoxid als auch Toluol bei niedrigeren Temperaturen an mineralischer Asche als katalytische Oberfläche durch Ozon oxidiert wurden als im reinen Sauerstoffstrom. Sowohl das Ozon als auch die mineralische Asche selbst hatten einen Einfluss auf den Oxidationsprozess. Im Gegensatz dazu konnte die Oxidation von Methan weder durch mineralische Asche noch durch Ozon signifikant gefördert werden.

Nach dem Nachweis der Schadstoffreduzierung durch Ozon bleibt die Aufgabe, sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die Zweckmäßigkeit der Verwendung von Ozon zu prüfen. Der Einsatz von Ozon ist nur zweckmäßig, wenn eine Oxidation relevanter Verbindungen wie PAK bei so tiefen Temperaturen durchgeführt werden kann, dass die Einsparung der Wärme (zusätzliche Beheizung) die Kosten der Ozonbereitstellung überwiegt. Geklärt werden muss auch, auf welche Weise toxische Aschen entsorgt werden können und wie hoch der Aufwand der Entsorgung ist.

Die Experimente: Untersuchung der Erwärmungsmöglichkeiten

Weil Katalysatoren im Abgasstrom der Kaminöfen vor allem in der An- und Abfahrphase nur unzureichend erwärmt werden, ist eine externe Beheizung notwendig. Ob sich dafür die dielektrische oder eine direkte ohmsche Erwärmung der Materialien eignet, versuchten die Wissenschaftler in Experimenten herauszufinden.

Erwärmung des Drahtgeflechtkatalysators

Im Zuge des Projekts untersuchten die Forscher die dielektrische und die direkte ohmsche Erwärmung des Drahtgeflechtkatalysators. Keine der beiden untersuchten Erwärmungsmöglichkeiten zeigte jedoch ein befriedigendes Ergebnis im Sinne ausreichend hoher Temperaturen und einer homogenen Temperaturverteilung. Das inhomogene Temperaturprofil konnte weder der Feldstärke des angelegten HF-Feldes noch ortsgebunden den Materialeigenschaften zugeordnet werden. Sowohl veränderte Kontaktierungsvarianten im Falle der ohmschen Erwärmung als auch unterschiedliche experimentelle Anordnungen mit Variation der Isolationsschicht im Falle der HF-Erwärmung brachten nicht das gewünschte Ergebnis.

Erwärmungsversuche Schaumkörper

Die Wissenschaftler erwogen neben Metallen als Trägermaterial des Katalysators auch poröse offenzellige Schaumkörper. Vorteil dieser Strukturen ist die hohe makroskopische Porosität, was einen geringen Druckverlust bei gleichzeitiger gut verwirbelter Durchströmung bedeutet.

Die dielektrische und ohmsche Erwärmung wurde an verschiedenen Schaumkörpern untersucht. Für die Experimente wählten sie einen Al/Al₂O₃-Metallschaum, einen Vollmetallschaumkörper aus Aluminium, einen TiC-Schaumkörper sowie einen SiC-Schaumkörper mit Al₂O₃ als Binder und einen Schaumkörper aus Eisen mit einem Chromanteil von 17 Prozent. Die meisten Schaumkörper ließen sich nicht homogen und ausreichend stark dielektrisch

mit Radiowellen erwärmen. Grund war die gute elektrische Leitfähigkeit der Schaumkörper. Einzige Ausnahme bildete der SiC-Schaumkörper, der nicht elektrisch leitend war und auf über 200 °C erwärmt werden konnte. Auch die ohmsche Erwärmung der Schaumkörper zeigte keine befriedigenden Ergebnisse. Keiner der Schaumkörper konnte ausreichend mit Wechselstrom von 50 Hz erwärmt werden. Sowohl die erreichten Endtemperaturen als auch die Homogenität waren bei allen Proben unzureichend. Grund dafür war der zu geringe Widerstand, der eine effektive Leistungseingabe in den Schaumkörper verhinderte. Eine Ausnahme bildete auch hier wieder der SiC-Schaumkörper, dessen Widerstand wiederum zu groß war, um mit vertretbaren Spannungen effektiv Leistungen einzubringen.

Erwärmung der Wabenkatalysatoren

Bei den Wabenkatalysatoren wurde die Option der dielektrischen Erwärmung mit Mikrowellen untersucht. Es wurden Untersuchungen mit Volumenströmen von 36 und 10 m³ h⁻¹ als auch ohne Durchströmung durchgeführt, um eventuelle Strömungseinflüsse auf das Temperaturprofil im Katalysator beurteilen zu können. Die Vorlaufleistung wurde zwischen 300 und 1200 W variiert.

Für den Hopcalitkatalysator ergab sich eine stärkere Erwärmung als für den Edelmetall-Katalysator. Mit einer effektiven Leistung von 822 W (Vorlaufleistung 1200 W) wurde für den Hopcalitkatalysator bei einem Volumenstrom von 36 m³ h⁻¹ eine Temperaturerhöhung von 88 °C zwischen Reaktoreingang und -ausgang gemessen. Bei dem Edelmetall-Katalysator wurden bei gleichem Volumenstrom und Vorlaufleistung nur eine effektive Leistung von 733 W und eine Temperaturerhöhung von 40 °C erreicht.

Für den geringeren Volumenstrom von 10 m³ h⁻¹ waren die Endtemperaturen wie erwartet höher und ebenso die Temperaturunterschiede zwischen Reaktoreingang und -ausgang. Die Temperaturunterschiede lagen in etwa um das 2-3-fache höher als bei den Experimenten mit 36 m³ h⁻¹. Die Katalysatoren zeigten keine lineare Abhängigkeit der Endtemperatur von der eingestrahlten Leistung, sondern eine Abhängigkeit höherer Ordnung. Je heißer die Katalysatoren waren, desto mehr Energie der Mikrowellenstrahlung konnte in Wärme umgewandelt werden. Trotzdem reichten die Temperaturen nicht für die katalytische Nachverbrennung von Methan.

Zur Verbesserung der dielektrischen Erwärmbarkeit der Materialien wurde zusätzlich Kupfer(II)-oxid (CuO) in den Reaktor eingebracht. Kupfer(II)-oxid ist dafür bekannt, dass es sich gut dielektrisch erwärmen lässt. Bei den Untersuchungen zeigte sich deutlich, dass die Rücklaufleistung bei Anwesenheit von CuO geringer war und gleichzeitig höhere Temperaturen am Reaktorausgang zu verzeichnen waren.



Integration und Adaption der Systemkomponenten: Katalysator und Elektrostatik

Die im Rahmen des Projektes entworfene Versuchsanlage ist vergleichbar mit einem Rohrelektrofilter, bei dem zusätzlich Katalysatoren integriert werden können. Zur Abschirmung elektrostatischer Felder und zum Schutz vor hohen Berührungsspannungen umzäunten die Forscher die Anlage mit einem faradayschen Schutzkäfig. Sie verwendeten zwei unterschiedliche Elektrodenformen. Die eine Elektrode setzte sich aus parallel angeordneten Edelstahldrähten zusammen, die in der Mitte der zylindrischen Abscheideelektrode sternförmig angeordnet waren. Die zweite Elektrode bestand aus einer Zylinderbürste. Eine Spiralheizung auf der Anströmseite des Katalysators diente zur Regelung der Temperatur. Im Rahmen der Versuche wurden jeweils zwei Drahtgeflechtkatalysatoren verwendet. Das Trägermaterial bestand aus Edelstahl, welches mit Edelmetallen dotiert war.

Integration und Adaption der Systemkomponenten: Ohmsche Erwärmung für das Abluftreinigungssystem

Um eine emissionsarme und kontinuierliche Abluftreinigung zu gewährleisten, ist es vor allem in der An- und Abbrandphase notwendig, ausreichende Temperaturen für eine katalytische Schadstoffoxidation zu erreichen. Die durchgeführten Untersuchungen zur direkten ohmschen und dielektrischen Erwärmung brachten jedoch kein ausreichend befriedigendes Ergebnis. Daher wurde für die Katalysatorerwärmung die ohmsche Erwärmung über einen zusätzlich eingebrachten Heizdraht oder einen Rohrheizkörper als realisierbare Option ermittelt. Des Weiteren wurde die Regelung der Beheizung über die Widerstands-Temperatur-Charakteristik des Heizdrahtes geprüft.



Integration Heizdraht

Eine homogene Erwärmung der Drahtgestrick-Katalysatorscheibe konnte mit der Integration eines Heizdrahtes und der Trennung der einzelnen Drahtgestrickbänder mittels eines Isolierbandes aus Silikatfasern erreicht werden. Die Kontaktierung erfolgte am Mittelpunkt und der Außenseite der Katalysatorscheibe. Ohne Heizdraht konnte die Katalysatorscheibe aufgrund des hohen Widerstandes des Drahtgestrickes nicht realisiert werden. Die eingebrachte Leistung war zu gering bzw. die Temperaturen nicht hoch genug.

Nutzung der Temperatur-Widerstands-Charakteristik zur Temperaturregelung

Um die beschriebene Anordnung an die Erfordernisse der Praxis anzupassen, wurde die Regelung der Erwärmung über den temperaturabhängigen Widerstand des Heizdrahtes in Betracht gezogen. Dazu wurde die Widerstands-Temperatur-Charakteristik zum einen bei konventioneller Erwärmung und zum anderen bei ohmscher Erwärmung von zwei Heizdrähten untersucht.

Bei der konventionellen Erwärmung der Heizdrähte wurden irreversible Änderungen des Widerstandes beim Aufheizen und Abkühlen beobachtet, wahrscheinlich begründet durch Strukturveränderungen im Material. Erst nach mehrstündigem Ausheizen und mehrmaligem Aufheizen und Abkühlen wurde eine reproduzierbare lineare Temperatur-Widerstands-Charakteristik beobachtet. Problematisch erwies sich die Bestimmung der Temperatur-Widerstands-Charakteristik bei einer ohmschen Erwärmung des Heizdrahtes. Es traten Schwankungen auf, die jedoch keine gerichtete Tendenz in Abhängigkeit von der Temperatur zeigten. Ein abschließendes Ergebnis wurde in einem an den Realfall angelehnten Versuch erzielt, wobei ohmsche und konventionelle Erwärmung kombiniert untersucht wurden. Es zeigte sich, dass die durch Systemänderungen hervorgerufenen Widerstandsschwankungen (z.B. durch Anschalten des Ofens, Ein- und Ausschalten der ohmschen Erwärmung) einen deutlich höheren Bereich umfassen als die temperaturbedingten Widerstandsänderungen. Demnach ist der Einsatz des gebräuchlichen Chrom-Nickel-Heizdrahtes nicht umsetzbar.

Einsatz eines Rohrheizkörpers zur Erwärmung des Katalysators

Die Untersuchungen der mit Heizdraht und Isolierband gewickelten Katalysatorscheibe in der Feuerungsanlage zeigten, dass sich der Katalysator durch Ruß- und Staubablagerungen zusetzt und somit ein zu hoher Druckverlust entsteht. Um eine gute Durchströmung zu gewährleisten, wurde als Alternative eine ohmsche Beheizung mit einem Rohrheizkörper als Heizelement gewählt. Zur optimalen Nutzung des Rohrheizkörpers ist nach Meinung der Forscher auch eine katalytische Beschichtung denkbar. Allerdings ist, aufgrund der kleinen Oberfläche, eine Kombination mit einem weiteren Katalysatorkörper erforderlich. Für die Temperaturregelung wird nach Auswertung der durchgeführten Untersuchungen bei der praktischen Anwendung ein externes Thermoelement zum Einsatz empfohlen.

Arbeitspaket 6: Vorbereitung Phase II

Pflichtenheft zur Katalysatorerwärmung

Damit der Katalysator während des gesamten Verbrennungsvorgangs wirksam bleibt, muss dieser die für die katalytische Umsetzung erforderliche Mindesttemperatur aufweisen und ggf. zusätzlich beheizt werden. Um Ablagerungen von rußartigen Bestandteilen zu vermeiden, ist es sinnvoll, einen Abbrandmodus am Katalysator zu ermöglichen, bei welchem durch ausreichend hohe Temperaturen die kohlenstoffreichen Ablagerungen oxidiert werden. Wichtig ist auch ein Reinigungsmechanismus, damit die Aschebestandteile vom Katalysator entfernt werden.

Die Untersuchungen zeigten, dass die ohmsche Beheizung die praktikabelste Methode für die Katalysatorerwärmung ist. Diese Art der Erwärmung ist gegenüber der dielektrischen Erwärmung oder einer Erwärmung über Erdgas einfach umsetzbar und kann ohne größere sicherheitstechnische Anforderungen mit überschaubarem Investitionsaufwand installiert werden. Zur Umsetzung sind ein ohmsch erwärmbares Material, ein Vollmetallkatalysator, ein integrierter Heizdraht oder Heizkörper sowie eine elektrische Kontaktierung zur Leistungseinbringung notwendig.

Bei ausreichend großer Verbrennungswärme wird die Beheizung überflüssig. Um eine wirtschaftliche Nutzung zu ermöglichen, sollte daher eine Regelung mit einem Temperatursensor, wie zum Beispiel einem Thermoelement, erfolgen. Um auch weitere Verbrennungsparameter zu regeln, ist es sinnvoll, die Regelung entsprechend computergesteuert zu betreiben. Müssen keine zusätzlichen Parameter reguliert werden, kann die Katalysatorheizung einfach mit einem Bimetallstreifen oder einem Thermostat gesteuert werden. Die Initiierung eines Abbrandmodus kann durch die Kopplung mit einem Sensor zur Messung des Unterdruckes geregelt werden.

Pflichtenheft des Katalysators

Für den Einsatz in Biomasse-Kleinf Feuerungsanlagen sollte der Katalysator eine hohe katalytische Aktivität bezüglich der Totaloxidation von Kohlenwasserstoffen und damit verbunden hohe Umsätze organischer Schadstoffe gewährleisten. Als Reaktionsprodukt muss dabei vornehmlich Kohlendioxid gebildet werden. Wichtig sind auch möglichst kurze Verweilzeiten, was eine hohe Aktivität des Katalysators voraussetzt. Weiterhin muss ein geringer Druckverlust und eine hohe Temperaturbeständigkeit sichergestellt werden. Überhöhte Temperaturen können zum Aktivitätsverlust aufgrund von Sintervorgängen an der aktiven Oberfläche des Katalysators führen. Die chemische Beständigkeit ist abhängig von der Resistenz einerseits gegenüber den korrosiven Gasbestandteilen und andererseits gegenüber möglichen Katalysatorgiften, die den Katalysator deaktivieren. Daher sollten bei der Wahl des Katalysators die auftretenden Emissionen aus der jeweils eingesetzten Biomasse beachtet werden. Die mechanische Beständigkeit wird durch das strömende Abgas und durch auftretende Ablagerungen von Feinstäuben aus der Biomassefeuerung auf der Katalysatoroberfläche beeinflusst. Besonders wichtig für An- und Abfahrprozesse bei der Verbrennung biogener Festbrennstoffe ist es, die Anspring- und Arbeitstemperaturen des Katalysators möglichst gering zu halten, damit der autotherme Betrieb auch schon bei sehr niedrigen Abgastemperaturen erreicht werden kann, wo die höchsten Schadstoffkonzentrationen auftreten.

Konzept Einzelraumfeuerung (ERF)

Die primäre Emissionsminderung an einer Einzelraumfeuerung soll durch eine hohe Verbrennungsqualität der Biomasse erreicht werden. Dazu werden neben der Temperaturmessung im Feuerungsraum entsprechende Sensoren zu Messung der Restsauerstoffkonzentration und des CO/HC-Gehaltes im Abgaskanal platziert. Diese Regeleingangsgrößen werden durch Regelungsalgorithmen verarbeitet, wodurch die nötige Verbrennungsluftmenge angepasst werden kann. Somit ist eine bestmögliche Verbrennungsqualität und damit niedrige Emissionen an Luftschadstoffen gewährleistet. Des Weiteren soll durch einen elektrostatischen Staubabscheider, der zwischen Feuerung und Kaminrohr eingesetzt wird, die Abscheidung der partikelförmigen Emissionen realisiert werden. Dabei wird ein neuartiges elektrostatisches Staubabscheideprinzip genutzt, so dass trotz extrem hoher Aufladeeffektivität der Partikel nur sehr geringe elektrische Ströme fließen. Dadurch wird einerseits die benötigte elektrische Leistung für die Elektroabscheidung minimiert und andererseits die Radikalbildung durch Vermeidung von Plasmavorgängen reduziert. Zudem wird durch die zusätzliche Wärmeübertragungsfläche und die damit verbundene höhere Wärmeausnutzung der Wirkungsgrad der Feuerungsanlage gesteigert. Neben dieser Modifikation der Elektrostatik soll ein Katalysator vor dem Elektroabscheider angeordnet werden, um die oxidierbaren organischen Bestandteile bei ausreichend hohen Temperaturen am Katalysator zu entfernen. Gleichzeitig wird dadurch verhindert, dass sich in dem nachgeschalteten Elektroabscheider organische Stoffe auf den Partikeln ablagern. Durch vollständige Oxidation der organischen Schadstoffe werden die chemischen Abgasverluste minimiert und der Wirkungsgrad erhöht.

Konzept Multifuelkessel (MFK)

Beim technischen Konzept des Multifuelkessels soll die elektrostatische Abscheidung direkt in der Feuerungsanlage integriert werden. Dazu ist geplant, direkt nach der Primärverbrennungszone eine elektrostatische Abscheidung innerhalb der Nachverbrennungszone und dem Wärmeüberträger zu installieren. Hierbei wird die Aufladezone des Elektrofilters räumlich von der Abscheidezone getrennt. Damit sollen sich durch die Integration der Aufladezone in den Hochtemperaturbereich nur anorganische Partikel aufladen und gleichzeitig wird durch die vorhandene keramische Ummantelung in der Nachverbrennungszone eine Abscheidung der Partikel weitgehend verhindert. Besonders vorteilhaft bei diesem Prinzip ist es, dass sich die aufgeladenen Partikel vorwiegend nur in der nachgeschalteten Abscheidezone im Wärmeüberträger abscheiden und damit die Abreinigung des Staubes aus den Wärmeübertragerohren ohne die Deinstallation der Sprühelektrode erfolgen kann. Der nachgeschaltete Katalysator soll eine Reduktion und eine Oxidation der Produkte aus der unvollständigen Verbrennung erzielen, da diese bei weiterer Abkühlung unter anderem zu Rußvorläufern und polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK) führen. Um die benannten Komponenten sinnvoll zu integrieren, bedarf es außerdem eine abgestimmte Verbrennungsregelung. Deshalb soll die vorhandene Kesselsteuerung optimiert und für die Anwendung der integrierten Minderungsmaßnahmen adaptiert werden.

Zusammenfassung

Die im Rahmen dieses Projektes erarbeitete Übersicht der bereits am Markt verfügbaren und noch in Entwicklung befindlichen Techniken zur Reduzierung von Emissionen aus Biomassefeuerungen zeigt, dass weiterhin erheblicher Forschungsbedarf besteht. Die Novellierung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes sieht eine drastische Reduzierung von Luftschadstoffen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen vor. Wird Holz in modernen Zentralheizungskesseln verbrannt, können bei Vollast die geforderten Grenzwerte eingehalten werden. Allerdings führt eine Änderung der Holzzufuhr auch bei diesen modernen Zentralheizungskesseln kurzzeitig zu drastischen Emissionsanstiegen. Durch Feuerraum- und Regelungsoptimierung müssen deswegen auch in Zukunft die Schadstoffe weiter reduziert werden. Die typischen einfachen Kamine, die per Hand befeuert werden, sind zwar unter Typenprüfbedingungen zur Einhaltung der Grenzwerte geeignet, im Praxisbetrieb jedoch werden die Schadstoffwerte ohne zusätzliche Maßnahmen im Normalfall überschritten.

Neben der Entwicklung spezieller Katalysatoren ist es notwendig, durch neue Verfahren eine Staubabscheidung zu erreichen. Herkömmliche Katalysatoren sind dafür nicht geeignet. Die durchgeführten Experimente zeigen, dass eine Minderung von Kohlenstoffmonoxid und organischen Verbindungen möglich ist. Die elektrostatische Vorabscheidung der Stäube kann die Staubbelastung des Katalysators deutlich reduzieren. Damit lässt sich eine Verblockung des freien Strömungsquerschnittes verhindern. Somit ist es möglich, die Standzeit zu erhöhen und die Reinigungsintervalle zu verlängern. Ein Einfluss der katalytischen Abgasnachbehandlung auf die Staubzusammensetzung konnte nicht eindeutig nachgewiesen werden. Einen drastischen Einfluss schlossen die Forscher aufgrund der Untersuchungsergebnisse jedoch aus. Zur detaillierten Untersuchung ist es ihren Angaben nach notwendig, die Staubprobennahme in einer größeren Messreihe durchzuführen.

Die Untersuchungen zeigen damit auch, dass weiterhin ein erheblicher Forschungsbedarf vorhanden ist, um ausreichend aktive und langzeitstabile Katalysatoren zu entwickeln. Aufbauend auf den Erkenntnissen dieses im Dezember 2010 abgeschlossenen Forschungsvorhabens zur katalytisch unterstützten Minderung der Emissionen aus Kleinfeuerungsanlagen planen die Wissenschaftler weitere Untersuchungen zur Abgasreinigung. Das Deutsche Biomasseforschungszentrum erhält zusammen mit mehreren Industriepartnern und weiteren Forschungseinrichtungen eine Förderung des Bundesumweltministeriums für das Nachfolgeprojekt „Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinfeuerungen“ (FKZ: 03KB051). Sowohl an Kaminen, die manuell befeuert werden, als auch an vollautomatischen Multifuelkesseln sollen katalytische und elektrostatische Verfahren der Abgasreinigung entwickelt werden und praxisnah in den Bau von Prototypen einfließen.

Die Ergebnisse des Projekts haben bereits dazu geführt, dass Unternehmen wie die Spartherm Feuerungstechnik GmbH und die A.P. Bioenergietechnik GmbH sowie Katalysatorenhersteller unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten Chancen sehen, einen Prototypen herzustellen.

Den Marktpreis schätzen die Forscher in Abhängigkeit von der Größe und der Art der auszurüstenden Feuerungsanlage zwischen 1.000 Euro bei 10-kW-Kaminöfen und 15 000 Euro bei Multifuelkesseln mit 100 kW. Zudem erwarten die Autoren durch eine europaweite Nachfrage einen Beschäftigungseffekt nach der Markteinführung solcher Katalysatoren. Die geplanten Technologieentwicklungen können nach Angaben der Wissenschaftler auf weitere Bereiche wie die Abgasreinigung in Industrieanlagen und die chemische Prozesstechnik im Allgemeinen angewendet werden. Dadurch haben die Entwicklungen ein hohes Potenzial für die Breitenanwendung, zum Beispiel in der heterogenen Gasphasenkatalyse der Kunststoffindustrie, der Sanierungstechnik und beim Einsatz von Lösungsmitteln.



Nachhaltigkeit

Biomasse-Kleinf Feuerungen erzeugen CO₂-neutrale Wärme. In Deutschland beträgt die Zahl der Biomassekleinf Feuerungen derzeit ca. 15 Millionen² (14 Mio. ERF, 1 Mio. Kessel). Der Anteil der Biomasse an der Wärmebereitstellung soll deutlich ansteigen. Ohne die gezielte Entwicklung neuer Verfahrens- und Anlagentechnik im Kleinf Feuerungsbereich ist der nachhaltige Ausbau der klimaschonenden regenerativen Wärmebereitstellung durch feste Biomasse nicht realisierbar. Es sind deshalb weitere Kooperationsforschungen sowohl grundlagen- als auch anwendungsorientiert notwendig, um die Emissionsreduzierung zur Einhaltung der Grenzwerte zu gewährleisten. Zudem ist die Minderung von toxischen Schadstoffen wie polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK) und flüchtige organische Verbindungen (VOC) sowie polychlorierte Dioxine und Furane (PCDD/F) in Verbindung mit submikronen Staubpartikeln und Ruß bei der thermischen Biomasseverwertung ein wesentliches Aufgabenfeld. Insbesondere Einzelraumfeuerstätten wie auch der Altbestand an Zentralheizungskesseln können ohne zusätzliche Maßnahmen die strengen Grenzwerte der novellierten 1. BImSchV nicht einhalten. Somit würden diese Anlagen nicht mehr zur Reduzierung von CO₂-Emissionen bei der Wärmeerzeugung in Haushalten beitragen können. Das Treibhausgas-Minderungspotential des Vorhabens lässt sich berechnen, indem sowohl der Bestand der jährlich installierten Neuanlagen als auch ein geringerer Prozentsatz an Altanlagen der Einzelraumfeuerstätten sowie Zentralheizungskessel berücksichtigt werden. Es wird bei der Berechnung davon ausgegangen, dass nach erfolgreicher Entwicklung eines katalytischen Abgasreinigungsverfahrens 20 % der neu installierten Einzelraumfeuerungen sowie 3 % der Altanlagen mit diesem Aggregat ausgerüstet werden. Auch Zentralheizungskessel (Pelletkessel) für alternative Brennstoffe (Stroh, Heu, u.a. Halmgutartige) mit einem Anteil von 10 % können am Markt eingesetzt werden. Die auf die Energiemenge bezogene Menge an eingespartem CO₂ beim Einsatz CO₂-neutraler Energieträger in Zentralheizungen beträgt 0,30 t/MWh gegenüber Öl. Bei Einzelraumfeuerstätten ergibt sich aufgrund des geringeren Wirkungsgrades ein Wert von 0,20 t/MWh. Die genannten Feuerungen sind für den Einsatz im Haushalt interessant. Auch im gewerblichen Bereich, der jedoch in der Betrachtung zunächst nicht berücksichtigt wird, sind Anlagen mit der Technik nachrüstbar.

Pro Euro Fördermitteleinsatz wird eine THG-Minderung von ca. 0,77 t CO₂ bei einer Projektlaufzeit von 2,25 Jahren erhalten. Das Gesamt-THG-Minderungspotenzial beträgt rund 0,37 Mio. t CO₂. Die zukünftige Steigerung der Anlagenzahlen zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung führt in den nächsten Jahren zu einer weiteren Vergrößerung des THG-Minderungspotenzials.

² www.umweltbundesamt.de/uba-info-medien/dateien/2318.htm (Stand: 24.04.2012)