



Festschrift

Konferenz

5 Jahre Förderprogramm

„Energetische Biomassenutzung“:

Wege zur effizienten Bioenergie



**Energetische
Biomassenutzung**



Energetische Biomassenutzung

Schriftenreihe des Förderprogramms
„Energetische Biomassenutzung“

BAND 15

Festschrift

Konferenz 5 Jahre Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“:
Wege zur effizienten Bioenergie

Herausgegeben von
Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

Gefördert vom



Koordiniert vom



Wissenschaftlich
begleitet vom



Impressum

Herausgeber

Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

Kontakt

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
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 Förderprogramms
„Energetische Biomassenutzung“
www.energetische-biomassenutzung.de

Layout & Herstellung

Steffen Kronberg
Angela Gröber

Druck

Fischer Druck, Leipzig

Förderung

Erstellt mit finanziellen Mitteln des Bundesministeriums
für Wirtschaft und Energie, Berlin (BMWi)

ISSN 2199-2762

© Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Druckerzeugnisses darf ohne schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf anderen digitalen Datenträgern.

Alle Rechte vorbehalten.

© DBFZ 2014

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	7
Fünf Jahre Forschung	10
Forum 1 - Emissionsminderung und Effizienz in Kleinf Feuerungsanlagen	
Emissionsarmer Kaminofen „DBU-NEKO“	19
Emissionsminderung durch integrierte & kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinf Feuerungen: Multifuelkessel	30
Entwicklung eines Hochtemperaturübertragers für die Kopplung von Biomassekesseln mit einem Stirlingmotor	40
Elektrostatischer Feinstpartikelabscheider zur flexiblen Anpassung an Biomassekessel	52
Elektrostatisches Staubfiltersystem für Biomassekessel	56
Emissionsminderung durch integrierte & kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinf Feuerungen: Einzelraumfeuerung	68
Entwicklung von emissionsarmen häuslichen Feuerstätten für feste Brennstoffe	77
Verbrennung alternativer Biomassen in einer Kleinf Feuerungsanlage mit wassergekühltem Brennerkopf	85
Forum 2 - Mehr Effizienz in Biogasanlagen	
Biogasgewinnung aus lignozellulosehaltigen Reststoffen	93
Erschließung von Pferdemit als Gärsubstrat für Biogasanlagen	101
REMISBIO - Maßnahmen zur Reduzierung von Emissionen von Biogasanlagen	112
Entwicklungen im effizienten Betrieb von Biogasanlagen - Ergebnisse einer Umfrage unter Anlagenbetreibern in Baden-Württemberg	126
Mobile Versuchsanlage zur Ertragssteigerung/Prozessoptimierung von Biogasanlagen (VESBA)	137
MultiSens - Multipositionssensorik und lanzen-basierte Probenahme zur Optimierung und Flexibilisierung von Biogasprozessen	147
Optimaler Einsatz der Mischtechnik in Biogasreaktoren	157
LEIPZIGER SCHAUMTESTER – Testset und dessen Verwendung zur Bestimmung der Schaumneigung von Substrat in Biogasanlagen	171



Forum 3 - Neue Brennstoffe

Das Bundesmessprogramm und die Transformation des Energiesystems	176
Methodenvergleich zur Teeranalytik auf Basis von SPA und nasschemischen Verfahren bei der thermochemischen Biomassevergasung	189
Charakteristische Eigenschaften von Torrefizierungsprodukten in Abhängigkeit vom Torrefizierungsgrad	202
Ermittlung der Reaktionskinetik unterschiedlicher torrefizierter Biomassen	211
Main Pellet	219
Untersuchungen zur Heißgasfiltration von Produktgasen aus Biomassevergasungsprozessen in Kombination mit katalytischem Teer-Cracken	226

Forum 4 - Flexible Bioenergiebereitstellung

Beitrag der Bioenergie zur Energiewende aus energiewirtschaftlicher Sicht	239
Entwicklung und Praxiserfahrung der bedarfsgerechten Strombereitstellung aus Biogas	248
Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biomasse – ein effizienter Weg zur Energiewende 2.0	260
Flexible dezentrale Energiebereitstellung durch Konversion biogener Gase zur Nutzung in Brennstoffzellen	270
Flexible Biogaskonzepte im wirtschaftlichen Vergleich	275
Biogenes Methan in Deutschland: Potenziale und Flexibilitätsoptionen	285
Flexible Vermarktung von Strom aus Biogas mit dem EEG 2012 – Chancen und Grenzen	292
Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung – ein Branchenleitfaden zu Markt, Einsatzmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeit	301

Vorwort

Fünf Jahre Förderprogramm „Förderung von Forschung und Entwicklung zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ (kurz: „Energetische Biomassenutzung“) – Das ist kurz zusammengefasst:

- praxisnahe Erforschung von zukunftsweisenden effizienten Technologien, Verfahrens- und Prozessoptimierungen mit Demonstrations- und Pilotcharakter
- für eine nachhaltige und effiziente Erzeugung von Strom und Wärme
- aus Biomasse und biogenen Rest- und Abfallstoffen
- in 90 Verbundvorhaben.

Das sind vor allem aber auch Forscher aus 225 Einzelprojekten in 160 unterschiedlichen Institutionen, 22 Pilot- und Demonstrationsvorhaben und 27 neue Konzepte & Verfahrensoptimierungen (Technologien und Verfahren), sowie vernetzte und motivierte Wissenschaftler, die gemeinsam neue Ideen und Produkte entwickeln.

2008 initiierte das Bundesumweltministerium (BMU) das Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ mit 36 Projekten aus ganz Deutschland. 2011 wurde das Programm im Zuge der zukünftigen Herausforderungen einer flexiblen Energieversorgung, einer nachhaltigen Rohstoff- und Ressourcennutzung sowie der Klimaschutzziele und dergestalteten Rahmenbedingungen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) neu ausgerichtet. Neben der Weiterentwicklung wettbewerbsfähiger Technologien und Verfahren wird vor allem auf die Erprobung von vielversprechenden Pilot- und Demonstrationsanlagen mit hohem Marktpotenzial gesetzt. Mit der Umstrukturierung der Zuständigkeiten in den Ministerien nach der Bundestagswahl 2013 wird das Programm seit 2014 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert.



Am 14. und 15.11.2013 fand die Jubiläums-Konferenz des Förderprogramms unter dem Motto „Fünf Jahre Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ – Wege zur effizienten Bioenergie“ mit über 200 Teilnehmern aus Wissenschaft, Praxis und Politik in Leipzig statt. Auf der Jahreskonferenz zog das Förderprogramm Bilanz und Wissenschaftler sowie An-

wender stellten effiziente und nachhaltige Lösungen im Bereich der Bioenergie vor. Ein Resümee der Veranstaltung liegt Ihnen mit dieser Festschrift vor. Im Fokus der Veranstaltung standen besonders Projekte, deren Forschung sich vor allem durch hohe (Klima-)Effizienz, hohe Verstromungswirkungsgrade bei gleichzeitiger Wärmenutzung, Erhöhung der Substratflexibilität oder auch die Anpassung und Regelbarkeit für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung auszeichnen.

Die Technologieentwicklung systematisch in den Blick genommen hat ein Workshop am Rande der Konferenz. Im Projekt „Meilensteine 2030 - Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen nachhaltigen Bioenergiestrategie“ analysieren die Wissenschaftler, je nach erwarteten Rahmenbedingungen und Lerneffekten, unterschiedliche Szenarien für das Jahr 2050, die sowohl die politischen Prioritäten als auch die Ressourcenverfügbarkeit und etwaige Auswirkungen der Nutzung berücksichtigen. Die hierbei verwendeten Technologiedaten und Ergebnisse werden in einem mehrstufigen Prozess mit Experten aus dem Förderprogramm, der Politik und Praxis diskutiert und abgeglichen.

Die Zukunft der Bioenergie in Hinblick auf die aktuellen politischen und wissenschaftlichen Entwicklungen beleuchteten besonders Herr Dr. Dreher (ehemals BMU, jetzt BMWi) und der Generalsekretär des Sachverständigenrates für Umweltfragen Prof. Dr. Hey in Ihren Vorträgen. Sie betonen, dass der Ausbau der Bioenergie nicht durch Erhöhung der Anlagenzahl ge-

währleistet werden könne, sondern durch Qualität. Hey plädiert dabei für einen klugen Einsatz von Biomasse, der nur gelänge, wenn angepasste und erprobte Technologien auf dem Markt seien. Damit Bioenergie jedoch umweltverträglich und kostengünstig genutzt werden könne, ist noch einiges an Forschung und Entwicklung zu leisten, unterstreicht Herr Dr. Dreher. Und genau dieser Technologienentwicklung und -optimierung hat sich das Förderprogramm verschrieben.

Die Besonderheit des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ liegt ganz klar darin, dass es das bisher wenig genutzte Potenzial der biogenen Reststoffe adressiert. Ob Reststoffe aufgrund ihrer ökologischen Vorteile und ihres Wertschöpfungspotenzials die Lösung für eine nachhaltige Bioenergienutzung sein könnten, wurde kontrovers auf der Podiumsdiskussion zur Konferenz „Bioenergie aus Reststoffen – Verheißung oder Schuss in den Ofen?“ diskutiert. Bei den betrachteten Reststoffen handelt es sich vor allem um Reststoffe aus dem häuslichen, gewerblichen und industriellen Bereich, um kommunalen Grünschnitt, Naturschutz- und Landschaftspflegematerialien. Die Podiumsdiskussion brachte nachdrücklich zum Ausdruck, dass geeignete Rahmenbedingungen für die Nutzung von Reststoffen gegeben sein müssen und ihre Erschließung „mit Augenmaß“ erfolgen müsse.

Die Anwendungen verschiedener Bioenergietechnologien haben einen hohen Forschungs- und Entwicklungsstand erreicht und machen sich für die künftigen Herausforderungen einer nachhaltigen Energieversorgung zunehmend bereit. So kann man gespannt sein, was das Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ in den nächsten Jahren an Erneuerungen in Richtung Klima-, Kosten- und Energieeffizienz auf den Weg bringt, um Biomasse künftig zielgerichtet und hochwertig zur Energieversorgung zu nutzen. Denn eins ist sicher, nur so kann die Bioenergie im Markt von morgen bestehen.

Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän

Leiterin der Programmbegleitung des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“

Leipzig, im April 2014

Fünf Jahre Forschung für Nachhaltigkeit und Effizienz im Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“

Daniela Thrän & Diana Pfeiffer

Bioenergie ist erneuerbar, aber nicht unbegrenzt – das ist Fakt! Ohne die Bioenergie kann die Energiewende von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern jedoch kaum gelingen – bietet sie doch flexible, dezentrale und effiziente Lösungen zur Bereitstellung von Wärme, Strom und Kraftstoffen. Die technischen Konzepte und Verfahren sind teilweise entwickelt, bedürfen aber der schrittweisen Verbesserung in Richtung Brennstoffausnutzung, Klimagaseinsparung und kostengünstiger Bereitstellung – sowie der Anpassung und Weiterentwicklung zur Nutzung von Reststoffen für die Bereitstellung von Bioenergie. Diesem Ziel hat sich das Programm „Förderung von Forschung und Entwicklung zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung“ (kurz: „Energetische Biomassenutzung“) verschrieben (BMU 2011). Der Förderschwerpunkt des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ liegt dabei vor allem auf der Optimierung der Biomassebereitstellung, insbesondere der besseren Verfügbarmachung von Reststoffen und auf der Konversion in Bioenergeträger, insbesondere auf der Anlagentechnik. Es setzt hierbei gleichermaßen auf effiziente und nachhaltige Technologieentwicklung und innovative Konzepte. Entsprechend wird im Förderprogramm zunehmend die Bewertung der Effizienz von Bioenergie im Kontext der Nachhaltigkeitsdiskussion behandelt. Eine breit aufgestellte Forschung ist notwendig, um Bioenergie fit zu machen für die künftigen Aufgaben, aber auch um schrittweise gemeinsam mit einem abgestimmten Gesamtenergiekonzept zu gelangen. Das Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ liefert hierfür wichtige Bausteine und bietet die Plattform für den notwendigen wissenschaftlichen Austausch. Nach fünf Jahren Laufzeit zeigen 90 Verbundvorhaben (davon 45 abgeschlossen) bereits vielversprechende Ansätze für Optimierungsmöglichkeiten.

Begriffsbestimmung „Effiziente Bioenergie“

Unter Effizienz wird allgemein das Verhältnis zwischen Nutzen (bzw. der erwünschten Leistung) und dem Gesamtaufwand für diese Leistung verstanden (Output vs. Input), (Pehnt 2010). Im Detail gibt es jedoch z. T. große begriffliche Unterschiede und Anwendungsmöglichkeiten.

Die Verwendung des Effizienzbegriffes und die entsprechende Bestimmungsmethode hängen in erster Linie von der Frage- bzw. Zielstellung im Projekt bzw. Betrachtungsraum ab. Die Bezugsgröße spielt dabei eine wichtige Rolle. Effizienz muss sich jeweils auf den limitierenden Faktor bzw. das vordringliche Ziel beziehen; das ist jedoch wissenschaftlich nicht abschließend festlegbar und vor allem auch gesellschaftlichen und politischen Prioritäten und Rahmenbedingungen unterworfen. Je nach Blickwinkel sind die Schlüssel-

größen z. B. die Kosten (Kosteneffizienz), die Treibhausgase/Klimaschutz (Klimaeffizienz), die Energie(-einsparung) (Energieeffizienz), die Fläche (Flächeneffizienz), die Ressourcen (Ressourceneffizienz) oder Kombinationen hiervon, z. B. flächenbezogene Energieeffizienz. Ausgehend vom Konversionsprozess ist die erste Effizienzgröße der Wahl, der Wirkungsgrad. Je nach Nutzungsart bestimmt man den thermischen, elektrischen oder chemischen Wirkungsgrad für Kraftstoffe oder eine Kombination mehrerer Wirkungsgrade. Aktuell liegen typische Wirkungsgrade für die Wärmebereitstellung aus Biomasse bei 70 – 91 % (Hartmann 2013, FNR 2013) und für die Strombereitstellung bei 10 – 35 % (Hofbauer 2013). Kombinierte GuD-Kraftwerke und Brennstoffzellen können auch höhere Wirkungsgrade erreichen.

Der effiziente Beitrag der Bioenergie im Energiesystem muss auch auf die systemtechnische Effizienz abzielen. Hier stehen eindeutige Ziele und Bezugsgrößen zurzeit noch aus. Mit zunehmendem Beitrag fluktuierender erneuerbarer Energieträger sind z. B. der Versorgungsbeitrag zur Bereitstellung kohlenstoffbasierter Kraftstoffe für bestimmte Verkehrsträger (Lkws, Schiffe, Flugverkehr) und die bedarfsgerechte Strombereitstellung zu betrachten. Dies bedeutet zum Beispiel, dass die flexible Bereitstellung von Strom in Zeiten wenn keine Wind- oder PV-Energie verfügbar ist, einen effizienten Beitrag zur Deckung der Residuallast liefern muss. Dabei können insbesondere die Bioenergiekonzepte eine hohe Effizienz erreichen, die die Reichweite der fluktuierenden erneuerbaren Energieträger erhöht. Dies umfasst z. B. neue Verfahren, wie Power to Gas / Gas to Power / Power to Heat, Methanierung / Elektrolyse, effektive Speichermedien (z. B. Erdgasspeicher), Brennstoffzellen, als auch vorkonditionierte Brennstoffe. Die Frage, die sich hier vor allem stellt, ist, welche Effizienzgrößen über die technischen hinaus zur Optimierung dieser Systeme geeignet sind.

Betrachtet man schließlich den angestrebten Beitrag zum Klimaschutz, ist Effizienz anhand der einsparbaren Klimagase zu bewerten: Dies soll folgendes Beispiel verdeutlichen: Aus 100 kg Holz kann man theoretisch 1.000 MJ Wärme gewinnen und dabei 35 kg CO₂-Äq. einsparen (gegenüber Wärme aus Erdgas), 385 MJ Strom und 53 kg CO₂-Äq. einsparen (gegenüber dem deutschen Strommix) oder 620 MJ Diesel und 52 kg CO₂-Äq. einsparen. Im Gegensatz dazu würden 200 kg zusätzliche CO₂ ausgestoßen werden, wenn das Holz aus dem Regenwald stammt. Weiterhin spielen bei der Klimatschutzbetrachtung u. a. die Flächeneffizienz, Kosteneffizienz und effiziente Konzepte für Regionen eine wichtige Rolle. Wie wichtig solche Aspekte sein können, zeigt die Betrachtung begrenzter Flächen: hier ist ein möglichst hoher Energieertrag bzw. Klimaschutzbeitrag pro Fläche die Effizienzgröße. Reststoffe erhalten damit bei dieser Betrachtung große Vorteile.

Bei der Effizienz stimmt zunächst einmal immer „Mehr raus mit weniger Einsatz!“ bzw. je höher der Output im Vergleich zum Input, desto effizienter ist die Bioenergie. Entscheidend sind jedoch vor allem die bereits erwähnten Bezugsgrößen und das Betrachtungssystem. Um diese adäquat zu definieren, ist eine zielorientierte Effizienzdiskussion und -bewertung notwendig. Die Debatte zur Nachhaltigkeit gibt dabei die Rahmenbedingungen vor, welche Effizienzen prioritär zu betrachten sind.

Effiziente Bioenergienutzung - der Ansatz im Förderprogramm

Gemäß des Programmziels sollen die Vorhaben im Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ einen konkreten Beitrag zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung (BMU 2011) leisten. Neben der Klimaeffizienz hat sich das Programm Effizienzziele entlang der Prozesskette von der effizienten Erschließung und Nutzung der biogenen Reststoffe für die unterschiedlichen Stoffströme, über die Entwicklung und Optimierung von klima- und energieeffizienten Technologien bis hin zur nachhaltigen und effizienten Erzeugung und Nutzung von Bioenergieträgern für Strom und Wärme aus Biomasse und biogenen Rest- und Abfallstoffen gesetzt. (BMU 2011). Für eine ganzheitliche Effizienz- und Nachhaltigkeitsbewertung müsste man jedoch lösungsorientiert schrittweise Antworten auf darüber hinausgehende Fragen rund um die gesamte Bereitstellungskette und des Gesamtsystems diskutieren, d. h. unter anderem die Aspekte der Flächennutzung und die Verteilung und Nutzung der Bioenergieträger.

Das Klimaschutzziel adressiert das Förderprogramm vor allem durch die Förderung des bisher wenig genutzten Potenzials der biogenen Reststoffe. Durch die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen, die in land- und forstwirtschaftlichen sowie anderen Produktionsprozessen anfallen, lassen sich im Vergleich zu angebaute Biomasse (Energiepflanzen) nennenswerte THG-Einsparungen erzielen.

Schrittweise Effizienzsteigerungen sind auf verschiedenen Ebenen notwendig und möglich: in den vergangenen Jahren wurden z. B. die technischen Wirkungsgrade bei der Wärmebereitstellung in Kleinanlagen um durchschnittlich 0,3 – 0,7 % pro Jahr (ZIV 2012) und bei der Strombereitstellung in Biogas-BHKWs um 0,2 – 0,5 % pro Jahr gesteigert (Döhler et al. 2011). Dabei sind die nachhaltigen Reststoffpotenziale in Deutschland mit ungefähr 250 PJ begrenzt (Adler et al. 2014 + DBFZ, unveröffentlichte Daten), jedoch dauerhaft verfügbar und bisher teilweise noch ungenutzt. Es liegt auf der Hand, dass die vorhandenen Ressourcen effizienter eingesetzt werden müssen. Insbesondere die schwieriger zu verwertenden Stoffe sind dabei bisher ungenutzt geblieben. Aber es lohnt sich, insbesondere aus Kosten- und Klimaschutzgründen, diese Potenziale weiter zu erschließen.

Das Spektrum der untersuchten Rest- und Abfallstoffe im Förderprogramm reicht von landwirtschaftlichen Reststoffen (Stroh, Mist, Heu), Alt- und Restholz über Landschaftspflegematerialien bis hin zu häuslichen (Bioabfall) und industriellen Rest- und Abfallstoffen (Altfette, Biotreber, Mühlenreste, Lignin aus Abblauge). Beispiele für die verschiedenen untersuchten Einsatzmöglichkeiten, technischen Umsetzungsmöglichkeiten und Emissionsminderungspotenziale von Reststoffen finden sich in den Projektbeispielen (siehe Boxen). Im Sinne einer zielorientierten Effizienzdiskussion und -bewertung rund um Bioenergie ist es jedoch wichtig, sich auf bestimmte Rahmenbedingungen je nach Ziel- und Fragestellung bzw. nach Produkt, Prozess oder Verfahrensweg zu einigen. Dies ist umso wichtiger, da im Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ insgesamt 90 Vorhaben und 225 Projektpartner aus 160 verschiedenen Institutionen der Wissenschaft und Praxis forschen. Ziel ist es nicht, eine auf alle Projekte im Förderprogramm anwendbare einheitliche Methodik, Definition und Kriterien zu entwickeln bzw. Effizienzziele zu evaluieren, sondern Vorschläge für adäquate Effizienz-Indikatoren für bestimmte Frage- und Zielstellungen zu geben und die Umsetzung bisheriger Effizienzziele aufzuzeigen.

Eine auf die Vorhaben im Förderprogramm anwendbare Nachhaltigkeitsdiskussion ist bereits seit 2010 auf den Weg gebracht worden und wird weiter fortgeführt (Thrän & Pfeiffer 2013a). So wurde die Anwendbarkeit vorhandener Nachhaltigkeitskonzepte auf das Förderprogramm (insbesondere auf die technologiefokussierten Projekte), sowie der Einfluss

Effizienz im Sinne der Nebenproduktnutzung

Bier- & Demotreber – Optimierte energetische Nutzung eines nassen Abfalls (Biotreber) durch Kombination biologischer, mechanischer und thermischer Verfahren (03KB038/75)



- **Ziel:** Entwicklung eines geeigneten Verfahrenskonzepts zur kombinierten Verbrennung und Vergärung von Biotrebern (nasser, faserhaltiger Reststoff)
- **Nachhaltigkeits- & Effizienzziel:** Reststoffnutzung, THG-Minimierung, Übertragungspotenzial (Imagegewinn), effiziente Wärmenutzung
- **Rohstoffeinsatz:** Gerste & Weizen >> Biotreber
- **Ergebnis:** Eignung des Presswassers für BGA nachgewiesen; Fasern können direkt verfeuert werden; Energieinhalt der Biotreber reicht nicht für Vollversorgung der Brauerei aus (max. 50 %) >> Anpassung des Feuerungssystems (kombinierte Biotreber / Holzhackschnitzel-Nutzung) >> Test in Demoanlage (Demotreber)
- **Effizienzverbesserung konkret:** Für 50 % energetische Verwertung / 50 % Futtermittel; Bierausstoß: 100.000 hL/a
 - o CO₂-Einsparpotenzial: 137 MgCO₂-Äq/a (therm. Verwertung) / 50 MgCO₂-Äq/a (biologische Verwertung)
 - o Gewinn: 20.000 €/a (bei: 13 a Amortisationszeit u. 69 €/MWh Wärmegestehungskosten)
 - o kombinierte Biotreber /Holzhackschnitzel-Feuerungsanlage

von räumlichen, zeitlichen und sozio-ökonomischen Aspekten auf die Nachhaltigkeitsbewertung im Förderprogramm diskutiert. Bisher fehlen jedoch Konzepte, um die Gesamtnachhaltigkeit der Bioenergienutzung zu bewerten. Als zentrale Indikatoren im Rahmen des Programms finden sich zunächst folgende Minimalindikatoren für die Nachhaltigkeit- und Effizienzbewertung im Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ im „Methodenhandbuch“ des Programms (Thrän & Pfeiffer 2013b):

- Wirkungsgrade in % unter Angabe aller Bezugsgrößen
- Ggf. Flächenbedarf pro Einheit bereitgestellter Endenergie
- Kosten pro Einheit bereitgestellter Bioenergie (Ausnahme: Kleinf Feuerungsanlagen und Biokraftstoffe, da pro Nutzenergie)
- THG pro Einheit bereitgestellter Nutzenergie
- THG-Minderungskosten pro Bioenergie (Ausnahme: Kleinf Feuerungsanlagen und Biokraftstoffe, da pro Nutzenergie)

Relevante weitere Indikatoren, die für eine ganzheitliche Bewertung einbezogen werden sollten, sind die Ressourceneffizienz der Bioenergie, insbesondere die Landnutzung, die Biodiversität (Boden, Wasser, Waldmanagement) und volkswirtschaftliche Effekte. Dabei gilt es, die Biomasse insgesamt zu betrachten und Konkurrenzen zu klären (soweit projektspezifisch relevant). Generell sollten auch Hemmnisse der Bioenergie dargestellt werden, wie z. B. künftige Umsetzungs- und Upscalingsmöglichkeiten der Bioenergieprojekte und ggf. aufgrund von Änderungen in Gesetzen und Verordnungen resultierende notwendige Anpassungen. An dieser Stelle stößt man aktuell jedoch noch auf methodische Schwierigkeiten.

Effizienz im Sinne der Verfügbarkeitserhöhung

Energieholz & Biodiversität – Die Nutzung von Energieholz als Ansatz zur Erhaltung und Entwicklung national bedeutsamer Lebensräume (03KB020)



- **Ziel:** Entwicklung kostengünstiger Verfahrensweisen zur Energieholznutzung zur Erhaltung wertvoller Lebensraumtypen
- **Nachhaltigkeits- & Effizienzziel:** Erhalt der Artenvielfalt, Klimaschutz und effiziente energetische Verwertung von Landschaftspflegeholz
- **Rohstoffeinsatz:** Landschaftspflegeholz
- **Ergebnis:** Energetische Verwertung des geernteten Holzes reduziert Klimagasausstoß, Flächenkonkurrenzen & Kosten für die Naturschutzmaßnahmen
- **Effizienzverbesserung konkret:** Für 50 % energetische Verwertung / 50 % Futtermittel; Bierausstoß: 100.000 hL/a
 - o Positive Klimabilanz: Einsparung von ca. 200 t CO₂ und 80.000 L Heizöl (LSP-Holz einer 4 ha durchschnittlich verbuschten Fläche; zusätzliche CO₂-Ausstoß für Ernten, Hacken, Transport: 3,8 t CO₂)
 - o Kostenreduzierung für die Landschaftspflege durch die Nutzung der Holzhackschnitzel um 25 %

Der Blick nach vorn - was die Effizienz von morgen bestimmt

Die Komplexität der Bewertung von effizienter Biomassenutzung zeigt sich, wie bereits oben ausgeführt, nicht zuletzt auch in der Einordnung der Biomasse in der zukünftigen Energieversorgung. Starke Variationen auf die Frage, was und wieviel Biomasse künftig genutzt wird, finden sich in den unterschiedlichen Bioenergieszenarien sowohl auf nationaler als auch auf globaler Ebene (Tarfarte et al., in Vorbereitung). Eine Ursache für die unterschiedliche Bewertung sind vor allem auch verschiedene zeitliche und räumliche Faktoren. Zeitliche Aspekte, die bei der Nachhaltigkeitsbewertung berücksichtigt werden sollten, sind die Referenzsysteme, d. h. wann, welche Art von Energiebereitstellung durch Bioenergie ersetzt wird und der Beitrag zur Versorgungssicherheit, z. B. als flexible Strombereitstellung in einer zunehmend erneuerbaren Stromversorgung. Des Weiteren sollte die Frage verfolgt werden, welche Effekte die frühere oder spätere Biomassenutzung auf dem Weg in eine klimagasreduzierte Energieversorgung hat. Hierbei spricht man von „carbon balance“. Diese ist bestimmt durch die Effizienz der Konversionssysteme, Waldwachstumsraten und Zersetzungsraten für Waldrestholz sowie den Emissionen des Referenzsystems und der zeitlichen Integrationsdauer. In diesem Zusammenhang ist es wichtig, zu unterscheiden, welche Bioenergie betrachtet wird. So haben annuelle Kulturen, Waldrest- und Schwachholz sowie Holz aus Kurzumtriebsplantagen eine sehr geringe „Kohlenstoffschuld“ (carbon debt). Das Augenmerk sollte jedoch nicht nur auf der Kohlenstoff-Neutralität, sondern auch auf den Wirkungen hinsichtlich der Klimaerwärmung (radiative forcing) liegen. Hier besteht vor allem Forschungsbedarf zur Methodik und zu den Daten (einzelne Holzsortimente, stoffliche Nutzung etc.).

Räumliche Aspekte bedeutet im Zusammenhang mit der energetischen Nutzung von Biomasse unter anderem die unterschiedlichen Ausprägungen und Wirkungen an verschiedenen Orten, die räumliche Auftrennung von Ursachen und Wirkungen, sowie auch die Auswirkungen der Verwendung von Biomasse auf die Nutzung von Land und Boden, oft in Form von Landnutzungsänderungen. Ein wichtiger Faktor ist auch die räumliche Auflösung von Informationen. Fragen, die im Raum stehen, sind, welcher Detaillierungsgrad entsprechend der Zielstellung sinnvoll ist und wann, welche Darstellung und Handhabung räumlich verteilter Informationen wie geeignet ist. Einen entscheidenden Einfluss haben hierbei auch die räumliche Verteilung von Critical-load-Faktoren (Belastungsfaktoren, wie Stickstoff-/Schwefel- und Schwermetalleinträge) und die vorhandenen Infrastrukturen (Verkehrsansbindung/Transportentfernungen, dezentrale Standorte der Verarbeitung etc.). Zu berücksichtigen ist ggf. auch die räumliche Unterschiedlichkeit der Referenzsysteme, d. h. wo wird welche Art von Energiebereitstellung durch Bioenergie ersetzt. Forschungsbedarf besteht vor allem in den räumlichen Referenzsystemen, der räumlichen Trennung von Ursache und Wirkung (Impact-pathway-Modellen) und der räumlichen Verteilung der critical-load-Faktoren.

Landnutzungsänderungen sind wichtige räumliche Effekte, die einen starken Einfluss auf die Umwelteffekte der Bioenergiebereitstellung haben. Unterschieden werden direkte

Landnutzungsänderungen (dLUC, Beispiel: Umwandlung von Weide in Maisfeld) und indirekte Landnutzungsänderungen (iLUC, Beispiel: Umwandlung von Wald in Weide an anderer Stelle, weil Weide in Maisfeld umgewandelt wurde). Sie wirken sich unter anderem auf CO₂-Emissionen und die Biodiversität aus. Die Frage ist, ob durch die Bioenergiebereitstellung Landnutzungswandel verursacht werden, ob es indirekte Landnutzungsänderungen gibt und wie diese beschrieben werden können.

Da die Markteinführung neuer Technologien vor allem wirtschaftlich getrieben ist, fehlt die sozio-ökonomische Dimension bei der Nachhaltigkeitsbewertung von Bioenergie oft gänzlich. So fallen beim Vergleich von Bioenergiesystemen Entscheidungen für oder gegen eine neue Technologie ggf. anders aus, wenn man zusätzlich sozio-ökonomische Aspekte mit betrachtet.

Es gibt drei große Blöcke unter die man alle sozialen Indikatoren subsummieren kann: Gesundheitliche Belastung, Wohlstand und Arbeit (Preise, Einkommen etc.) und Versorgungssicherheit. Für deren Bewertung gibt es vor allem qualitative und nur wenige quantitative Daten, deren Validität (Grenzwertfestlegung) schwierig zu bewerten ist. Besonderer Forschungsbedarf liegt damit vor allem in der Messbarkeit sozio-ökonomischer Aspekte und der Referenzsysteme.

Neue Zwischenprodukte aus Reststoffen

Torrefaction - Qualifizierung torrefizierter biogener Reststoffe für den Einsatz in Kraftwerksfeuerungen



- **Ziel:** Qualifizierung torrefizierter, biogener Reststoffe für den großtechnischen Einsatz in Kraftwerksfeuerungen
- **Nachhaltigkeits- & Effizienzziel:** Staubminderung, Minderung von CO und VOC
- **Rohstoffeinsatz:** Straßenbegleitgrün, Buche, Holzhackschnitzel, Sägespäne
- **Ergebnis:** Torrefizierung verbessert die Eigenschaften von Biomasse hinsichtlich Mitverbrennung in Kraftwerken; Mit zunehmendem Torrefizierungsgrad (Temperatur, Verweilzeit) nähern sich die physikalischen und chemischen Eigenschaften der Kohle an
- **Effizienzverbesserung konkret:** Stand 10/2013
- **Stromgestehungskosten als Wirtschaftlichkeitsindikator:** Kosten der Torrefizierung ca. 35 – 45 € pro Tonne torrefiziertes Material

In der bisherigen Diskussion war vor allem die Vermeidung negativer Auswirkungen im Fokus und weniger der Ausbau positiver Auswirkungen. So könnte man die Anzahl positiver und negativer Effekte vergleichen, um die Technologien zu bewerten. Dabei müsste das Maß der Auswirkung des jeweiligen Effekts berücksichtigt werden.

Solche Aspekte sind bei der Zielfestlegung künftiger Vorhaben frühzeitig stärker zu berücksichtigen. Das Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ könnte dazu beitragen, indem zunächst ein Fragenkatalog speziell für die energetische Biomassenutzung aus Abfall- und Reststoffen entwickelt würde. Dieser Fragenkatalog sollte schon in der Projektphase sozio-ökonomische Aspekte und das größte Konfliktpotenzial neuer Technologien mit bedenken. Die Kriterien müssen jedoch praktikabel und hinsichtlich der Zielstellungen der Projekte angemessen sein.

Nach der Diskussion zu den prioritären Nachhaltigkeitsindikatoren im Förderprogramm soll die Nachhaltigkeitsdiskussion in zwei weiteren Veranstaltungen zu den Schwerpunkten „Bioenergie und Ressourceneffizienz“ und „Transfer“ fortgesetzt werden, wobei sich die Forscher mit der konkreten Umsetzung der Nachhaltigkeitsziele im Förderprogramm auseinandersetzen werden. Insbesondere soll im vorerst letzten Workshop der Frage nach der Übertragbarkeit und dem Transfer von nachhaltigen Bioenergie-technologien in die Praxis nachgegangen werden. Anhand von Best-Practice-Beispielen sollen Erfolgsfaktoren (Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit, technische Reife etc.) für nachhaltige Bioenergienutzung diskutiert werden. Vermehrt sollen auch soziale Aspekte, wie Fragen der Akzeptanz und Partizipation ebenfalls mit in die Diskussion einbezogen werden.

Die Herausforderungen für eine adäquate ganzheitliche Effizienz- und Nachhaltigkeitsbewertung sind groß und es bleibt noch einiges zu tun. Neben der schrittweisen Weiterentwicklung der Technologien und ihre Einbindung in das Energiesystem ist die Annäherung an eine nachhaltige Bioenergiestrategie notwendig. Diese sollte sich einerseits an den Engpässen des zukünftigen Energiesystems ausrichten und die Brückenfunktion der Bioenergie noch stärker herausstellen. Dazu gehören im Sinne der nachhaltigen Biomassenutzung mindestens folgende Anforderungen:

- (1) Die volatilen Preise auf den Energie- und Rohstoffmärkten dürfen durch die Bioenergienutzung nicht destabilisiert werden (Pufferfunktion).
- (2) Kontinuierliche Verbesserungen müssen durch technische Weiterentwicklungen und Innovationen der Bioenergiebereitstellung erzielt werden (Lernfunktion).
- (3) Die Konzepte müssen vor Ort integriert werden und alle relevanten Akteure eingebunden werden (Partizipation).
- (4) Die Bioenergienutzung muss grundlegende Ziele der nachhaltigen Entwicklung und damit verbundene ökologische / soziale Leitplanken erreichen und somit Richtungssicherheit gewährleisten.
- (5) Die Bioenergie muss flexibel auf Veränderungen in der Entwicklung der Rahmenbedingungen reagieren können (Fehlerfreundlichkeit).

Die Ergänzung der klassischen technisch-ökonomischen Effizienzgrößen um weitere Dimensionen wie Klimaschutz, Flächenverfügbarkeit und insbesondere um die Zeitaspekte ist dafür eine notwendige Voraussetzung. Sie kann nur in der Diskussion erfolgen – ein Prozess der im Förderprogramm angestoßen wurde und das Jahr 2014 begleiten wird. Auch wenn die politischen Zeichen auf Gegenwind stehen, in den letzten fünf Jahren des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ wurden bereits viele Ansätze für eine nachhaltige und effiziente Nutzung von Biomasse auf den Weg gebracht, verschiedene Pfade beschritten und die Ziele zunehmend geschärft. Zukünftig müssen verstärkt halt- und handhabbare Bewertungsindikatoren für eine nachhaltige und effiziente Nutzung etabliert werden, um die Stellschrauben für eine optimierte Bioenergienutzung zu erkennen und ihre Vorteile intensiver herauszustellen. Denn nur so kann sich Bioenergie auch längerfristig in der Praxis durchsetzen, um letztendlich ihren bestmöglichen Beitrag zur Energiewende zu leisten.

Literaturverzeichnis

ADLER, P.; BILLIG, E.; BROSIOWSKI, A.; DANIEL-GROMKE, J.; FALKE, I.; FISCHER, E.; GROPE, J.; HOLZHAMMER, U.; POSTEL, J.; SCHNUTENHAUS, J.; STECHER, K.; SZOMSZED, G.; TROMMLER, M.; URBAN, W. (2014): Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (Hrsg.), 5. Aufl. – ISBN 3-00-018346-9

BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU 2011): Bekanntmachung über die Förderung von Forschung und Entwicklung zur klimaeffizienten Optimierung der energetischen Biomassenutzung vom 17. August 2011.

DÖHLER, H.; STADELMANN, M.; HORN, CH.; WIRTH, B.; HARTMANN, S.; LORBACHER, F. R.; PATERSON, M.; HAUPTMANN, A. (2011): Auswirkungen des EEG auf die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung bei der Verstromung von Biomasse. Vortrag auf der BMELV/FNR-Konferenz Anspruch der Bioenergie an die EEG-Novellierung, Berlin 17.02.2011.

HARTMANN, H. (2013): Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen. 3., vollständig überarb. Aufl. Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe.

PEHNT, M. (Hrsg.): Energieeffizienz: Ein Lehr- und Handbuch. Springer, Berlin 2010 – ISBN 978-3-642-14251-2

TAFARTE, P.; DAS, S.; EICHHORN, M.; DOTZAUER, M.; THRÄN, D. (in prep.): Potential of flexible power generation from biomass - a case study for a German region: In: Thrän, D. (ed.): Flexible bioenergy provision. Springer Verlag.

THRÄN, D.; PFEIFFER, D. (2013a): Hintergrundpapier zur Nachhaltigkeitsdiskussion im BMU-Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“ – Bioenergie & Nachhaltigkeit. Leipzig.

THRÄN, D.; PFEIFFER, D. (Hrsg.) (2013b): Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 04). 3. Aufl., Leipzig. – ISSN 2192-1806

HOFBAUER, H. (2013): Wirkungsgrade verschiedener Stromerzeugungstechniken. In: Thrän, D.; Pfeiffer, D.: Nachhaltigkeit und Effizienz im BMU-Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“. Vortrag auf der Statuskonferenz „Energetische Biomassenutzung“ am 14.-15.11.2013, Leipzig.

ZIV BUNDESVERBAND DES SCHORNSTEINFEGERHANDWERKS ZENTRALINNUNGSVERBAND (Hrsg.) (2012): Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks für 2012.

Emissionsarmer Kaminofen „DBU-NEKO“

Minderung der Schadstoffe durch katalytisch wirksame Baugruppen in einem neuartigen Kaminofen

Dirk Enke¹, Saad Butt², Ingo Hartmann²

¹ Universität Leipzig – Institut für Technische Chemie

Linnéstr. 3-4, 04103 Leipzig

E-Mail: dirk.enke@uni-leipzig.de

² DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig

E-Mail: ingo.hartmann@dbfz.de

Schlagwörter: Kaminofen, Scheitholz, Katalysator, Schadstoffminderung

Zusammenfassung

Die durch die DBU geförderten anwendungsnahen Arbeiten zur Ausarbeitung von Grundlagen und Voraussetzungen für die Integration von hochtemperaturstabilen Katalysatoren im Brennraum eines Sturzbrandkaminofens (xeoos) zeigen vielversprechende Ergebnisse zur Emissionsreduzierung. Eine Weiterentwicklung der Ansätze für die geplante Entwicklung des optimierten Kaminofenprototyps durch die Partner Specht, Universität Leipzig und DBFZ lassen eine deutliche Unterschreitung der Emissionswerte heutiger hochwertiger Kaminöfen erwarten. Eine Übertragung der Ergebnisse auf andere Anwendungsfelder wird angestrebt.

Abstract

In a DBU-sponsored praxis-oriented project the basis and synthesis for the integration of high temperature stable catalysts in the combustion chamber of a log stove (xeoos) gave promising results for reducing emissions. In a further DBU-sponsored present work for the development of an optimized prototype stove by the partners Specht, University of Leipzig and DBFZ, a significant reduction in emission levels of today's high-quality stoves is expected. A transfer of the results to other application fields is sought.

Hintergrund

Bei der Verbrennung von Biomasse werden neben Kohlenstoffdioxid und Wasser weitere zum Teil auch hochtoxische Verbindungen freigesetzt. Kleinf Feuerungsanlagen zur Verbrennung von Biomasse sind eine nicht zu vernachlässigende Quelle von Schadstoffen wie Kohlenstoffmonoxid, Methan, aromatischen Verbindungen, Ethin, polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffen (PAK), sowie Ruß und Staub. PAK bilden sich bevorzugt in brennstoffreichen Flammenregionen, indem sich Ethinradikale an bestehende aromatische Ringe wie

Benzol anlagern. Bei niedrigen Flammentemperaturen und geringen Verweilzeiten werden die durch die sogenannte Pyrosynthese gebildeten hochtoxischen PAK nicht verbrannt. Die PAK werden dann über das Abgas entweder adsorbiert an festen Partikeln oder durch Rußbildung als kohlenstoffreicher Feststoff in für die Umwelt schädlichen Mengen emittiert. Um die kohlenstoffreichen Verbindungen zu verbrennen, bedarf es Temperaturen von über 800 °C bei einer Verweilzeit von mindestens einer Sekunde. Staub besteht im Allgemeinen aus einer Mischung aus unvollständig verbrannten Kohlenwasserstoffen, Ruß, mineralischen Brennstoffbestandteilen und Verunreinigungen. Die Ursache einer übermäßigen Staubbildung ist in einem zu kleinen oder zu großen Verbrennungsluftverhältnis und in einem vorzeitigen Verlassen der Brennstoffpartikel aus der heißen Reaktionszone zu finden. Untersuchungen ergaben, dass bei herkömmlichen Kaminöfen bis zu 50 % der Staubemissionen in der Startphase entstehen können (Nussbaumer et al. 2008). Die Fraktionen der feinen und ultrafeinen Stäube aus Biomassefeuerungen mit einem aerodynamischen Durchmesser von weniger als 1 µm verursachen erhebliche Gesundheitsschäden. Der Feinstaub aus Holzfeuerungen bei unvollständiger Verbrennung, welcher häufig bei Einzelraumfeuerstätten auftritt, ist nach KLIPPEL und NUSSBAUMER (2006) zehnmal schädlicher in Bezug auf die Zelltoxizität und Chromosomenschädigung als Dieselruß. Polychlorierte Dibenzop-dioxine und Dibenzofurane (PCDD/F) entstehen hauptsächlich beim gemeinsamen Auftreten von organischen Chlorverbindungen, Kohlenstoffpartikeln und Sauerstoff in Verbrennungsprozessen, wie z.B. bei der Verbrennung belasteter Abfälle oder Altholz aus den Vorläufern Benzol, Phenol, und Diphenyl oder bilden sich in der De-Novo-Synthese bei niedrigen Temperaturen im Bereich von 180 bis 500 °C. Schwermetalle im Brennstoff wirken dabei als Katalysator und beschleunigen die PCDD/F-Bildung. Auch bei der Verbrennung von unbehandeltem Holz wurden PCDD/F detektiert (Pfeiffer et al. 2000, Launhardt & Hurm 1998).

Der Gesetzgeber hat deshalb eine Verschärfung der gesetzlichen Grenzwerte für Kleinf Feuerungsanlagen veranlasst (Hartmann & Lenz 2009). Auch in Zukunft werden die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Emission von Schadstoffen nicht gelockert, weshalb eine kontinuierliche Verbesserung der vorhandenen Verbrennungssysteme erforderlich ist. Aus einer Studie des Umweltbundesamtes zur Bereitstellung aktueller Emissionsdaten für die Luftreinigung ging hervor, dass im Prognosezeitraum 2005 bis 2020 das Emissionsaufkommen von VOC und Staub zunehmen wird. Jedoch ist durch den verstärkten Austausch veralteter Heizgeräte durch modernere Geräte auch ein deutlicher Rückgang des Emissionsaufkommens für den gleichen Prognosezeitraum möglich. In Anlage 4 der ersten Bundesimmissionschutzverordnung (1. BImSchV) sind die Emissionswerte für kleine und mittlere Feuerungsanlagen gesetzlich geregelt. Kaminöfen mit Flachfeuerung dürfen nach der 1. BImSchV maximal 2 000 mg/Nm³ Kohlenstoffmonoxid und 75 mg/Nm³ Feinstaub emittieren. Nach Eintreten der novellierten 1. BImSchV 2014 gelten verminderte Grenzwerte von 1 250 mg/Nm³ Kohlenstoffmonoxid und 40 mg/Nm³ Feinstaub bei Typenprüfmessungen. Eine gesetzliche Regelung der VOC-Emission für kleine und mittlere Feuerungsanlagen ist momentan nicht vorhanden. Moderne emissionsarme Kaminöfen emittieren durchschnittlich 200 mg/Nm³ VOC (Org.-C). Es ist jedoch zu erwarten, dass künftige Grenzwerte weniger als 50 mg/Nm³ betragen könnten.

Derzeit werden in Deutschland jährlich mehr als 200.000 Neuinstallationen von Kleinf Feuerungsanlagen verzeichnet. Damit Kaminöfen die zukünftigen Grenzwerte hinsichtlich des

Schadstoffausstoßes einhalten können, werden momentan verschiedene, vorrangig sekundäre Emissionsminderungsmaßnahmen diskutiert (Lenz et al. 2008, Lenz & Becher 2007, Lenz 2007a, Lenz 2007b).

Technische Systeme, die die Schadstoffbildung vermindern, sind weder in den USA noch in Europa bekannt. Zum Stand der Technik der Emissionsminderung bei Kleinf Feuerungsanlagen gehören bislang nachgeschaltete Verfahren, die sogenannten sekundären Maßnahmen. An herkömmlichen Kaminöfen lassen sich zwar Schadstoffreduzierungen mit nachgeschalteten Katalysatoren und Abscheidern erzielen, jedoch erreichen derartige Kombinationen aus Feuerung und Nachbehandlungsstufe Minderungsgrade von weniger als 70 %. Beispielsweise werden in den USA nachgeschaltete Katalysatoren in vielen Kaminöfen eingesetzt. Ein etablierter Hersteller dieser Systeme ist die Applied Ceramics, Inc. aus Atlanta. In Europa bietet die Firma gs-components Handelsgesellschaft m.b.H. aus Österreich diese Katalysatoren unter der Marke Firecat® an. Seit etwa zwei Jahren können Verbraucher Kaminöfen des Herstellers Caminos mit nachgeschaltetem Katalysator „KlimaKAT“ erwerben. Langzeiterfahrungen zu diesem Produkt liegen jedoch noch nicht vor. Die Vorrichtung wurde zum Einbau in der Nachverbrennungskammer von Kaminöfen konzipiert und als Europäische Patentschrift EP 1 750 071 B1 (Ritzmann 2005) angemeldet. Die Firma Specht besitzt ein am 05.08.2009 zugeteiltes europäisches Patent EP 1 340 943 (Specht & Specht 2003), welches einen Ofen für Festbrennstoffe mit einem Brennprinzip auf Basis der Holzvergaserentechnik mit zwei übereinanderliegenden Brennkammern beschreibt. In der zweiten Brennkammer werden die Abgase aus der oberen Brennkammer mithilfe der Unterbrandtechnik nahezu vollständig verbrannt. Der xeoos-Kaminofen basiert auf der von der Firma Specht entwickelten Unterbrandtechnik. Die von der Firma Specht entwickelte Unterbrandtechnologie für Kaminöfen hat dabei im Vergleich zu herkömmlichen Durchbrandfeuerungsanlagen den Vorteil, dass die durch Pyrolyse und Vergasung gebildeten Schadstoffe mit dem Glutbett intensiv in Kontakt gebracht, aufgeheizt und schließlich effektiv nachverbrannt werden. Diese Art der Nachverbrennung entspricht einer integrierten Schadstoffminderung, bei der die Schadstoffe bereits bei der Entstehung vermindert werden. Die Emission von Kohlenwasserstoffen im herkömmlichen xeoos-Kaminofen lag nach Messungen am DBFZ bei durchschnittlich 100 bis 150 mg/Nm³ bei Messung des vollständigen Abbrandes mittels FTIR/FID. Die mittleren Emissionswerte von Kohlenstoffmonoxid und Staub lagen bei 1 595 mg/Nm³ und 49 mg/Nm³ ebenfalls bei Messung des kompletten Abbrandes, der die emissionsreiche Start- und Nachlegephase enthält. Die Emissionswerte nach Typenprüfzertifikat (Messung nach DIN Certco) des Kaminofens xeoos lagen durch die Unterbrandtechnologie mit 620 mg/Nm³ Kohlenstoffmonoxid und 22 mg/Nm³ Staub, unterhalb der Grenzwerte der 2. Stufe der 1. BImSchV (gültig ab 2015). Im Vergleich dazu beträgt die Staubemission bei Feuerungen mit oberem Abbrand 60 bis 80 mg/Nm³. Um künftigen Novellierungen der 1. BImSchV gewachsen zu sein – z. B. durch Minderung der Methanemission – und somit noch umweltfreundlichere Öfen herstellen zu können sowie Technologieführer auf dem Kaminsektor zu bleiben, wird der ScheitholzKaminofen xeoos ständig weiterentwickelt.

Die Zielsetzung des Gesamtprojektes liegt in der Konstruktion eines Kaminofenprototyps, der emissionsseitig gesetzliche Anforderungen und Grenzwerte nach der novellierten 1. BImSchV weit unterschreitet. Bei einem angestrebten Wirkungsgrad von größer 90 % und einem Sauerstoffgehalt von 13 % betragen die angestrebten Emissionen bei komplettem Abbrand weniger als 200 mg/Nm³ CO, für Staub weniger als 15 mg/Nm³ und für organischen Kohlenstoff kleiner 30 mg/Nm³.

Herangehensweise und Methodik

Zunächst erfolgte die Erarbeitung und Darlegung der theoretischen Grundlagen zur Entwicklung von Katalysatoren durch Universität Leipzig. Folgende Syntheserouten wurden dabei genauer untersucht, um für die Hochtemperaturanwendung im Kaminofen geeignete Träger-Katalysator-Systeme herstellen zu können:

- Fällungsreaktionen
- Feststoffreaktion
- Komplexierungsmethoden
- Sol-Gel-Materialien
- Reaktionssinterung.

Mit Hilfe dieser Synthesemethoden konnten verschiedene vielversprechende Katalysatorsysteme auf Basis von Metalloxiden hergestellt werden. Die Erzeugung aktiver und hochtemperaturstabiler Mischmetalloxide auf Alumina-Träger in Form von Schwämmen wurde anschließend auf Versuchsmuster für die Testung am Kaminofenprüfstand übertragen.

Parallel erfolgten am DBFZ-Prüfstand umfangreiche Emissionsmessungen und Temperaturprofilaufzeichnung an Rost, Wand und im Brennraum, die als Referenz verwendet wurden und den grundlegenden Ausgangspunkt der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten darstellten. Die Temperaturprofile sind zudem für Beurteilung der thermischen Belastung der Katalysatoren und des Brennraums und für die geplante CFD-Simulation bei der Prototypentwicklung des Feuerraums von großer Wichtigkeit. Der Kaminofen wurde anschließend mit den brennraumintegrierten Katalysatoren auf dem Prüfstand zur Charakterisierung der Katalysatorelemente hinsichtlich anwendungsrelevanter Parameter ausgerüstet. Die zahlreichen durchgeführten Messungen zur Wirksamkeit der entwickelten katalytischen Bauteile in der vorhandenen jetzigen Feuerraumkonfiguration wurden ausgewertet und hinsichtlich der Weiterentwicklung eines Feuerungs-Prototyps bewertet.

Weiterhin erfolgte ein gezielt angelegter Dauerversuch von mehreren Wochen zur definierten Alterung der Katalysatoren in Vorfürkaminofen der Firma Specht unter Praxisbedingungen.

Die Optimierung der Brennraumgeometrie unter Anpassung der Verbrennungsluft und die Entwicklung eines Prototyps wird derzeit durchgeführt.

Zur Emissionsmessung wurde ein Kaminofenprüfstand genutzt, welcher eine Heißgasmessung und zusätzlich für spätere Untersuchungen zur Staubzusammensetzung eine Vollstromverdünnungstunnelmessung ermöglicht. Eine Prinzipskizze des DBFZ-Prüfstandes ist in Abbildung 1 zu sehen.

Zur Bestimmung der Abgas- und Brennraumtemperaturen wurden Thermoelemente des Typ K der Firma Newport Electronics GmbH verwendet. Die Messung des statischen und dynamischen Drucks im Abgasrohr erfolgte mit einer Prandtlsonde (Staurohr) der Firma Testo AG. Die kontinuierliche Messumformung und -datenaufzeichnung des Staurohres und der Druckmessstützen im Brennraum erfolgte durch Messsensoren bzw. einem Messwerfassungsmo-dul Almemo der Firma Ahlborn. Die Aufzeichnung der Thermo-elementesignale erfolgte mit einem Datenlogger der Firma National Instruments und mit der Software Lab-View.

Die bei der Verbrennung entstehenden gasförmigen Emissionen wurden mittels eines Analysenschranke der Firma Ansyco gemessen. Dieser besteht aus einem Gasanalysator

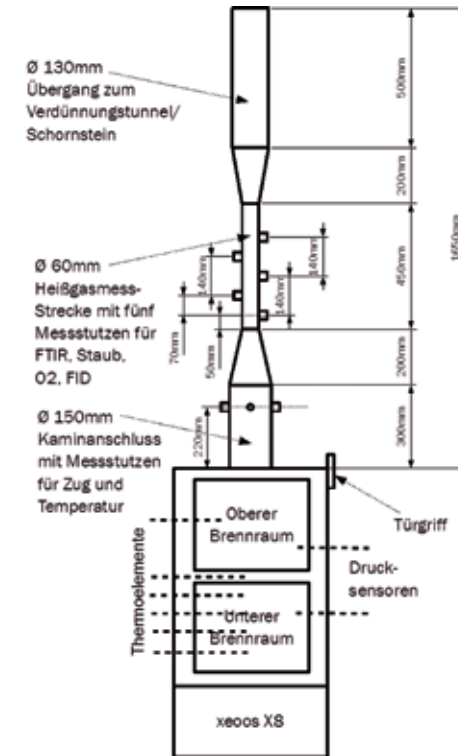


Abbildung 1: Prinzipzeichnung des Kaminofen-Prüfstandes mit Abgasmessstrecke (heiß) für die Emissionsmessung und Prozesscharakterisierung am xeos X8

Folgende Abgasparameter wurden simultan erfasst:

- Sauerstoff O_2 (Paramagnetischer O_2 -Analysator)
- Kohlenstoffdioxid CO_2 (FTIR)
- Feuchte des Abgases H_2O (FTIR)
- Kohlenstoffmonoxid CO (FTIR)
- Flüchtige organische Verbindungen VOC als organischer Kohlenstoff (Org.-C) (FID und FTIR)
- Stickstoffoxide als Stickstoffdioxidäquivalente NO_2 -Äq (FTIR)
- Schwefeldioxid SO_2 (FTIR)
- Methan CH_4 (FTIR)
- Weitere flüchtige organische Verbindungen (Alkane, Alkene, Aromaten, Alkohole und Aldehyde sowie Ketone) (FTIR, nicht explizit ausgewertet)
- Gesamtstaubmenge (VDI 2066, Blatt 1)
- Abgastemperatur, Gasgeschwindigkeit und Zugbedingungen.

auf Basis eines Fourier-Transformations-Infrarot-Spektrometers (FTIR, Hersteller: Cal-cmet), einem Flammenionisationsdetektor (FID, Hersteller: Mess- & Analysentechnik GmbH, Typ: Thermo-FID ES) und einem paramagnetischem Sauerstoffanalysator (Hersteller: M&C, Typ: PMA 100). Durch die Auswertung der Infrarotspektren des FTIR können sowohl anorganische als auch organische Komponenten simultan gemessen werden. Insgesamt können durch die entwickelte Software-Applikation derzeit ca. 44 unterschiedliche Komponenten durch das FTIR quantitativ erfasst werden.

Die VOC-Emissionen als C_1 -Äquivalente können sowohl mittels FID als auch mittels FTIR gemessen werden. Im Org.-C-Konzentrationsbereich unter 50 mg/m^3 i.N. bei 13 % O_2 sind die FTIR-Messwerte zu verwenden. Im Konzentrationsbereich über 50 mg/m^3 i.N. bei 13 % O_2 sind die FTIR-Messwerte zum Vergleich heranzuziehen.

Zur Bestimmung der Staubkonzentration im Abgas wurde Staubmess-technik der Firma Paul Gothe GmbH verwendet.

Die Aufzeichnung der genannten Messgrößen erfolgte mit Ausnahme der Gesamtstaubmessung kontinuierlich. Für die Emissionsauswertung der Versuche wurden Mittelwerte über das Zeitintervall der Staubprobenahme gebildet. Der Start der Staubprobenahme erfolgt direkt beim Nachlegen von Scheitholz bis exakt fünf Minuten vor erneutem Nachlegen, so dass bei einer Auflagemenge von etwa 1,3 kg Buchen-Scheitholz eine Chargenabbranddauer von 35 Minuten und damit eine Dauer des Staubbmessintervalls von 30 Minuten erhalten wurde. Bei einem Schornsteinzug von 12 Pa (konstante Einstellung mittels Rauchsauger) in dem Abgasstutzen mit 150 mm Durchmesser wurde eine Brennstoffwärmeleistung von 8 bis 9 kW erzielt, wobei der Brennstoffwassergehalt der verwendeten Scheithölzer zwischen 10 bis 15 Ma.-% lag.

Die Entnahme von partikelförmigen Emissionen erfolgte diskontinuierlich. Die gravimetrische Bestimmung der Gesamtstaubmenge erfolgte in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2066, Blatt 1 nach dem Prinzip der isokinetischen Entnahme eines Teilvolumenstroms aus dem Hauptabgasstrom. Dabei werden die mitgeführten Partikel an einem zuvor eingewogenen Planfilter abgeschieden. Da sich der Filter samt Filtergehäuse außerhalb des Abgasrohres befindet, wird dieses Verfahren als Out-Stack-Verfahren bezeichnet. Das Filtersystem wird mit einer Heizmanschette beheizt, um ein Unterschreiten des Abgastaupunkts zu vermeiden. Die Temperatur wurde auf 70 °C abgesenkt, um für geplante Staubanalysen zu gewährleisten, dass auch die semiflüchtigen Kohlenwasserstoffe in partikulärer Form auf dem Filter abgeschieden und damit chemisch nach Extraktion mittels GC/MS analysiert werden können. Nach dem Versuch kann die abgeschiedene Staubmenge gravimetrisch ermittelt und unter Einbeziehung des gemessenen Teilvolumenstroms und der gemessenen Sauerstoffkonzentration angegeben werden. Es wurden Planfilter aus Mikroglassfasern (Typ MK 360 der Fa. Munktell, Retention 99,998 % gemäß DOP-Test) mit einem Durchmesser von 45 mm verwendet.

In den Tabellen zu den Emissionswerten werden jeweils die Staubemissionen mit und ohne Berücksichtigung von Ablagerungen in den Staubbentnahmesonden angeben („mit Spülung“ bzw. „ohne Spülung“). Wenn keine Angabe erfolgte, wurde die Sondenspülung berücksichtigt.

Weiterhin erfolgte die Entwicklung und Optimierung katalytischer Bauteile (Katalysatorelemente) unter Beachtung von Geometrie, Druckverlust, geometrischer Oberfläche und Langzeitstabilität unter Prozessbedingungen.

Ergebnisse

Nachdem nachgewiesen werden konnte, dass bei der Installation der Al₂O₃-Schwämme (Träger ohne katalytisch aktive Phase) in den Seitenwänden des unteren Brennraums keine negativen Auswirkungen auf das Abbrandverhalten im Kaminofen auftraten, wurde untersucht, wie sich der Einbau von Al₂O₃-Schwämmen mit katalytisch aktiver Oberfläche auf die Abgasemissionen auswirkt (siehe Abbildung 2). Die Aufbringung der aktiven Phase auf die Schwämme (Abmessungen von 90 x 200 x 20 mm: Größe 1) erfolgte durch die Universität Leipzig.

Im Vergleich zum Referenzversuch wurden die Emissionen von CO und VOC (Org.-C) um 21 % bzw. 42 % reduziert (siehe Tabelle 1). Die Staubemissionen wurden um 55 % gemindert.

Tabelle 1: Minderung von Emissionen mit Al₂O₃-Schwämmen der Größe 1: 90 x 200 x 20 mm

Versuch	Referenz	Al ₂ O ₃ -Schwamm	Reduzierungen
Einheit	mg/m ³ i.N., 13 % O ₂	mg/m ³ i.N., 13 % O ₂	%
CO	1.514	1.201	21
VOC (Org.-C, FID)	109	63	42
VOC (Org.-C, FTIR)	132	83	37
Staub mit Spülung	37	17	55
Staub ohne Spülung	33	14	57

Durch den Einsatz der mit aktiver Phase versehenen Al₂O₃-Schwämme der Größe 2 (140 x 200 x 20 mm) in den Seitenwänden des unteren Brennraums (siehe Abbildung 3) sollte mehr katalytisch aktive Oberfläche zur Verfügung gestellt und damit die Schadstoffkonzentrationen weiter gemindert werden. Die CO- und VOC Konzentration konnten um 67 % beziehungsweise 72 % im Vergleich zum Referenzversuch reduziert werden (siehe Tabelle 2). Die Staubemissionen waren um 68 % geringer.



Abbildung 2: Fotografie des Versuchsaufbaus mit Schwämmen (Al₂O₃, Größe 1: 90 x 200 x 20 mm)



Abbildung 3: Fotografie des Versuchsaufbaus mit Schwämmen (Al₂O₃, Größe 2: 140 x 200 x 20 mm)

Tabelle 2: Minderung von Emissionen mit Al₂O₃-Schwämmen der Größe 2: 140 x 200 x 20 mm

Versuch	Referenz	Al ₂ O ₃ -Schwamm	Reduzierungen
Einheit	mg/m ³ i.N., 13 % O ₂	mg/m ³ i.N., 13 % O ₂	%
CO	1.514	499	67
VOC (Org.-C, FID)	109	30	72
VOC (Org.-C, FTIR)	132	59	55
Staub mit Spülung	37	12	68
Staub ohne Spülung	33	11	67

Um die Temperaturen an den Katalysatoren und im unteren Brennraum und somit auch die mit den Al₂O₃-Schwämmen erreichbaren Schadstoffminderungsgrade zu erhöhen, wurde eine Hitzerrückhalteplatte vor dem Türfenster des unteren Brennraums integriert. Die

Temperatur an den Katalysatoren konnte dabei im Mittel über die kompletten Versuchsphasen um ca. 70 °C erhöht werden. Die Minderung der CO- und VOC-Konzentrationen im Vergleich zum Referenzversuch betrug 62 % bzw. 85 % (siehe Tabelle 3). Staub wurde um 71 % reduziert.

Tabelle 3: Minderung von Emissionen mit AO_x/Al_2O_3 -Schwämmen der Größe 1: 90 x 200 x 20 mm und Hitzerrückhalteplatte

Versuch	Referenz	AO_x -Schwamm	Reduzierungen
Einheit	mg/m ³ i.N., 13 % O ₂	mg/m ³ i.N., 13 % O ₂	%
CO	1.514	578	62
VOC (Org.-C, FID)	109	16	85
VOC (Org.-C, FTIR)	132	35	74
Staub mit Spülung	37	11	71
Staub ohne Spülung	33	10	70

Der Einfluss der Hitzerrückhalteplatte wurde auch bei Verwendung der größeren AO_x/Al_2O_3 -Schwämme (140 x 200 x 20 mm) untersucht. Der Einbau der Hitzerrückhalteplatte erfolgte dabei auf die gleiche Weise wie im Versuch mit den kleineren AO_x/Al_2O_3 -Schwämmen (90 x 200 x 20 mm). Auch bei diesem Versuchsaufbau konnten aufgrund der erhöhten Temperatur die Konzentrationen von CO und VOC um 87 % bzw. 92 % reduziert werden (vgl. Tabelle 4). Die Staubemissionen wurden um 76 % gemindert.

Tabelle 4: Minderung von Emissionen mit AO_x/Al_2O_3 -Schwämmen der Größe 2: 140 x 200 x 20 mm und Hitzerrückhalteplatte

Versuch	Referenz	AO_x -Schwamm	Reduzierungen
Einheit	mg/m ³ i.N., 13 % O ₂	mg/m ³ i.N., 13 % O ₂	%
CO	1.514	193	87
VOC (Org.-C, FID)	109	9	92
VOC (Org.-C, FTIR)	132	34	74
Staub mit Spülung	37	9	76
Staub ohne Spülung	33	8	76

Zur Ermittlung des thermischen und chemischen Alterungsverhaltens der Katalysatoren wurden die auf dem Prüfstand getesteten Systeme der Größe 1: 90 x 200 x 20 mm in einen Vorführrkaminofen im Empfangsraum der Firma Specht eingebaut und unter Praxisbedingungen bei einer realen Betriebszeit von ca. 185 h getestet. Anschließend wurden die Katalysatoren für die Vergleichsmessungen wieder auf dem DBFZ-Prüfstand untersucht. Die Alterungsprozedur bei der Firma Specht wurde protokolliert und die Katalysatoren in regelmäßigen Abständen fotografiert (vgl. Abbildung 4 für ausgewählte Fotos).



Abbildung 4: Ausgewählte Fotos der Wandkatalysatoren (Größe 1) bei der durchgeführten Alterung unter Praxisbedingungen (Vor-führkaminofen) für ca. 185 h realer Betriebszeit

Die Praxisalterung zeigte, dass in einem Betriebszeitraum von etwa einem Monat ohne einen Ausbau und damit ohne Reinigung der Schwammkatalysatoren hinsichtlich eines unzulässigen Druckverlustes oder thermischer Zerstörung der Trägerstruktur keinerlei Probleme auftraten.

Die Fotos in Abbildung 4 zeigen, dass auf der äußeren Oberfläche eine langsam wachsende Staubschicht gebildet wurde. Diese Staubschicht haftete jedoch nur sehr locker an, so dass durch leichtes Abblasen oder Absaugen der Grobstaub entfernt werden konnte. Die sich nach einmonatigem Betrieb gebildete Staubschicht führte nicht zu einem Anstieg des Druckverlustes, was anhand des unveränderten Anzünd- und Verbrennungsverhaltens am Vorführrkaminofen nachgewiesen werden konnte. Trotzdem sollten die groben Staubpartikel in regelmäßigen Abständen von der Oberfläche z. B. durch Absaugen mit einem handelsüblichen Haushalts-Staubsauger mit Bürstenaufsatz und ggf. Aschevorabscheider entfernt werden. Ein Ausbau der Katalysatorelemente ist dabei nicht notwendig. Da die Rostasche ca. alle 2 bis 3 Tage aus dem Kaminofen entfernt werden sollte, kann hierbei parallel die Absaugung der Katalysatoren erfolgen.

Da die Absaugung von Asche aus dem Kaminofen vom normalen Nutzer und üblicherweise mit Haushaltsstaubsaugern erfolgt, sollte darüber nachgedacht werden, einen speziellen Staubsauger-Bürstenaufsatz mit nachgeschaltetem Aschebehälter bei Einsatz von Katalysatoren mitzuliefern. Für die Vorschaltung an handelsüblichen Haushaltssaugern werden einfache Ascheauffangbehälter für unter 50 Euro am Markt angeboten. Eine möglichst einfache Beschreibung der Reinigung in der Nutzeranleitung des Kaminofens ist dazu zu verfassen.

Die während der Praxisalterung gebildete Staubschicht auf den Katalysatoren zeigte auch, dass Grobstaubpartikel in der Schwammstruktur abgeschieden werden und diese Partikelabscheidung damit auch zur Reduzierung der Staubemissionen beiträgt. Damit sind die bei den Prüfstandmessungen am DBFZ gemessenen Staubminderungsgrade von über 50 % zumindest teilweise erklärbar. Da der Grobstaub kaum Kohlenstoff enthielt, werden offensichtlich zusätzlich grobe Rußpartikel abgeschieden und bei den Temperaturen über 550 °C in den Schwammstrukturen abgebaut. Ein katalytisch unterstützter Rußabbau an den AO_x/Al_2O_3 -Spezies wird zudem vermutet und wird derzeit weiter untersucht. Der Nachweis und die Analyse der Staubablagerungen und der partikulären Abgasbestandteile erfolgen derzeit.

Zur Ermittlung der Aktivität nach Alterung und damit zur Beurteilung der möglichen thermischen und chemischen Desaktivierung der AO_x/Al_2O_3 -Schwämme wurden die Katalysatoren durch Absaugen zunächst vom Grobstaub befreit und durch Prüfstandsmessungen am DBFZ im Versuchskaminofen getestet. Die Ergebnisse wurden mit den Werten bei Einsatz der frischen Schwammkatalysatoren verglichen. In Tabelle 5 sind die Emissionswerte bei Einsatz der gealterten AO_x/Al_2O_3 -Schwämme der Größe 1: 90 × 200 × 20 mm zusammengefasst.

Tabelle 5: Minderung von Emissionen mit für 185 h unter Praxisbedingungen gealterten AO_x/Al_2O_3 -Schwämmen der Größe 1: 90 × 200 × 20 mm

Versuch	Referenz	AO_x -Schwamm	Reduzierungen
Einheit	mg/m ³ i.N., 13 % O ₂	mg/m ³ i.N., 13 % O ₂	%
CO	1.514	833	45
VOC (Org.-C, FID)	109	33	70
VOC (Org.-C, FTIR)	132	n. g.	n. g.
Staub mit Spülung	37	15	59
Staub ohne Spülung	33	14	58

n. g.: nicht gemessen: Werte konnte aufgrund eines Fehlers am FTIR-Abgasmessgerät nicht gemessen werden

Die Emissionswerte mit den gealterten Schwammkatalysatoren zeigen, dass keine Desaktivierung auftrat. Die Werte deuten entgegen der Erwartung auf eine weitere Aktivitätssteigerung hin. Allerdings müssen zur statistischen Absicherung dieser Aussage die Prüfstandsmessungen mindestens zweimal wiederholt werden. Die Ergebnisse zeigen dennoch, dass die synthetisierten AO_x/Al_2O_3 -Katalysatoren auch unter Praxisbedingungen ohne schnelle Desaktivierung im xeos X8 einsetzbar sind.

Fazit und Ausblick

Im Rahmen eines von der DBU geförderten Projektes wurden Forschungsarbeiten zur Entwicklung von in einem Kaminofenbrennraum integrierbaren Festkörperkatalysatoren durchgeführt. In einer ersten Phase wurden dazu zunächst geeignete Katalysatorsysteme entwickelt, die einerseits bei den hohen Brennraumtemperaturen mechanisch und chemisch stabil sind und andererseits nicht durch die im Brenn- und Abgas enthaltenden Komponenten (z. B. Alkali- und Schwermetalle) vergiftet werden.

Mit den in dieser Arbeit aufgezeigten Katalysatorsystemen wird derzeit in einer anschließenden Projektphase ein neuer Kaminofenprototyp mit angepasster Brennraumgeometrie, optimierter Verbrennungsluftzuführung und adaptierter Sichtscheibe entwickelt werden, mit dem praxisnahe Feldmesskampagnen durchgeführt werden, um den Nachweis der Funktionsfähigkeit aller aufeinander abgestimmter Komponenten gewährleisten zu können.

Literatur

- HARTMANN, I.; LENZ, V. (2009): Innovative Technologien zur Biomasseverbrennung – Optimierung von Kleinf Feuerungsanlagen. Leipzig, DBFZ.
- KLIPPEL, N.; NUSSBAUMER, T. (2006): Feinstaubbildung in Holzfeuerungen und Gesundheitsrelevanz von Holzstaub im Vergleich zu Dieselruß. Schweiz, ETH Zürich.
- LAUNHARDT, T.; HURM, R. (1998): Dioxin- und PAK-Konzentrationen in Abgas und Aschen von Stückholzfeuerungen. Schriftenreihe StMLU, Bd. 142.
- LENZ, V. (2007a): Die Feinstaubemissionen aus häuslichen Feuerungsanlagen: Einflüsse und Minderungspotentiale. Augsburg.
- LENZ, V. (2007b): Zusammensetzung und Eigenschaften von Feinstaub aus Holzfeuerungen. Augsburg.
- LENZ, V.; BECHER, N. (2007): Emissionen von Kleinf Feuerungen für biogene Brennstoffe – Erfahrungen aus Deutschland. Wieselburg.
- LENZ, V.; HARTMANN, I.; GERTH, J. (2008): Measures and Strategies to Reduce Fine Dust Emissions from Residential Biomass Stoves and Boilers. Spain, Feria Valencia.
- NUSSBAUMER, T.; DOBERER, A.; KLIPPEL, N.; BÜHLER, R.; VOVK, W. (2008): Influence of ignition and operation type on particle emissions from residential wood combustion. Spain, Feria Valencia.
- PFEIFFER, F.; STRUSCHKA, M.; BAUMBACH, G.; HAGENMAIER, H.; HEIN, K. (2000): PCDD/PCDF emissions from small firing systems in households. Chemosphere, Bd. 40, 2000, S. 225-232.
- RITZMANN, L. H. (2005): Kaminofen. EP 1 750 071 B1.
- SPECHT, R.; SPECHT, B. (2003): Ofen für Festbrennstoffe. EP 1 340 943.

Das Projekt wurde gefördert von



Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinf Feuerungen - Anlage Multifuelkessel

Mirjam Matthes, Ingo Hartmann

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
E-Mail: mirjam.matthes@dbfz.de

Schlagwörter: Kleinf Feuerung, Emissionsminderung, Katalysator, Elektroabscheider

Zusammenfassung

Im Rahmen eines Verbundprojektes wurde eine Kombination aus Katalyse und Elektroabscheidung zur Emissionsminderung an einem ausgewählten Biomassekessel integriert. Die Entwicklung und Optimierung der Maßnahmen findet anhand von Prüfstanduntersuchungen statt. Zusätzlich wird die Praxistauglichkeit bei Feld- und Demonstrationsmessungen überprüft. Sowohl die bei der Biomasseverbrennung auftretenden partikel- als auch gasförmigen Schadstoffe sollen im Abgas reduziert werden.

Für einen ausgewählten Biomassekessel mit 49 kW Nennwärmeleistung von den Projektpartnern der Fa. A.P. Bioenergietechnik wurde ein Elektroabscheider durch die Projektpartner der BTU Cottbus ausgelegt und anhand von Verbrennungsversuchen für möglichst hohe Abscheidegrade und Betriebsstabilität angepasst. Edelmetallbeschichtete Metallwabekatalysatoren wurden für eine Charakterisierung und den Einsatz am Feldmessstandort anhand eines Screenings zu kommerziell verfügbaren Katalysatoren ausgewählt.

Die Einbindung der beiden Maßnahmen wurde im Wärmeübertrager des Kessels vorgenommen. Unter Beachtung wirtschaftlicher Gesichtspunkte wird im jetzigen Entwicklungsstadium die Anwendung einer unbeheizten Metallwabe mit geringerer Edelmetallbeladung als praxisrelevant erachtet, wobei im Vollastbetrieb eine Kohlenstoffmonoxidreduzierung von 53 % und im Teillastbetrieb von 20 % erzielt wird. Eine Umsatzsteigerung durch eine höhere Edelmetallbeladung als auch Beheizung im Teillastbetrieb ist möglich. Der entwickelte Elektroabscheider ermöglicht eine durchschnittliche Staubreduzierung von 75 bis 80 %. Dabei wurde eine Abhängigkeit der Abscheideleistung von den eingesetzten Brennstoffen Holz- und Miscanthuspellets sowie der Kesselleistung beobachtet.

Der Einsatz der Maßnahmen, angepasst an eine 120 kW Anlage am Feldmessstandort, zeigte die prinzipielle Eignung für den Dauerbetrieb. Der Anlagenbetrieb wurde dabei von dem Betreiber bestimmt. Nach einer 11-wöchigen Betriebsdauer war bei dem Elektroabscheider kein Rückgang der Abscheideleistung festzustellen und der Katalysator zeigte keine Verblockung. Der Katalysatorumsatz der gealterten Wabe entsprach nach einer Entstaubung dem einer frischen Metallwabe. Eine Wartung bzw. Reinigung der Maßnahmen ist periodisch im Rahmen der Kesselreinigung und -wartung für die Funktionstüchtigkeit erforderlich.

Abstract

A combined system including catalysis and electrostatic precipitation was integrated at a selected biomass boiler within the framework of a joint research project. The development and optimization of the emission reduction measures is carried out on the basis of test stand studies. In addition, their suitability for practical application is verified by field operation and measurements. Particulate as well as gaseous pollutants are to be reduced in the flue gas.

An electrostatic precipitator was designed by the project partners from BTU Cottbus for a selected biomass boiler with a nominal heat output of 49 kW. The boiler was provided by the project partner A.P. Bioenergietechnik. The adjustments for high precipitation efficiency and operation stability were carried out on the basis of the investigations made during the combustion operation of the boiler. Metal honeycombs with a noble metal coating have been chosen for characterization at the test stand and application at the boiler for field operation. The choice was based on a catalyst screening on commercially available systems. Both measures were integrated in the heat exchanger of the boiler. The application of an unheated metal honeycomb with moderate noble metal coating is considered practically applicable at the present development stage with regard to economic and efficiency aspects. At full load operation 53 % conversion of carbon monoxide has been measured and 20 % for part load operation. An increased conversion is possible with a higher noble metal load and a heating system for the catalyst, especially during part load operation. The filtration efficiency for particulate matter was on average 75 to 80 % for the developed electrostatic precipitator. The used fuel, either wood or miscanthus pellets, and the load of the boiler showed an influence on precipitation efficiency.

The measures were adapted to a boiler with 120 kW nominal heat output and comparable construction for field operation. A general applicability for long-term operation could be observed. The measures have been tested during eleven weeks of field operation, while the use was determined by the boiler operator. No decrease in filtration efficiency was observed for the electrostatic precipitator and the catalyst showed no blockage. The conversion rate was equal for the aged honeycomb and the fresh one after dust removal. A periodic cleaning and maintenance of the measures in line with boiler cleaning has to be carried out for an adequate operation.

Hintergrund

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zur Erzielung einer nachhaltigen und klimaschonenden Energieversorgung ist die Nutzung biogener Festbrennstoffe zur Wärmeerzeugung in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Einen großen Anteil hat dabei der Einsatz von Kleinf Feuerungsanlagen in Form von Einzelraumfeuerstätten als auch Kesselanlagen mit kleiner und mittlerer Leistung. Während mit naturbelassenem Holz geringe Schadstoffkonzentrationen im Abgas durch geeignete Anlagenkonstruktion und Verbrennungsregelung ermöglicht werden können, entstehen bei der Verbrennung von alternativen Brennstoffen wie bspw. Stroh oder Getreideausputzpellets höhere Emissionen bedingt durch die Brennstoffzusammensetzung. Zusätzlich ist der Betrieb bei optimalen Verbrennungsbedingungen nicht durchgängig gegeben. Aufgrund schwankender Leistungsanforderungen so-

wie An- und Abfahrprozesse werden Anlagen außerhalb der Nennlast betrieben und höhere Emissionen treten auf. Die Emission von gas- und partikelförmigen Schadstoffen ist daher ein Aspekt, der dem Vorteil der Biomasse als erneuerbarer und CO₂-neutraler Energieträger entgegensteht. Zu den relevanten Schadstoffen aus Abgasen von Biomassefeuerungen gehören eine Vielzahl an Kohlenstoffverbindungen (CO, VOC, PAK, PCDD/F), Stickoxide sowie organischer und anorganischer Staub.

Im Rahmen des Projektes „Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinf Feuerungen“ wird der Einsatz der katalytischen Nachverbrennung mit einem Oxidationskatalysator und der elektrostatischen Staubabscheidung in Verbindung mit der Entwicklung und Optimierung der Verbrennungsregelung untersucht. Das Ziel der Untersuchungen ist ein möglichst emissionsarmer Betrieb bei allen in der Praxis auftretenden Feuerungsphasen hinsichtlich aller auftretenden Schadstoffe. Da die Anforderungen an die Maßnahmen von der Dimensionierung der Feuerungsanlage abhängig sind und ebenso die Integrationsmöglichkeiten von deren Konstruktion, erfolgen die Untersuchungen exemplarisch für Kesselanlagen an einem ausgewählten Multifuelkessel der Firma A.P. Bioenergietechnik. Eine Umsetzung der erzielten Ergebnisse für andere Anlagentypen ist bei entsprechender Anpassung denkbar.

Vorgehensweise und Versuchsdurchführung

Die Umsetzung von elektrostatischer und katalytischer Abgasreinigung an einem ausgewählten Kessel wurde nach dem in Abbildung 1 dargestellten konzeptionellen Aufbau vorgenommen. Für die katalytische Oxidation ist eine Prozesstemperatur erforderlich, bei der eine ausreichende Reaktionsgeschwindigkeit bzw. Energie zur Aktivierung bereitgestellt wird und keine thermische Desaktivierung stattfindet. Die Positionierung des Elektroabscheiders vor dem Katalysator erfolgt zur Minimierung der Staubbelastung am Katalysator und somit zur Erhöhung der Standzeit als auch Betriebssicherheit. Die Gefahr der Desaktivierung durch Staubablagerungen als auch Verblockung wird reduziert. Weiterhin waren die konstruktiven Gegebenheiten des Kessels limitierend für die Integrationsmöglichkeiten.

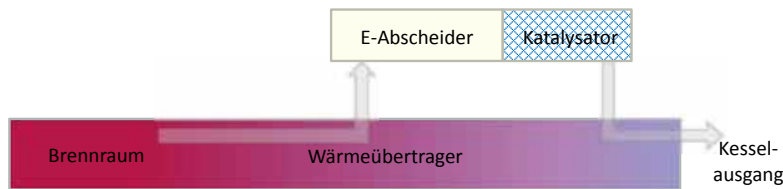


Abbildung 1: Konzeptioneller Aufbau der Feuerungsanlage mit Emissionsminderungsmaßnahmen

Die Versuche zur Entwicklung, Optimierung und Charakterisierung der Maßnahmen erfolgen auf dem Prüfstand an einem Kessel mit 49 kW Nennwärmeleistung. Die Praxistauglichkeit wurde und wird derzeit anhand von Feld- bzw. Demonstrationsmessungen an einer 120 kW-Anlage gleichen Bautyps untersucht.

Im Rahmen eines Katalysatorscreenings bezüglich geeigneter, kommerziell verfügbarer Materialien wurde die Eignung monolithischer Edelmetallkatalysatoren für den Anwendungsfall festgestellt. Mit diesen Systemen ist sowohl eine Oxidation von Kohlenstoffmo-

noxid als auch flüchtigen organischen Verbindungen möglich (Hartmann et al. 2012). Da bei höheren Temperaturen vor dem Elektroabscheider jedoch eine rasche Desaktivierung zu beobachten war, wurde im Hinblick auf den Dauerbetrieb für die Umsetzung am Feldstandort die Integration einer leicht handhabbaren edelmetallbeschichtete Metallwabe der Fa. Heraeus in einer kühleren Temperaturzone nach dem Elektroabscheider gewählt. Die Temperaturen im Vollastbetrieb liegen an dieser Position bei ca. 250 °C und im Teillastbetrieb mit 30 % Leistung bei 150 °C. An der Prüfstandsanlage wurde die Aktivität der Metallwabe charakterisiert. Die Charakterisierung erfolgte bei Voll- und Teillastbetrieb des Kessels auf Basis der gemessenen Abgaszusammensetzung. Die Staubkonzentration wurde gravimetrisch gemessen. Die gasförmige Abgaszusammensetzung wurde mit einem FTIR, einem FID sowie einem paramagnetischen Sauerstoffanalysator bestimmt und zusätzlich wurden Temperatur- und Druckwerte aufgezeichnet (Staudruck, Druckverlust über Katalysator, Temperatur im Brennraum, Wärmeübertrager und am Katalysator). Die Versuche zur Charakterisierung der Katalysatoren wurden mit ENplus-Holzpellets durchgeführt. Die Abgaskonzentration der relevanten Bestandteile wurde für den Betrieb mit und ohne Katalysator als auch für verschiedene Katalysatoren verglichen. Hinsichtlich folgender Aspekte wurden Versuche durchgeführt:

- Edelmetallbeladung
- Eignung für den Dauerbetrieb/Alterung (Aktivität nach 11-wöchigem Betrieb am Feldmessstandort)
- Steigerung des katalytischen Umsatzes durch Beheizung (im Teillastbetrieb)

Anhand der vorliegenden Prozessbedingungen wurde von den Projektpartnern der BTU Cottbus ein Elektroabscheider ausgelegt. Im Rahmen erster Untersuchungen wurde sowohl die Konstruktion der Sprüh- und Abscheideelektroden als auch der Hochspannungseinführung variiert und angepasst, um eine geeignete Funktionsweise für den Dauerbetrieb zu erreichen (Hartmann et al. 2012). Die Ausführung mit den höchsten Abscheidegraden sowie einer stabilen Betriebsweise wurde für die weitere Vorgehensweise eingesetzt. Im Hinblick auf die Übertragung der Entwicklung auf den Praxisbetrieb am Feldmessstandort wurden Versuche zu folgenden Untersuchungsschwerpunkten durchgeführt:

- Abscheideleistung in Abhängigkeit vom eingesetzten Brennstoff (Brennstoffe: Holz und Miscanthus)
- Wirksamkeit des Elektroabscheiders bei Dauerbetrieb (notwendige Wartungsintervalle)

Zur Bestimmung der Praxistauglichkeit der Maßnahmen wurden der Elektroabscheider und ein Katalysator an der Feldanlage über drei Monate während der Heizperiode 2012/13 betrieben. Die Maßnahmen wurden entsprechend der größeren Nennleistung sowie Dimensionierung des Kessels angepasst. Die Wirksamkeit wurde im Rahmen von drei Messtagen am Anfang, in der Mitte sowie am Ende des Betriebszeitraumes überprüft. Dabei fanden eine Wartung der Anlage als auch eine Charakterisierung der Abgaszusammensetzung statt. Der Betrieb der Kesselanlage wurde durch Aufzeichnen der Kesseldaten (Leistung, Brennstoff- und Luftzufuhr, Abgastemperatur etc.) über den gesamten Betriebszeitraum dokumentiert. Die Fahrweise wurde durch den Anlagenbetreiber bestimmt. Als Brennstoff wurden zwei verschiedene Chargen Industriebholzpellets eingesetzt.

Ergebnisse

Ergebnisse Katalysator

Am Katalysator ist prinzipiell eine Oxidation von CO und flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffen (VOC), gemessen als Summenparameter Org.-C, erwünscht. Bei dem untersuchten Kessel treten bei Volllastbetrieb mit Holzpellets nur geringe Konzentrationen an VOC auf (siehe Tabelle 1). Die mit dem FID gemessene Konzentration entspricht der in der Umgebungsluft enthaltenen Methankonzentration (UBA 2013). Demnach lässt sich eine Reduzierung für VOC im Volllastbetrieb nicht bestimmen. Während des Teillastbetriebes wurde eine höhere VOC-Konzentration gemessen, jedoch keine Reduzierung durch den Katalysator beobachtet. Dies kann auf die geringe Temperatur zurückgeführt werden. Eine Staubreduzierung wurde sowohl in Voll- als auch Teillastbetrieb nicht beobachtet, was den Erwartungen entsprach, da die Temperaturen für eine Rußoxidation zu gering waren und ein Filtereffekt des Katalysators wie erwünscht vernachlässigbar war.

Tabelle 1: Abgaszusammensetzung bei Betrieb des Kessels im Referenzzustand ohne Maßnahmen während Volllast- (VL) und Teillastbetrieb (TL) mit 30 % Leistung

	Staub	O ₂	CO	Org.-C _{FID}	CH ₄	C ₂ H ₂	Aromaten	NO _x
	mg/m ³	Vol.-%	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³
VL	20	6	230	1	0	8	3	85
TL	25	12,5	510	15	4	14	5	56

Die Konzentration von Kohlenstoffmonoxid kann mit einer frischen Metallwabe im Volllastbetrieb um 53 % reduziert werden und im Teillastbetrieb um etwa 20 % (siehe Abbildung 2). Eine Erhöhung der Edelmetallbeladung und des Platinanteils auf dem Katalysator brachte eine Umsatzsteigerung im Volllastbetrieb von etwa 15 %. Im Teillastbetrieb wurde ein 1,5 % niedriger Umsatz ermittelt. Da der Abbrandprozess mit Biomasse auch bei gleichen Bedingungen gewissen Schwankungen unterliegt, kann diese Differenz von 1,5 % vernachlässigt werden und für den Teillastbetrieb ein vergleichbarer Umsatz angenommen werden. Die Umsatzerhöhung im Volllastbetrieb und die dadurch erzielte Konzentrationsminderung mit doppelter Menge an Edelmetallbeladung sind in Bezug auf die damit verbundene Kostensteigerung relativ gering. Ein kommerzieller Einsatz ist daher nicht anzunehmen. Weiterhin wurde zur Einschätzung der Praxistauglichkeit der Metallwabe eine gealterte Metallwabe bezüglich der Aktivität untersucht. Die Alterung bestand aus dem 11-wöchigen Einsatz an der Feldmessanlage im regulären Betrieb. Vor der Prüfstandmessung fand lediglich eine Absaugung zur Entfernung von Staub statt, was auch beim praktischen Betrieb im Rahmen von Kesselreinigungsarbeiten erfolgen sollte. Eine deutliche Desaktivierung wurde für die gealterte Wabe nicht festgestellt. Der Umsatz entsprach im Volllastbetrieb dem der frischen Wabe und im Teillastbetrieb war er etwas geringer (siehe Abbildung 2). Mit Hilfe weiterer Versuche ist die Abhängigkeit des erzielten Umsatzes von der Schwankung der Messergebnisse zu bewerten. Ein Langzeitversuch über mehrere Tage am Prüfstand sowie die Demonstrationen sollen in der noch verbleibenden Projektlaufzeit zur genaueren Einschätzung der Stabilität beitragen.

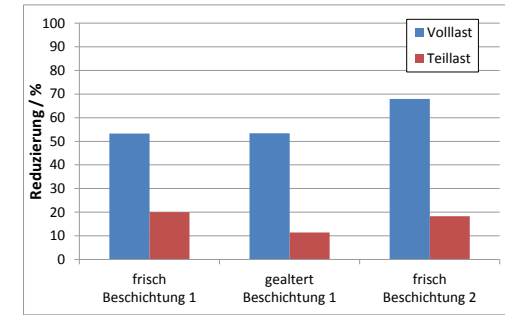


Abbildung 2: CO-Reduzierung mit einer edelmetallbeschichteten Metallwabe im Volllast- und Teillastbetrieb (30 % Leistung). Bei Beschichtung 2 liegen im Vergleich zu Beschichtung 1 die doppelte Menge der Edelmetallbeschichtung und ein höherer Platinanteil vor.

Mit der Nutzung einer alternativen elektrisch beheizbaren Metallwabe der Fa. Emitec wurde eine Erwärmung des Abgasstromes um 120 °C bei einer eingebrachten Heizleistung von 2 kW erzielt. Die Wabe war mit der identischen Beschichtung wie die herkömmliche Metallwabe ausgestattet. Die Abmessungen waren geringfügig abweichend. Es wurde jedoch nahezu der gleiche Umsatz an CO während des Teillastbetriebes im unbeheizten Zustand erreicht (siehe Abbildung 3). Mit der Beheizung konnte der Umsatz auf 60 % erhöht werden. Die Nutzung der zusätzlich eingebrachten Wärme ist über den nachgelagerten Wärmeübertragerbereich möglich. Somit kann eine deutliche Reduzierung des Wirkungsgrades verhindert werden.

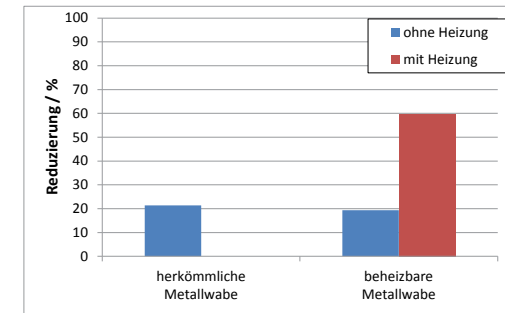


Abbildung 3: CO-Reduzierung mit einer herkömmlichen und einer beheizbaren edelmetallbeschichteten Metallwabe im Teillastbetrieb (30 % Leistung).

Ergebnisse Elektroabscheider

Mit dem entwickelten Elektroabscheider wurden insgesamt 16 Versuche auf dem Prüfstand durchgeführt. Darunter war eine 5-tägige Versuchsreihe zur ersten Einschätzung der Funktionsfähigkeit im Dauerbetrieb. In dieser Versuchsreihe konnte keine Minderung der

Abscheideleistung durch Staubablagerung festgestellt werden. Bei zwölf der insgesamt durchgeführten Versuche wurden Holzpellets eingesetzt und bei den weiteren vier Versuchen Miscanthus. Die Temperaturen im Elektroabscheider lagen je nach Kesselleistung zwischen etwa 200 bis 350 °C. Die Staubkonzentration ohne Elektrostatik (Referenz) lag bei den Versuchen mit Holzpellets zwischen 20 und 25 mg/m³ und mit Miscanthus zwischen 110 und 150 mg/m³ (jeweils i.N., bezogen auf 13 % O₂). Zur Vermeidung von Überschlägen war die Begrenzung der eingesetzten Hochspannung auf 15 bis 20 kV notwendig. Die Abscheidegrade bei den Prüfstanduntersuchungen in Abhängigkeit von der Betriebsphase des Kessels als auch vom eingesetzten Brennstoff sind in Abbildung 4 dargestellt. Beim Einsatz von Holz wurden im Durchschnitt Abscheidegrade von 75 bis 80 % erreicht. Die Maximalwerte lagen im Teillastbetrieb bei über 90 %. Die Ergebnisse zeigen eine Schwankungsbreite von rund 15 %, was zum Teil auch auf die Schwankungsbreite der Verbrennung bei Biomassefeuerungen zurückzuführen ist. Die Abscheidegrade wurden in der Regel aus dem Vergleich von aufeinanderfolgenden Betriebsphasen mit und ohne Hochspannung ermittelt. Zur Bestätigung der Ergebnisse und Ausschluss des Einflusses von schwankenden Verbrennungsbedingungen wurde ein Versuch mit paralleler Abgasmessung vor und nach dem Elektroabscheider durchgeführt. Dabei wurde ein Abscheidegrad von 70 % bei Volllast

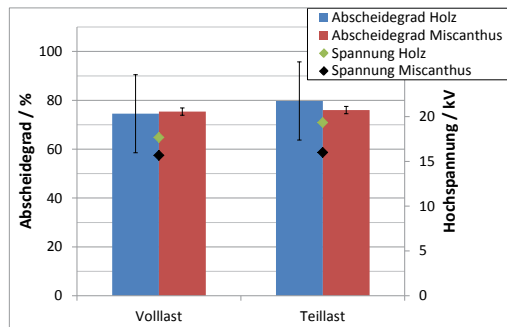


Abbildung 4: Mittelwerte und Schwankungsbreite der bestimmten Abscheidegrade mit der entwickelten Elektroabscheiderkonstruktion sowie Mittelwerte der eingesetzten Hochspannung.

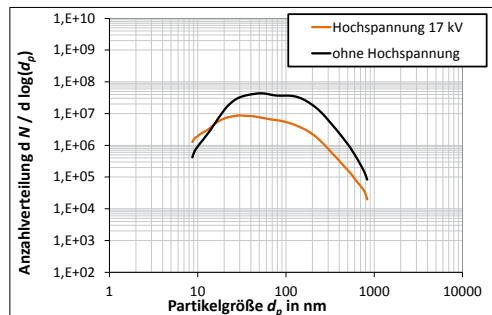


Abbildung 5: Partikelverteilung im Abgas des 49 kW-Pelletkessels bei der Verbrennung von Holzpellets mit und ohne elektrostatische Abscheidung.

und 85 % bei Teillast gemessen. Zusätzlich zeigte sich im Rahmen dieses Versuches, dass 6 bis 8 % des Abscheidegrades durch eine strömungsmechanische Ablagerung im Elektroabscheider bedingt sind. Für den Kesselbetrieb mit Miscanthus, einem aschereichereren Brennstoff, wurden Abscheidegrade von durchschnittlich 75 % erreicht. Messungen der Partikelverteilung mittels SMPS ergaben, dass eine Reduzierung der Partikelanzahl und demnach eine Abscheidung bei Partikelgrößen größer als 20 bis 30 nm stattfindet. Exemplarisch für die Veränderung der Partikelverteilung durch die elektrostatische Abscheidung ist in Abbildung 5 ein Vergleich zwischen Betrieb mit und ohne Hochspannung bei einem Versuch im Teillastbetrieb mit Holzpellets dargestellt.

Ergebnisse Feldmessung

Der Betrieb der Feldanlage mit Maßnahmen verdeutlichte den wesentlichen Einfluss von Nutzerverhalten als auch Brennstoffart und -qualität auf die Wirksamkeit der Maßnahmen. Auch die Relevanz der Emissionen während des Teillastbetriebs wurde deutlich. In Tabelle 2 ist die prozentuale Betriebsdauer in den einzelnen Betriebsphasen gegenübergestellt. Je nach Außentemperatur lief der Kessel 43 bis 67 % des Tages. Dabei befand sich der Kessel während mehr als der Hälfte der Zeit des Verbrennungsbetriebs im Teillastbetrieb.

Tabelle 2: Prozentualer Anteil der Betriebsphasen des Kessels während der gesamten Feldmessdauer (Bereitschaft - kein Verbrennungsbetrieb; Volllast - 100 % Kesselleistung; Teillast - 30 bis 99 % Kesselleistung)

	Bereitschaft	Volllast	Teillast
Kalte Wintertage (Jan/Febr)	33 %	20 %	47 %
Übergangszeit (März/April)	57 %	16 %	27 %

Obwohl die vorgegebenen Wartungsintervalle von einer Woche am Elektroabscheider nicht eingehalten wurden, trat kein Spannungsabfall im Betriebszeitraum bei der Elektrostatik auf. Die Abscheidegrade lagen zwischen 30 und 80 %, siehe Tabelle 3. Die geringeren Abscheidegrade traten am ersten und zweiten Messtag mit der ersten Brennstoffcharge auf. Ohne Hochspannung wurden Staubkonzentrationen von 85 bis 105 mg/m³ gemessen. Eine Reduzierung auf 19 bis 60 mg/m³ (Angaben jeweils i.N., bezogen auf 13 Vol.-% O₂) wurde erreicht. Da der Verschmutzungsgrad des Elektroabscheiders an allen drei Messtagen vergleichbar war und anderweitig keine Veränderungen an der Anlagentechnik durchgeführt wurden, ist ein Einfluss der Brennstoffqualität auf die stark unterschiedlichen Abscheidegrade zu vermuten. Die Brennstoffanalyse der beiden eingesetzten Brennstoffchargen ergab bei der ersten Charge einen sehr hohen Feinanteil sowie vergleichsweise hohe Konzentrationen an Kalium, Silicium, Magnesium als auch Schwefel und Phosphor.

Tabelle 3: Abscheidegrade bei Voll- und Teillastbetrieb an der Feldmessanlage am ersten, zweiten und dritten Messtag (am Beginn, Mitte und Ende der Betriebsdauer)

Messtag	1	2	3
Volllast	20	6	230
Teillast	25	12,5	510

Am Katalysator traten während der Betriebszeit Temperaturen von 200 bis 500 °C auf. Beim Ausbau der Wabe war deutlich die Ablagerung einer Rußschicht erkennbar, jedoch keine Verblockung der Kanäle. Eine Wirksamkeit des Katalysators konnte zum Abschluss der Heizperiode am Feldstandort nicht mehr nachgewiesen werden. Die Untersuchung der Metallwabe nach der Reinigung, im Anschluss an die Heizperiode auf dem Prüfstand, zeigte jedoch keine Abnahme des CO-Umsatzes. Da die bei der Feldanlage nicht entfernte Rußschicht die Wirksamkeit möglicherweise verhindert haben könnte, ist in der kommenden Heizperiode zwingend die Einhaltung der definierten Reinigungs- bzw. Wartungsintervalle erforderlich. Weiterhin sind Untersuchungen bezüglich des Einflusses von Staubablagerungen auf die Aktivität am Prüfstand geplant.

Fazit und Ausblick

Die bisher auf dem Prüfstand und am Feldmessstandort durchgeführten Untersuchungen zeigen eine Reduzierung der Kohlenstoffmonoxid- und Staubkonzentration im Abgas mit der entwickelten Kombination von Elektroabscheider und Katalysator. Es bestehen jedoch noch weitere Optimierungs- und Entwicklungspotentiale sowohl in Bezug auf die Reduzierungsrate von CO und den Abscheidegrad von Staub als auch hinsichtlich einer Emissionsminderung an flüchtigen organischen Verbindungen sowie Stickoxiden.

Die innerhalb des Projektes durchgeführten Versuche zeigen, dass bei den untersuchten, kommerziell verfügbaren Edelmetallkatalysatoren zwar eine Aktivität zur Oxidation von CO und VOC vorhanden ist, die notwendige Stabilität für den Einbau des Katalysators in der gewünschten Temperaturzone der Anlage zur Umsetzung von VOC jedoch nicht. Begründet liegt dies in den schwankenden Prozessbedingungen bei Biomassefeuerungsanlagen. Der größte Emissionsminderungsbedarf besteht während der An- und Abfahrphasen als auch im Teillastbetrieb, wobei die Temperaturen am geringsten sind. Eine brennraumnahe Positionierung der Katalysatoren zur Ausnutzung der vorhandenen Prozesswärme verursacht aber eine thermische Desaktivierung während des Vollastbetriebes. Weiterhin ist durch die Rohstoffpreise für die eingesetzten Edelmetalle ein gewisser Kostenfaktor gegeben, welcher bei nicht ausreichender Standzeit und Wirkung ein Hemmnis für den kommerziellen Einsatz bei Biomassefeuerungen ist. Dementsprechend besteht ein Bedarf hochtemperaturstabile Katalysatoren, wenn möglich auf Basis kostengünstigerer Metallverbindungen, zur Marktreife zu entwickeln. Auch im Bereich der Beheizungsmethodik sowie Elektroabscheidung besteht weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Für die Beheizung von Katalysatoren ist Entwicklungsarbeit bezüglich der Umsetzung bestehender Konzepte in kommerziell einsetzbare Produkte gegeben. Der Einsatz der elektrostatischen Abscheidung bei hohen Temperaturen würde die Möglichkeiten für den Einsatz in Feuerungsanlagen stark erweitern. Die Untersuchungen dazu sind bisher jedoch im Stadium der Grundlagenforschung angesiedelt. Für die bisher entwickelte Anlagentechnik ist eine noch detailliertere Charakterisierung und Dokumentation der Wirkungsweise wünschenswert. Ein möglicher Einfluss der Maßnahmen auf flüchtige organische Verbindungen als auch Stickoxide kann anhand der Ergebnisse nicht festgestellt werden. Untersuchungen mit weiteren Brennstoffen als auch unter abweichenden Prozessbedingungen bspw. bei Fehleinstellung der Regelungsparameter können weitere Erkenntnisse liefern.

In der verbleibenden Projektlaufzeit bis Ende März 2014 sollen abschließende Prüfstanduntersuchungen, zur Darstellung des Entwicklungsstandes, sowie der Demonstrationsbetrieb, zur Bewertung der praktischen Einsetzbarkeit, durchgeführt werden. Die Notwendigkeit von Emissionsminderungsmaßnahmen ist insbesondere bei anspruchsvollen Brennstoffen gegeben, bei denen aufgrund der Zusammensetzung eine emissionsarme Verbrennung allein durch eine entsprechende Verbrennungsregelung nicht möglich ist. Dementsprechend werden bei den abschließenden Untersuchungen und Feldmessungen Getreideausputzpellets eingesetzt, um bisherige Möglichkeiten und Grenzen mit den Maßnahmen als auch weiteren Forschungsbedarf zu ermitteln.

Literatur

HARTMANN, I.; BINDIG, R.; MATTHES, M.; THIEL, C. (2012): Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinf Feuerungen. Konferenz „Energetische Biomassenutzung“ – Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft, Berlin.

UBA – UMWELTBUNDESAMT (2013): Luftmessnetz des Umweltbundesamtes – Beobachtungsnetze Methan, Beobachtungsnetze VOCs. URL: <http://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/messenbeobachtungen/luftmessnetz-des-umweltbundesamtes> (Stand 28.10.2013).

Entwicklung eines Hochtemperaturwärmeübertragers für die Kopplung von Biomassekesseln mit einem Stirlingmotor

Nadine Senkel*, Werner Siemers

CUTEC Institut GmbH,
Leibnizstr. 21+23, 38678 Clausthal-Zellerfeld
*E-Mail: nadine.senkel@cutec.de

Schlagwörter: Alternative Energien, Blockheizkraftwerk (BHKW), Biomasseverbrennung, dezentrale Energieerzeugung, Hochtemperatur-Wärmetauscher, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Stirling

Zusammenfassung

Es wird ein Wärmeübertragungssystem entwickelt und erprobt, dass die Kopplung eines Stirlingmotors mit einer Biomassefeuerung erlaubt. Üblicherweise werden Stirlingmotoren als BHKW in der dezentralen KWK bei Nutzung von Erdgas als Primärenergieträger eingesetzt. Dabei wird die im Abgasstrom eines Erdgasbrenners enthaltene Energie über einen Wärmeübertragungsvorgang an das Arbeitsgas des geschlossenen Stirling-Kreislaufs übertragen und kann somit den Wärmekraftprozess speisen. Der Wärmeeintrag erfolgt am sog. Erhitzerkopf, dem Wärmeübertrager des Stirlingmotors. Die bisher ausgeführten Ansätze zur Biomassenutzung über die direkte Kopplung (Positionierung des Erhitzerkopfes im Abgasstrom der Biomassefeuerung) oder eine vorgeschaltete Vergasung von Biomasse und Verbrennung des Pyrolyse-Gases am Erhitzerkopf konnten sich aufgrund unterschiedlichster Probleme nicht durchsetzen. Die Herausforderung ist die hohe Systemtemperatur auf der wärmeaufnehmenden Seite des Stirlingmotors von etwa 1.100 °C, welche zur Erlangung hoher elektrischer Wirkungsgrade erforderlich ist. Gemessen wurden die Heißgastemperaturen des Flox®-Brenners, der Motor selbst arbeitet bei Heliumtemperaturen von ca. 900 °C auf der „heißen“ und ca. 700 °C auf der „kalten“ Seite. Dies bedingt wiederum sehr hohe Temperaturen auf der Biomasseverbrennungsseite von etwa 1.250 °C und würde die zu erwartenden Probleme einer direkten Beaufschlagung (Verschmutzung, Staubeinfluss, Teer, Ascheschmelzen usw.) vergrößern. Daher wird ein indirektes Wärmeübertragungsverfahren vorgeschlagen, das den Heißgasstrom der Biomasseverbrennung vom Stirlingsystem trennt (Senkel & Siemers 2013). Messungen am KÖB Biomassekessel bei unterschiedlichen Versuchsbedingungen und kleine Anpassungen des Flammrohrs ergaben erreichbare Temperaturen von über 1.250 °C. Damit ist die rein bilanzielle Kopplung beider Anlagen machbar. Mit diesen Messergebnissen wurden der Wärmeübergang am Erhitzer des Stirlingmotors bilanziert und der Wärmeübertrager sowie der Heißluft-Kreislauf zur Kopplung beider Anlagen zusammen mit dem „Ingenieurbüro Eckrohrkessel“ entworfen. Der Hochtemperatur-Wärmeübertrager – ein Rekuperator als Rohrbündel-WT aus ip®

tubes – wird derzeit von der Firma „Lamont“ gebaut. ip® tubes sind Glattrohre, die so umgeformt werden, dass in der Rohrwand gleichmäßig angeordnete Vertiefungen entstehen. Diese verursachen in den wandnahen Zonen Turbulenzen im Strömungsmedium, die wiederum den Wärmeübergang an der Rohrrinnenseite erheblich steigern (Lamont 2013). Für die Kopplung der Biomasseverbrennung (Heißluft aus dem HT-WT) und dem Stirlingmotor (Erhitzerkopf) wurde ein Heißluft-Kreislauf entwickelt, mit einem zusätzlichen Luft-Luft-WT zur Vorwärmung der angesaugten Umgebungsluft, welcher ebenfalls aus ip® tubes aufgebaut wird.

Abstract

The goal in the project „HTBioStir“ is the technological development of a high temperature heat exchanger for the coupling of biomass boiler and Stirling engine. The Stirling engine normally receives the heat from a Flox® burner through a heat exchanger mounted between the two cylinder heads – in this case SOLO shows a V-cylinder shape. For an efficient heat transfer this is a highly structured surface area. Based on an analysis of different Stirling concepts it became evident that a high system pressure in the internal cycle process and a high temperature at the heat receiver are a prerequisite for high efficiencies. Intensive Measurements on both installations – the Stirling CHP SOLO 161 and the biomass boiler KÖB – have been conducted and analysed. The natural gas burner at the Stirling CHP supplies temperatures of above 1.100 °C in front of the Stirling heat exchanger, which is still 100 °C lower than the wood chip furnace could deliver. These two measurements are flue gas temperatures. The Stirling itself operates between slightly below 900 °C on the „hot“ side and some 700 °C on the „cold“ side. In the biomass boiler a maximum temperature could be reached with some 1.260 °C at the end of the combustion chamber and above 1.150 °C in the passage from the combustion chamber to the fire tube of the boiler. As the result of the technical interpretation of the measurements we designed a special form of a bundle tube heat exchanger for the indirect heat transfer, which consists of ip tubes®. These are reshaped smooth-bore tubes with evenly positioned, macroscopic dimples in the tube wall, which are creating strong turbulence in the flow medium and considerably increase the heat transfer at the tube walls. (www.iptubes.com) For coupling biomass combustion (hot air out of heat exchanger) and Stirling engine (the heater) a hot air circuit – a system with an additional air pre-heater, which also consists of ip® tubes – was designed and constructed in addition. Now, the first technical solution of a high temperature heat exchanger and an air pre-heater was built and will be tested in the next few months.

Hintergründe

Biomasse ist neben Sonne und Wind eine Säule bei der Energieerzeugung, basierend auf erneuerbare Energieträgern. Grundsätzlich sollte bei allen Arten der Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen ein möglichst hoher Wirkungsgrad erzielt werden. Die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung setzt diesen Anspruch am besten um. Für die Nutzung von Biomasse zur dezentralen Energieerzeugung mangelt es jedoch an funktionierenden Betriebssystemen, weshalb hier noch viel Entwicklungspotential vorhanden ist (Abbildung 1, links).

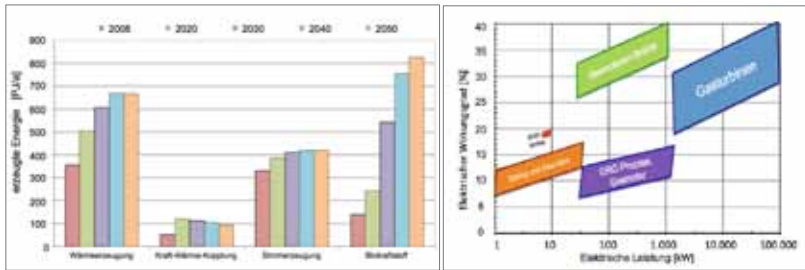


Abbildung 1: Anteil erzeugte Energie aus Biomasse (links), KWK mit dem Energieträger Biomasse (rechts)

Eine Einordnung der Technologien zur Energieerzeugung aus Biomasse nach elektrischer Kapazität ist in Abbildung 1 (rechts) dargestellt. Die konventionelle Dampfturbinen Technologie für Biomasse-Ressourcen findet ihre Begrenzung bei einer downscale-Größe zwischen 1 bis 2 MW elektrischer Leistung. Darunter (von 50 kW bis 1 MW) kann man ORC und Vergasung von Biomasse mit einem Gas-Motor als KWK finden. Auf dem sehr niedrigen Level der Mikro-KWK, was der Ebene der privaten Haushalte oder dem dezentrale Ansatz entspricht, sind elektrische Kapazitäten in einer Größenordnung von 1 bis 10 kW angesiedelt. In diesem Sektor sind oft Stirling-Motoren als Technologie favorisiert.

Es gibt mehrere Stirlingmotor Konzepte – die Frei- oder Einkolben-Stirlingmotoren, den 4-Kolben-Stirling oder die 2-Kolben Stirlingmaschinen. In den meisten Fällen basiert der Prozess auf Erdgas als Energieträger. Die Nutzung von festen Biomasse-Ressourcen, entweder Hackschnitzel oder Pellets, ist auf Pilotanlagen und einige Test-Applikationen beschränkt. Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der marktverfügbaren KWK-Anlagen mit Stirlingmaschinen, ob mit Erdgasbrenner im 1 kW-Leistungsbereich (diverse Anbieter mit Motoren von Microgen oder Infinia), mit vorgeschalteter Biomasse-Vergasung (Sunmaschine) oder in Kombination mit einem Biomassekessel – Stirling DK / Mawera und das hier beschriebene Projekt HTBioStir mit dem SOLO-Stirling. Der erreichbare elektrische Wirkungsgrad ist bei

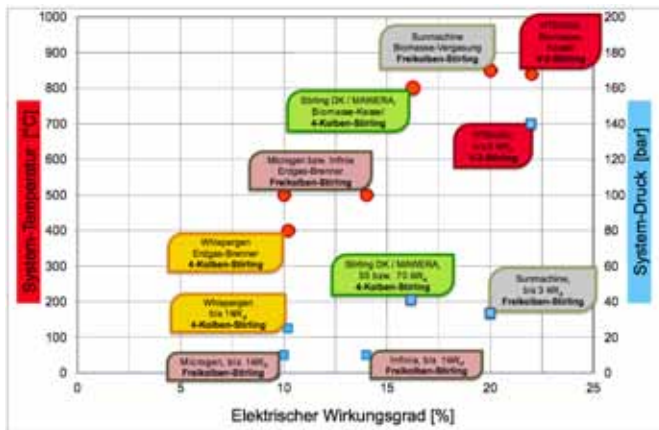


Abbildung 2: Elektrischer Wirkungsgrad unterschiedlicher Stirlingmotor-BHKW abhängig von System-Temperatur und -Druck

diesen Motoren stark von der Temperatur und dem Druck der Maschine abhängig. Für Wirkungsgrade über 20 % sind Temperaturen im Bereich des Wärmetauschers der Stirlingmotoren von über 800 °C erforderlich, bei sehr hohen Systemdrücken von über 140 bar. Der V-2- α -Stirlingmotor von Cleanergy (früher SOLO) ist das einzige kommerzielle BHKW, das einen elektrischen Wirkungsgrad von 24 % erreicht. Die neu auf dem Markt angebotenen erdgasbetriebenen Stirlingmotor-BHKW – Whispergen und die Microgen Freikolben-Motoren – erreichen bei Maschinen-Temperaturen von maximal 500 °C gerade 10 % Wirkungsgrad, der Motor von Infinia 14 %. Diese Anlagen werden meist in Kombination mit einem Zusatz-Brenner als Heizsysteme für private Haushalte verkauft. Auffallend ist, dass die Biomasse betriebenen Stirling-Konzepte – Stirling DK, Sunmaschine und SOLO – alle mit Maschinentemperaturen von mindestens 800 °C arbeiten. Bisher wurde vorrangig die direkte Kopplung von Biomasse-Kessel und Stirlingmotor bevorzugt, d. h. der Erhitzerkopf wurde in den Abgas-Strom nach dem Feuerraum platziert. Das hat den Nachteil, dass die feinen Asche-Partikel den Wärmetauscher verschmutzen und damit der Wärmeübergang verschlechtern. Es muss in regelmäßigen Abständen der Erhitzerkopf gereinigt werden. Eine andere Möglichkeit ist, den Stirlingmotor durch indirekten Wärmeübergang anzutreiben. Das ist der Ansatz im Projekt HTBioStir, welches im Juli 2011 gestartet ist. Ziel ist die Entwicklung eines Hochtemperatur-Wärmeübertragers zur Kopplung der bereits im „Energiepark Clausthal“ vorhandenen Anlagen – KÖB-Biomasse-Kessel und SOLO-Stirlingmotor-BHKW 161 (Siemers 2011).

Methodik bzw. Aktivitäten

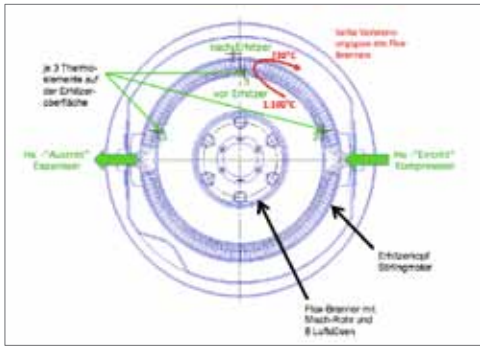
Die Herausforderung sind die hohen erforderlichen Temperaturen im Bereich des Stirling-Erhitzerkopfes um einen effizienten Biomasse-Umsatz mit einem elektrischen Wirkungsgrad des Motors von über 20 % zu erreichen. Zunächst mussten die beiden Anlagen mit umfangreicher Messtechnik ausgestattet werden, zur Erstellung von Energiebilanzen und Temperatur-Profilen als Voraussetzung für die Entwicklung eines Hochtemperatur-Wärmeübertragers.

SOLO Stirlingmotor-BHKW 161

Als einer der ersten kommerziellen Anwender trat die Firma SOLO Stirling GmbH in den Markt ein. Nach mehreren Insolvenzen wurde die Technologie von dem schwedischen Anbieter Cleanergy übernommen, der ab 2009 das Gerät in Serie produziert – Erdgas betriebene BHKW und Stirlingsysteme für konzentrierende Solarkollektoren. Ein Stirling-Doppelkolbenmotor in V-Ausrichtung wurde in einem Gesamtpaket mit Erdgas-Flox®-Brenner zu einem BHKW mit maximal 9 kW elektrischer Leistung integriert.

Der als 90° V-Zweizylinder konzipierte Motor „SOLO- Stirling 161“ verfügt über einen Verdichtungs- und einen Arbeitszylinder, zwischen denen das Arbeitsgas Helium über einen Erhitzerkopf in einem geschlossenen Kreisprozess hin- und her geschoben wird. Der Erhitzer besteht aus Röhrchen mit Rippen, die von der Wärmequelle – dem Flox®-Brenner – auf etwa 800 °C erwärmt werden (Siemers 2011).

Zur Bilanzierung der Anlage wurden vom Brenner über die Prallplatte, den Erhitzerkopf bis zum Abgas-Wärmetauscher Thermolemente eingebaut. Abbildung 3 zeigt eine technische Zeichnung mit allen relevanten Bauteilen. Grün markiert sind die Positionen der Thermolemente. Links ist der Schnitt durch den Brenner und Erhitzerkopf dargestellt. Neben den



gemessenen Temperaturen sind die errechneten Wärmemengen in Form von Heiß-/Verbrennungsgas für die größte einstellbare Druckstufe von 120 bar angegeben (Senkel & Siemers 2012).

Im linken Diagramm in Abbildung 4 sind die Temperaturverläufe entlang des Brenners dargestellt. Die Flammentemperatur erreicht 1.200 bis 1.290 °C. Der Brenner hält die Erhitzer-Temperatur (das Helium) über den gesamten Druckbereich konstant. Aufgrund der variierenden Heliumdrücke im Motor muss die Wärmezufuhr angepasst werden, um immer eine konstante Erhitzer-Temperatur zu erreichen, was für den stabilen Betrieb des Stirlings erforderlich ist (Senkel & Siemers 2012).

Gut zu erkennen ist die Regelung des Brenners an den Temperaturunterschieden, gemessen vor und nach dem Erhitzer. Mit sinkendem Maschinendruck verringert sich die Temperatur vor dem Erhitzer (Abbildung 4, links roter Graph) um insgesamt 100 °C über den gesamten Regelbereich. Die Temperatur nach dem Erhitzer (Abbildung 4, links oranger Graph) verringert sich nur um max. 10 bis 15 °C. Der Temperaturunterschied variiert demnach von 440 bis 325 °C. Im hohen Druckbereich bei 120 bar wird der heißen Verbrennungsluft also „mehr“ Wärme entzogen als bei einem Maschinendruck von 50 bar. Am „Umlenkpunkt“

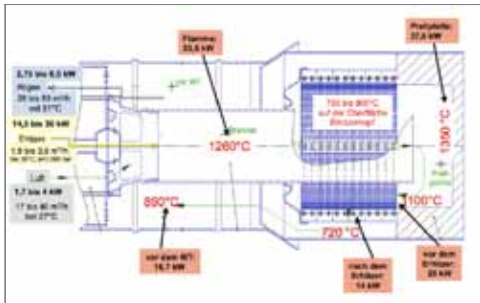


Abbildung 3: Technische Zeichnung des Stirlingmotors mit Bilanzdaten – Wärmemengen und Temperaturen Flux®-Brenner und Stirling-Erhitzerkopf (Senkel & Siemers 2012)

Erhitzer (Abbildung 4, links roter Graph) um insgesamt 100 °C über den gesamten Regelbereich. Die Temperatur nach dem Erhitzer (Abbildung 4, links oranger Graph) verringert sich nur um max. 10 bis 15 °C. Der Temperaturunterschied variiert demnach von 440 bis 325 °C. Im hohen Druckbereich bei 120 bar wird der heißen Verbrennungsluft also „mehr“ Wärme entzogen als bei einem Maschinendruck von 50 bar. Am „Umlenkpunkt“

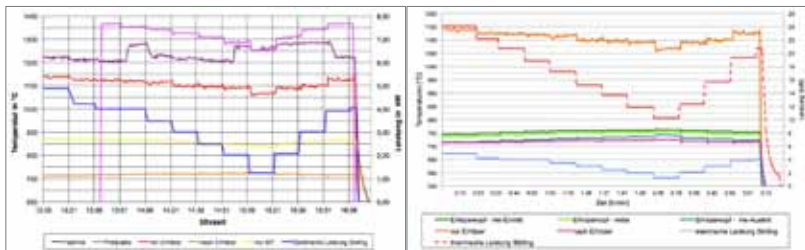


Abbildung 4: Verlauf der Brenner-Temperaturen (links) und der Temperaturen „rund“ um den Erhitzerkopf des Stirlingmotors (rechts) abhängig von der gewählten elektrischen Leistung (blaue Kurve) (Senkel & Siemers 2012)

der heißen Verbrennungsluft im Bereich der Prallplatte werden die höchsten Temperaturen gemessen, bis ca. 1.500 °C. Das rechte Diagramm der Abbildung 4 zeigt die gemessenen Temperaturen rund um den Erhitzerkopf – dem relevanten Wärmeübertrager für die geplante Kopplung von Kessel und Stirling. Diese Messdaten geben Hinweise für die Randbedingungen des zu konstruierenden Hochtemperaturwärmeübertragers. Unmittelbar vor dem Wärmetauscher wurden Heißgas-Temperaturen von bis zu 1.150 °C gemessen. Ganz dicht an der Oberfläche des Erhitzerkopfes betragen die Temperaturen ca. 730 bis 770 °C (Senkel & Siemers 2012).

Die Differenz zwischen der Wärmemenge vor und nach dem Erhitzerkopf gibt Rückschlüsse für die Auslegung des Hochtemperaturwärmeübertragers. Bei der höchsten Leistung des Stirlingmotors bei 120 bar Helium-Druck beträgt die Wärmemenge des heißen Verbrennungsgases vor dem Erhitzer maximal 26 kW. Unmittelbar nach dem Helium-Wärmeübertrager sind es noch 14 kW, d. h. 12 kW thermische Energie müssen dem Helium von außen zugeführt werden, um den Stirlingmotor auf maximaler Leistungsstufe betreiben zu können. Abbildung 5 zeigt die Bilanz des Stirlingmotors mit erzeugter elektrischer und thermischer Energie des BHKW (Senkel & Siemers 2013).

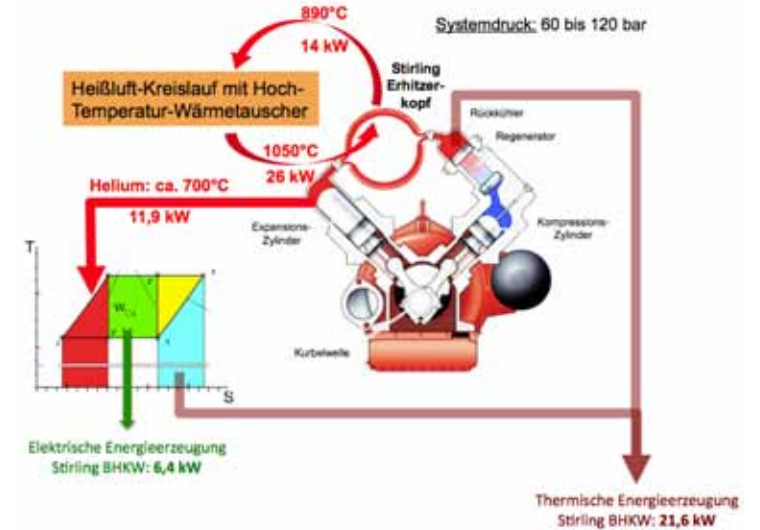


Abbildung 5: Bilanz SOLO Stirlingmotor bei 120 bar Maschinendruck mit Kenndaten für den zu konstruierenden Hochtemperatur-Wärmetauscher (Senkel & Siemers 2013)

KÖB-Biomassekessel

Der Holzhackschnitzelkessel ist ein Pyrttec-Unterschubheizkessel des Herstellers KÖB und Schäfer vom Typ KDZ-150, Baujahr 1996 mit einer Heizleistung von 150 kW bei Warmwassertemperaturen von 80 bis 85 °C. Betrieben wird die Anlage mit Holzhackschnitzeln (Energiehackgut). Der Feuerraum des Kessels befindet sich im unteren Teil. Hier wurden einige Thermolemente montiert, um diesen Bereich bilanzieren und die am besten geeig-

nete Stelle für die Platzierung des Hochtemperaturwärmeübertrager ermitteln zu können. Im unteren Teil ist der Feuerraum mit Brennstoffeintrag, Rost, Primär- und Sekundärluft-Eintrag. Direkt im Anschluss befindet sich das Flammrohr mit darüber liegendem Röhren-Wärmetauscher, zur Wärmeübergabe der heißen Brenngase an das Heizungswasser (Senkel & Siemers 2012). Eine 3D-Zeichnung des KÖB-Biomassekessels zeigt Abbildung 6. Im unteren rechten Teil der Abbildung ist der Rost mit der Primärluftzugabe und dem automatischen Hackschnitzeleintrag zu sehen. In der Rückwand, über dem Rost befinden sich vier Öffnungen über welche ein Teil der Sekundärluft eingebracht wird. Das Gebläse für die Sekundärluft saugt die Umgebungsluft an und bläst diese in den Außenmantel (einen Stahlmantel) rund um den Feuerraum des Kessels. Durch Öffnungen in diesem Stahl-Mantel – mit angeschweißten Stutzen – wird die Sekundärluft im Feuerraum verteilt. Der größte Teil der Sekundärluft wird über je vier Öffnungen in den Seitenwänden (rechts und links gegenüber angeordnet) im mittleren Bereich des Feuerraums eingeblasen. Neben der Zuluft sind auch die Positionen der Thermoelemente eingezeichnet (Senkel & Siemers 2013). Die Verbrennungstemperatur wurde bei der Grundeinstellung des KÖB-Kessels mit maximal 1.100 °C gemessen (Abbildung 6, links). Das liegt etwas unter den Literaturangaben für Rostfeuerungen mit 1.200 °C. Verbessern kann man das durch Vorwärmung der Verbrennungsluft oder der Veränderung des Lamda´s im Feuerraum, dem Steuerungsparameter des Kessels, wonach die Brennstoffzufuhr über den Schneckeneintrag geregelt wird (Kaczorowski 2013). Abbildung 6, rechts zeigt die gemessenen Temperaturen und die errechneten Wärmemengen mit einer Sekundärluft-Vorwärmung von 100 °C, einem reduzierten Sauerstoffwert in der KÖB-Steuerung von 8 auf 5 % (Chen 2013) und einer Isolierung des vorderen Teils des Flammrohrs. Es können damit Feuerraum-Temperaturen von fast 1.300 °C gemessen werden. Durch die teilweise Isolierung des Flammrohrs – und damit der Unterbindung des Wärmeübergangs an das darüber strömende Heizwasser – wurden im Bereich des Übergangs Feuerraum zum Flammrohr und dem Flammrohrverschluss-Deckel die Temperaturen deutlich erhöht. Das ist erforderlich, da der Hochtemperatur-Wärmeübertrager durch den Flammrohrverschluss schräg nach unten über den vorderen Teil des Flammrohrs in den Feuerraum eingesetzt werden soll. Ohne diese Maßnahme hätte sich die erhitzte Luft im HT-WT auf dem Weg aus dem Feuerraum im Bereich des Flammrohrs wieder abgekühlt (Senkel & Siemers 2013).

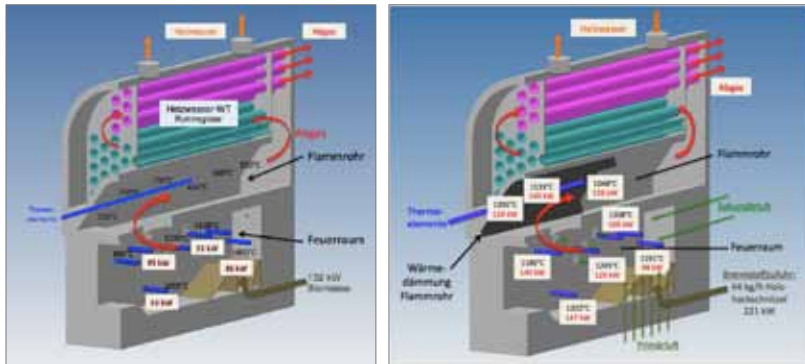


Abbildung 6: Bilanz KÖB-Biomasse-Kessel - Links: Grundeinstellung, rechts: Maßnahmen zur Temperatur-Erhö-
hung, wie reduziertem O₂-Parameter, Luftvorwärmung und Isolierung Flammrohr (Senkel & Siemers 2013)

peratur-Wärmeübertrager durch den Flammrohrverschluss schräg nach unten über den vorderen Teil des Flammrohrs in den Feuerraum eingesetzt werden soll. Ohne diese Maßnahme hätte sich die erhitzte Luft im HT-WT auf dem Weg aus dem Feuerraum im Bereich des Flammrohrs wieder abgekühlt (Senkel & Siemers 2013). Mit dem errechneten feuerungstechnischen Wirkungsgrad von 89,9 % lassen sich die Verluste des Kessels berechnen. Die Differenz aus Energieeintrag, den Wärmemengen des Heißgases und den Verlusten ergibt die noch vorhandene Energie, der noch nicht vollständig umgesetzten Komponenten, in den betrachteten Bereichen (Thermoelement 1 bis 7 – vom Rost bis zum Übergang Feuerraum - Flammrohr) des Feuerraumes im KÖB-Kessel. Abbildung 7 zeigt den Verlauf der Verbrennung im Feuerraum durch die Entwicklung der Aufteilung der unterschiedlichen Energieanteile. Am Ende des Feuerraums, dem Übergang zum Flammrohr, ist ein Großteil des Brennstoffs umgesetzt. Die über 1.200 °C heiße Luft hat deutlich über 100 kW thermische Energie, was für die Wärmeauskopplung mit einem Hochtemperatur-Wärmeübertrager und zur Wärmeeinkopplung am Stirling-Erhitzerkopf für den Antrieb des Motors ausreicht (Senkel & Siemers 2012).

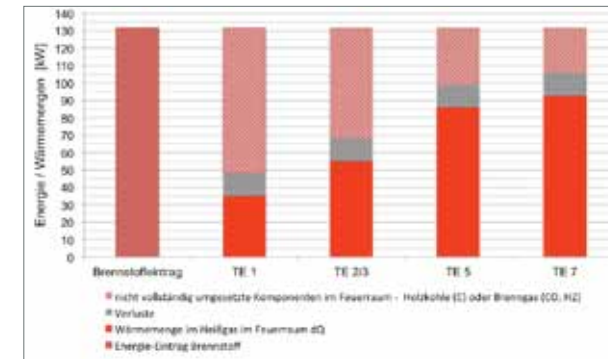


Abbildung 7: Energiebilanz Feuerraum KÖB-Kessel - Entwicklung der Aufteilung der Brennstoffenergie auf die
Wärmemenge an Heißgas, die Energie nicht vollständig umgesetzter Komponenten sowie die Verluste (Senkel &
Siemers 2012)

Ergebnisse

Hochtemperatur-Wärmetauscher (HT-WT) mit Heißluft-Kreislauf zur indirekten Kopp- lung von KÖB-Biomassekessel und SOLO-Stirlingmotor

Nach Auswertung der Messdaten von KÖB-Kessel und Stirlingmotor und der Erstellung eines Lastenheftes wurde zusammen mit dem Ingenieurbüro Eckrohrkessel ein Wärmeübertrager-Kreislauf – unser Heißluft-Kreislauf – entwickelt, um die am HT-WT ausgekoppelte ca. 1.050 °C heiße Luft zum Stirling-Erhitzerkopf zu transportieren (Sachno 2012).

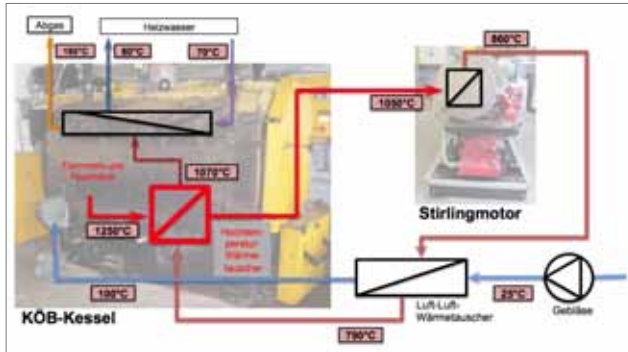


Abbildung 8: Heißluft-Kreislauf mit Hochtemperatur-WT und Luft-Luft-WT (Senkel & Siemers 2013)

Mit einem Seitenkanal-Verdichter wird Umgebungsluft angesaugt, welche von der noch ca. 860 °C heißen Luft mit einem weiteren Luft-Luft-Wärmetauscher auf ca. 790 °C vorgewärmt wird, bevor diese in den HT-WT eintritt. Mit der noch ca. 100 °C warmen „Restluft“ kann vorgewärmte Zuluft für die Biomasseverbrennung zur Verfügung gestellt werden. Nach ausführlicher Recherche bzgl. Wärmetauscherverfahren (Bethge 2013) – Wärmeübertragerarten, WT-Typen und Bauformen, Wärmeübertragermedien – wurde für den Bau des ersten Prototypen ein Rekuperator als Rohrbündel-WT ausgewählt. Der HT-WT wird aus sog. ip@ tubes (Abbildung 9, Fotos links) gebaut. Das sind Glattrohre mit gleichmäßig angeordneten Vertiefungen, welche in den wandnahen Bereichen Turbulenzen im Strömungsmedium hervorrufen, was eine bis zu 25 % bessere Wärmeübertragung bei gleichem Druckverlust im Vergleich zum Glattrohr (Abbildung 9, Diagramm oben rechts, rote Kurve) erzeugt. Weitere Vorteile sind: weniger Verschmutzung durch Verwirbelungen an der Rohrinnen- und außenseite, sowie Platzeinsparung durch kleinere Rohrbündel aufgrund kleinerer Übertragungsflächen (Lamont 2013). All das sind ausschlaggebende Argumente für diesen Typ WT.

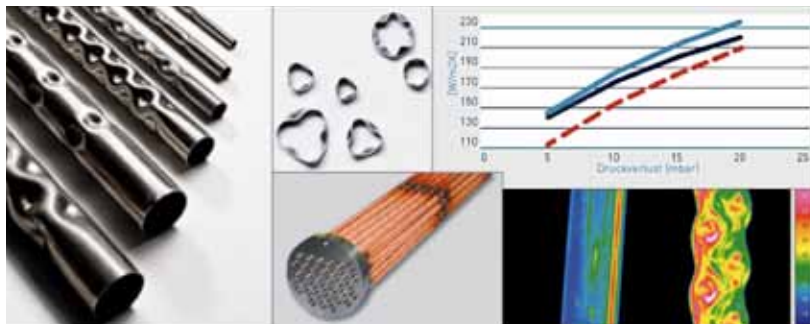


Abbildung 9: ip@ tubes (Fotos links) und die bessere Wärmeübertragung bei gleichem Druckverlust im Vergleich zum Glattrohr (Diagramm oben rechts, blaue Kurve) und als Aufnahme mit Wärmebildkamera (Lamont 2013)

Durch Berechnung des Wärmeübergangs vom Flox®-Brenner auf den Erhitzerkopf des Stirlingmotors konnte die Heißluftseite des Wärmeübertrager-(Heißluft)-Kreislaufes definiert werden. Damit konnten anschließend die Wärmeübertragerfläche für den zu konstruierenden HT-WT aus hochtemperaturfestem Stahl 1.4841 und den Luft-Luft-WT, welcher ebenfalls mit ip@ tubes gefertigt wird, ermittelt werden. Die unbedingt erforderlichen Temperaturen im Feuerraum des KÖB-Biomasse-Kessels, gleichzeitig die Eintrittstemperatur des HT-WT abgasseitig, waren auch ein Ergebnis dieser Berechnungen (Sachno 2012). Für die zwei zu bauenden WT ergaben sich folgende Kenndaten (Sachno 2012):

Heizflächendimensionierung HT-WT

- Effektive Heizfläche: 2,8 m²
- ges. Rohrlänge: 33 m
- Übertragungsleistung: ca. 21 kW
- Luftmenge: 290 kg/h bzw. 230 m³i.N./h
- Luft-Ein-/Austritt: 800 & 1.020 °C
- Abgas-Ein-/Austritt: 1.250 & 1.070 °C

Heizflächendimensionierung Luft-Luft-WT

- Effektive Heizfläche: 22,5 m²
- ges. Rohrlänge: 720 m
- Übertragungsleistung: ca. 67 kW
- Luftmenge: 290 kg/h bzw. 230 m³i.N./h
- Ein-/Austritt heiße Luft: 860 & 95 °C
- Ein-/Austritt Umgebungsluft: 25 & 800 °C

Um die erzeugte Heißluft über den Erhitzerkopf des Stirlingmotors strömen lassen zu können, mussten das Mischer-Rohr (Abbildung 11, rechts unten), die Prallplatte (Abbildung 11, rechts oben) und die Endkappen der Einhausung des Motors und des im Original vorhandenen Flox®-Brenners angepasst bzw. neu gebaut werden.

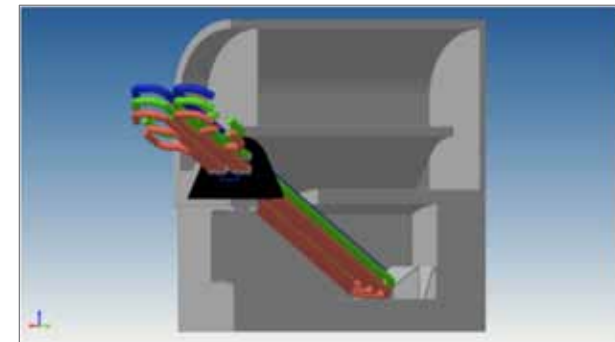


Abbildung 10: 3D-Skizze HT-WT im KÖB-Kessel



Abbildung 11: Stirlingmotor-BHKW vor dem Umbau - Rechts: Erhitzer, Prallplatte und Mischer-Rohr

Das Mischer-Rohr wurde verkürzt nachgebaut und das Ende spitz zulaufend verschlossen. Auch die Prallplatte musste neu gefertigt werden – mit einer Öffnung in der Mitte, sodass die Heißluft zukünftig durch die Prallplatte auf den Erhitzer trifft. Wobei die Platte den Ring des Erhitzers mit abdecken muss, sodass die Luft gezwungen wird durch die gesamte Rippenfläche des Erhitzers zu strömen, um das gesamte Helium zu erhitzen. Abbildung 12 zeigt die neu gebauten Teile, z. T. zusammengesetzt, sowie den gesamten Stirling mit neu gefertigten Endkappen als Übergang auf den Heißluft-Kreislauf.



Abbildung 12: Links - SOLO mit neuen Übergängen zum Heißluft-Kreislauf, Rechts - neu gebautes Mischer-Rohr und Prallplatte (Mitte), links und rechts eingebaut

Fazit und Ausblick

Die Bilanzierung beider Anlagen – SOLO Stirlingmotor-BHKW und KÖB-Biomassekessel – hat rein rechnerisch ergeben, dass eine Kopplung beider Anlagen über einen Heißluft-Kreislauf mit Hochtemperatur-Wärmetauscher und einem weiteren Luft-Luft-WT möglich ist und damit der Bau einer mit fester Biomasse befeuerte KWK-Einheit mit Stirling. Nach der Lieferung der beiden aus ip® tubes gefertigten WT wird in Kalt- und Heißversuchen der Betrieb nachgewiesen werden müssen. Dies geschieht zuerst getrennt – die Wärmeauskopplung mit HT-WT und dem Nachweis, dass über 1.000 °C heiße Luft im Heißluft-Kreislauf aus dem Feuerraum gefördert werden kann. Auf der anderen Seite soll gezeigt werden, dass es mit den bereits erfolgten Umbaumaßnahmen am Stirling möglich ist diesen mit heißer Luft anstatt mit der Verbrennungsluft des Flox®-Brenners zu betreiben.

Parallel wird an der Entwicklung eines zweiten Prototypen HT-WT in Form einer Heat Pipe gearbeitet. Hier deutet sich aktuell eine Kooperation mit der TU Dresden an, die sich mit dem Bau von Heat Pipes für Hochtemperatur-Anwendungen befassen.

Literatur

- BETHGE, A. (2013): Übersicht und Auswahl eines Wärmetauscherverfahrens zur Kopplung eines Stirlingmotors mit einer Biomassefeuerung. Diplomarbeit, TU-Clausthal.
- CHEN, X. (2013): Versuche zur Erhöhung der Feuerraumtemperatur in einem Biomassekessel als Voraussetzung für die gekoppelte Stromerzeugung mit einem Stirlingmotor. Studienarbeit, TU-Clausthal.
- KACZOROWSKI, C. (2013): HTBioStir – Auslegung, Auswahl und Inbetriebnahme einer Luft-Vorwärmung zur Erhöhung der Feuerraum-Temperatur in einem Hackschnitzelkessel. Studienarbeit, TU-Clausthal.
- LAMONT ENGINEERING SERVICE (2013): Überlegene Wärmeübertragung durch ip tube. URL: <http://www.ip tubes.com> (Stand: 25.10.2013).
- SACHNO, N. (2012): Ergebnisse der Heizflächendimensionierung & Prozessbilanzierung für das Vorhaben Kombi-nation Biomassekessel und Stirling. Bericht Eckrohrkessel, Berlin.
- SENKEL, N.; SIEMERS, W. (2012): Lastenheft für die Konstruktion eines Hochtemperatur-Wärmetauschers im Projekt HTBioStir. Clausthal.
- SENKEL, N.; SIEMERS, W. (2013): Combining Solid Biomass and Stirling Technology. 21st European Biomass Conference and Exhibition, Copenhagen.
- SIEMERS, W. (2011): Beschreibung zum Vorhaben – Entwicklung eines Hochtemperatur-Wärmeübertragers für die Kopplung von Biomassekessel mit Stirlingmotor. Clausthal.

Elektrostatischer Feinstpartikelabscheider zur flexiblen Anpassung an Biomassekessel

Hanns-Rudolf Paur¹, Andrei Bologna¹, Martin Ecker⁴, Ulrich Frei¹, Thomas Grahl², Hans-Peter Rheinheimer², Klaus Woletz¹

¹ Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Technische Chemie
Engesserstr. 18/20, 76128 Karlsruhe
E-Mail: paur@kit.edu

² CCA - Carola Clean Air GmbH

³ green energy solutions GmbH

⁴ HDG Bavaria GmbH

Schlagwörter: Abscheider, Filter, Verbrennung, Feinstaub, Biomasse, Hackschnitzel, Pellet, Scheitholz

Zusammenfassung

Die Feinstaubemissionen von Kleinfeuerungsanlagen, die mit Biomasse (Scheitholz, Pellets, Agrarbrennstoffen usw.) betrieben werden, tragen signifikant zur PM_{10} -Belastung der Umwelt bei. In Deutschland gibt es 15 Millionen Kleinfeuerungsanlagen in der Größe von 4 – 1000 kW. Deren Emissionen übersteigen diejenigen aus dem Autoverkehr. PFEFFER et al. (2012) zeigten, dass im Jahr 2011 25 % der PM_{10} -Grenzwertüberschreitungen in Nordrhein-Westfalen auf Holzfeuerungsanlagen zurückzuführen sind. BARI et al. 2011 haben den Anteil der Holzverbrennung an der PM_{10} -Immission in Dettenhausen (Baden-Württemberg) in der Winterzeit auf bis zu 57 % bestimmt.

Die 1. BImSchV wurde im Jahr 2010 novelliert und legt strenge Grenzwerte für die Partikelemission aus biomassegefeuerten Kesselanlagen fest. Mit der Verordnung wird ein wesentlicher Beitrag zur Reduzierung der Feinstaubemissionen aus Kleinfeuerungsanlagen geleistet. Derzeit betragen die Partikelkonzentrationen im Abgas moderner Hackschnitzelkessel 50 – 100 mg/m^3 . Die neuen Grenzwerte von bis zu 20 mg/m^3 sollen einerseits durch eine verbesserte, vollständige Verbrennungstechnik sowie andererseits durch den Einbau von Filteranlagen erreicht werden. Eine Reduzierung der Partikelemission kann erreicht werden durch: optimale Brennstoffe, Verbesserung der Feuerungsführung und Nachverbrennung der kohlenstoffhaltigen Anteile. Es wurden bereits große Fortschritte bei der Feuerungstechnik erzielt, sodass der Kohlenstoffgehalt der analysierten Partikeln unter 1 % liegt, aber auch moderne Feuerungen können oft die Grenzwerte nur unter Laborbedingungen einhalten. Der Einsatz von Abscheidern ist somit erforderlich.

Die CCA-Carola Clean Air GmbH, eine Ausgründung aus dem KIT, hat einen elektrostatischen Abscheider für biomassebefeuerte Kesselanlagen im Leistungsbereich von 25 – 100 kW entwickelt. Der Filter kann an bestehenden Kleinfeuerungsanlagen nachgerüstet werden, arbeitet verlässlich im Langzeitbetrieb und scheidet bis zu 90 % der Partikeln ab. In den meisten Fällen werden die Emissionsgrenzwerte der neuen 1. BImSchV deutlich unterschritten. Um den weitgehend wartungsfreien Dauerbetrieb des Abscheiders

zu erreichen, wurde ein Teststand mit einem 100-kW-Hackschnitzelkessel aufgebaut, an dem bis zu drei Abscheider parallel betrieben werden. Ziel der derzeitigen Versuche ist es, den Abscheider zur Marktreife zu führen. Die Zulassung durch das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) wird beantragt.

Abstract

The Carola®-precipitator for modern biomass fired boilers is developed and manufactured in the range between 25 – 100 kW. Extensive long term tests at a modern 100 kW-wood chip boiler show, that this one-stage precipitator shows a collection efficiency of up to 90 % for particulate emissions, thereby reaching the pending emission limits. Due to its design, the precipitator is intrinsic save with respect to plugging and leakage, exhibits low pressure drop and low power consumption. A long-term goal is the seamless adaptation of the Carola®-precipitator to a modern biomass boiler.



Abbildung 1: Coronaentladung: das leuchtende Plasma tritt aus den Spitzen der sternförmigen Elektrode aus

Verfahrensprinzip des Carola-Abscheiders

Der Carola-Abscheider besteht aus einer Ionisationskammer und aus einer oder mehreren Kollektorkammern. In der Ionisationskammer wird das einströmende Rauchgas durch eine Coronaentladung (Abbildung 1) ionisiert. Die Leistungsaufnahme beträgt ca. 40 W. Der CCA-Abscheider wurde zunächst für Heizkessel mit einer Leistung von 50 kW ausgelegt und aufgebaut (Abbildung 2 und Abbildung 3).

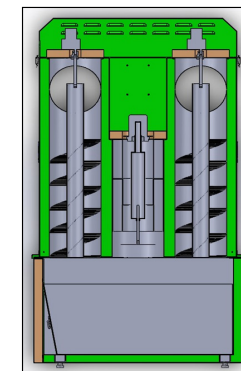


Abbildung 2: Verfahrensschema des Carola-Abscheiders. Die eingeblendeten Abbildungen zeigen die sternförmige Elektrode, die abgeschiedenen Stäube im Aschekasten sowie die spiralförmige Drahtbürste aus der Kollektorkammer



Abbildung 3: Prototyp des Carola-Abscheiders CCA-50 für holzgefeuerten Heizkessel mit einer Feuerungsleistung von 50 kW

Die optimalen Bedingungen für die unipolare Aufladung wurden experimentell ermittelt. Üblicherweise wird eine negative Aufladung (z. B. 20 kV; DC) eingesetzt, die sich beim Anlegen von Hochspannung an den Spitzen einer sternförmigen Elektrode ausbildet, die zentral über einen Isolator in der geerdeten Ionisationskammer fixiert ist. Die durch die Coronaentladung entstehenden Gasionen übertragen ihre Ladung auf die im Rauchgas suspendierten Partikel. Die aufgeladenen Partikel strömen über eine Zwischenkammer in die rohrförmige Kollektorkammer und werden dort auf einer geerdeten Edelstahlbürste abgetrennt. Die Abscheidung erfolgt ohne externes elektrisches Feld. Nach kurzer Zeit bilden sich auf den Borsten grobe, agglomerierte Aschepartikel. Die spiralförmige Drahtbürste rotiert periodisch über eine Abstreifkante und reinigt dabei die Wände der Kollektorkammer sowie ihre Borsten. Hierbei ist die Kollektorkammer so dimensioniert, dass die agglomerierten Partikel bei niedrigen Strömungsgeschwindigkeiten in den Aschekasten fallen. Unter diesen Bedingungen ist die Resuspension der Partikel aus dem Aschekasten minimal. Die Hochspannungseinheit befindet sich außerhalb des Abscheiders in einem temperaturgeschützten Schaltkasten. Der patentierte Hochspannungsisolator und das geerdete Schutzrohr tragen zur Standzeit des Abscheiders bei.

Testversuche am Prüfstand mit einem 100-kW-Heizkessel

Die Versuche wurden am Prüfstand der CCA im KIT mit einem Hackschnitzelheizkessel mit 100 kW Leistung der Firma HDG durchgeführt. Die Messung der Partikel erfolgte nach VDI 2066 bzw. mit dem eignungsgeprüften Messgerät SM500 (Paur et al. 2012). Die Partikelkonzentrationen lagen im Bereich 60 – 100 mg/m³ mit Partikelgrößen von 100 – 200 nm je nach Brennstoffqualität. Die Abscheidegrade des Carola®-Abscheiders betragen unter diesen Bedingungen zwischen 75 – 90 %. Der Grenzwert der 1. BImSchV von 20 mg/m³ konnte in jedem Fall unterschritten werden. Es wurden Langzeittests über insgesamt 2.500 h Laufzeit durchgeführt. Hierbei ergaben sich geringe Ablagerungen von Stäuben auf der Elektrode, die durch ein mechanisches Verfahren beseitigt werden können.

Technische Daten der Carola-Abscheider

Die technischen Daten der Carola Abscheider für Kesselleistungen im Bereich von 25 – 100 kW sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 1: Technischen Daten der Carola Abscheider für Kesselleistungen im Bereich von 25 – 100 kW

Parameter		CCA-25*	CCA-50	CCA-100
Höhe	[mm]	1.150	1.350	1.380
Breite	[mm]	500	750	940
Tiefe	[mm]	350	350	350
Masse	[kg]	60	93	110
Durchsatz	[m ³ /h]	65 – 75	130 – 150	300
Druckverlust	[Pa]	10 – 12	15 – 17	15 – 20
Leistungsaufnahme	[W*]	40	40	40

* Vorläufige Werte

Der Abscheider ist kompakt aufgebaut und passt sich in der Größe den Abmessungen des Heizkessels an (Abbildung 4). Dadurch kann er auch in kleineren Heizräumen nachgerüstet werden. Entsprechend den Heizleistungen werden Gasdurchsätze zwischen 65 bis 300 m³/h behandelt. Der Druckverlust des Abscheiders beträgt je nach Baugröße 10 – 20 Pa und die Abgase können mit dem Kesselgebläse gefördert werden. Da der Abscheider kein Sperrgas im Isolatorbereich benötigt entfallen zusätzliche Gebläse und Öffnungen. Er ist daher inhärent sicher und hat einen sehr niedrigen Energieverbrauch. Die Zulassung durch das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) wird beantragt.



Abbildung 4: CAD-Modell für einen Heizkessel der Zukunft. Ziel des Vorhabens O3KB083 ist es den Abscheider optimal an einen Heizkessel mit moderner Feuerungstechnik zu adaptieren und damit bei reduzierten Kosten die Grenzwerte der 1. BImSchV sicher einzuhalten

Literatur

BARI, M. A.; BAUMBACH, G.; STRUSCHKA, W.; SCHEFFKNECHT, G. (2011): Air Pollution in Residential Areas from Wood-fired Heating. In: *Aerosol and Air Quality Research*, 11/2011, S. 749-757.

PAUR, H. R.; BOLOGA, A.; MAIS, G.; RHEINHEIMER, H. P.; WOLETZ, K. (2012): Emissionsminderung mit dem Carola-Abscheider bei Kleinf Feuerungsanlagen. In: Konferenzband Energetische Biomassenutzung, Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft. (Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms; „Energetische Biomassenutzung“ Band 9). Hrsg. v. Thrän, D.; Pfeiffer, D., Leipzig, S. 102-109.

PFEFFER, U.; BREUER, L.; GLADTKE, D. (2012): European Aerosol Conference 2012. Book of Abstracts, Manchester.

Elektrostatisches Staubfiltersystem für Biomassekessel

Alexander Berhardt¹, Ferenc Lezsovits², Bodo Groß¹

¹ IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme)
Altenkesselerstraße 17 Geb. A1, 66115 Saarbrücken
E-Mail: berhardt@izes.de
www.izes.de

² Budapest University of Technology and Economics, Dep. of Mechanical Engineering
Műgyetem rakpart 3-9, 1111 Budapest
E-Mail: lezsovits@energia.bme.hu

Schlagwörter: Biomassekessel, Elektrostatische Staubabscheidung, Integrierte Systeme

Zusammenfassung

Das Ziel dieses Forschungsvorhabens ist es ein elektrostatisches Staubabscheidesystem zu entwickeln, das es ermöglicht ein Biomassekesselsystem mit für die 2. Stufe der 1. BlmSchV zu hohen Staubemissionswerten auch nach dem 01. Januar 2015 weiterhin betreiben zu können. Insofern muss diese Sekundärmaßnahme zur Staubemissionsreduktion das Bestehen der turnusmäßigen Staubmessungen nach der 1. BlmSchV garantieren können. Das Filtersystem besteht dazu grundlegend aus einer Versorgungs- bzw. Kontrolleinheit und einer Abscheideeinheit die, als ein besonderes Ziel des Projekts baulich und verfahrenstechnisch, in die Biomassekessel integriert wird. Seit nunmehr Mitte 2011 wird dazu intensiv und ehrgeizig an der Entwicklung eines elektrostatischen Filtersystems an der IZES gGmbH in Saarbrücken gearbeitet. Bereits zur 4. Statuskonferenz des Förderprogramms 2012 konnte der erste Prototyp des Filtersystems präsentiert werden. Seitdem und insbesondere im Forschungsjahr 2013 wurden weitere wichtige Schritte und Erfolge auf dem Weg hin zu einem serien- und marktfähigen Produkt gemacht. Mittlerweile wurde ein komplett überarbeitetes und in seiner Funktionalität und Betriebssicherheit stark erweitertes zweites Prototypensystem entwickelt, das sich seither in umfangreichen Labor- und Feldtests beweist. Unterstützt wird das Entwicklungsvorhaben durch die beiden langjährig und international agierenden Biomassekesselhersteller Biokompakt und Hoval, die eine große Auswahl an Testkesseln ermöglichen. So gelang es im Sommer 2013 bei beiden Kesselherstellern das entwickelte System in einem jeweiligen Testkessel zu installieren, als Kesselbestandteil zu integrieren und erfolgreich zu betreiben. Innerhalb des Forschungsprojektes wird ein besonderer Wert auf eine praxisnahe Entwicklung gelegt, aus diesem Grund können umfangreiche Feldtests und Praxiserfahrungen, kombiniert mit theoriegestützten Labortests, präsentiert werden.

Abstract

The aim of the research project is to develop an electrostatic precipitator which makes it possible to operate a biomass boiler after the 1st of January 2015 even if this boiler has higher dust emission rates than they are prescribed in the 2nd step of the 1st BlmSchV. This secondary measure, which reduces the particulate matter emissions, should ensure that the periodic dust measurements of the 1st BlmSchV can be passed. The precipitation system consists of two main components: The high voltage supply- and control unit and the precipitation stage, which as a special aim of this project, should be structurally and procedurally integrated directly into the boiler. Since the middle of 2011, the IZES gGmbH in Saarbrücken works very intensive and ambitious at the aim of developing an electrostatic precipitator. Already at the last year's 4th status conference of the funding program in 2012, the first prototype was presented. Since this time and especially during the research year of 2013, it was possible to make some important steps on the way of developing a series- and market-ready product. In the meantime a whole new second prototype with a strongly increased functionality as well as a deeply improved operational reliability was developed. Since it was finished, this second precipitator-prototype proves its successful function in several laboratory- and field tests. The research project is supported by the two long-time and international acting boiler manufacturers „Hoval“ and „Biokompakt“, who can provide a huge pool of test boiler systems. During the summer of 2013 it was possible to install two of the second prototype-precipitators at a test boiler of each of the two boiler manufacturers. The, with the integrated precipitator equipped, test boiler systems then were operated successfully and are used further to produce field-test results in a wide range. During the research project a particular attention as much as possible will be given to a practice-near development. Because of that reason, this paper shows results of the theory-supported laboratory tests, as well as of the widely carried out field tests and of the practical experiences.

Vorhabensbeschreibung und Ziele

Die hier vorgestellten Entwicklungs- und Forschungsergebnisse wurden innerhalb des Forschungsprojektes „OPTIDUST“ (FKZ: 22000711; 11NR007) erzielt. Als übergeordnetes Ziel wird die Entwicklung eines marktfähigen elektrostatischen Staubabscheidesystems für Biomassezentralheizkessel angestrebt. Das Staubabscheidesystem muss dazu die Einhaltung der verschärften und ab 2015 gültigen Richtwerte für Staubemissionen von Kleinf Feuerstätten der 2. Stufe der 1. BlmSchV garantieren können. Das Projekt startete im zweiten Halbjahr 2011 und endet nach der 3 ½ jährigen Projektlaufzeit im August 2014. Das Vorhaben wird in enger Zusammenarbeit mit den international agierenden Biomassekesselherstellern BOKOMPAKT und HOVAL durchgeführt. Beide Kesselhersteller stellen dazu jeweils zwei Testbiomassekessel zur Verfügung. Das Projekt wird finanziert mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz und betreut durch die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe. In technischer Hinsicht wird innerhalb des Projektes ein elektrostatisches Staubabscheidesystem für die Biomassezentralheizkessel der beiden Kesselhersteller entwickelt (siehe Abbildung 1). Das Abscheidesystem wurde neben der Realisierung einer Add-On Lösung direkt in den Kessel integriert und arbeitet in diesem Fall als Sekundärmaßnahme im Gesamt-

system. Im bisherigen Projektverlauf wurde ein Komplettsystem, das auf die unterschiedlichen Anforderungen der beiden Kessel angepasst ist und aus der Abscheideeinheit (inkl. Isolator und Elektroden) und der Versorgungs- und Kontrolleinheit besteht, entwickelt. Die Eigenschaften des Staubabscheiders, insbesondere die Ausführung der Abscheideeinheit, mussten so angepasst werden, dass die Integration in die Biomassekessel sowie in einen vorhandenen Kamin, bzw. als Add-On Lösung zwischen Kessel und Kamin erfolgen konnte. Außerdem mussten die Hochspannungsversorgung bzw. deren Kontrolleinheit an die Anforderungen des jeweiligen Kesseltyps angepasst werden. Im weiteren Verlauf soll dieses System jedoch auch herstellerunabhängig in weitere Biomassekessel integrierbar sein. Das Abscheidesystem wurde bisher für Feuerungsleistungen bis etwa 100 kW ausgelegt und kann mit geringfügigen Änderungen auch für Leistungen bis 1.000 kW eingesetzt werden.

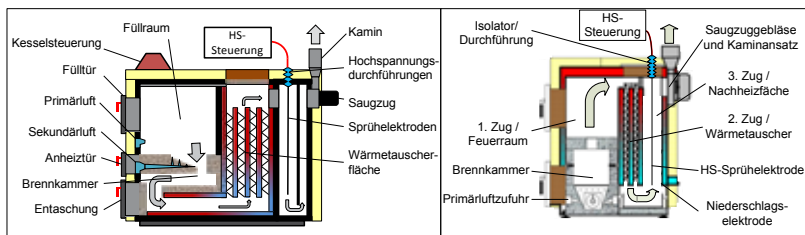


Abbildung 1: Vereinfachte Schemata der beiden zur Verfügung stehenden Biomassekessel mit integriertem elektrostatischem Staubabscheidesystem; Links: HOVAL AG (Abgeändert nach HOVAL 2011); Rechts: BIOKOMPAKT GmbH (Abgeändert nach BIOKOMPAKT 2010)

In wissenschaftlicher Hinsicht werden durch ein umfangreiches Monitoringprogramm die erzielten Erfolge des Vorhabens dokumentiert und analysiert. Daraus werden Optimierungsmöglichkeiten der Kontroll- und der Abscheideeinheit anschaulich dargestellt und nach Möglichkeit umgesetzt. Ziel ist es anhand der praktisch gewonnenen Daten und Erfahrungen eine direkte Verknüpfung mit der Theorie herstellen zu können, um somit eine vollumfängliche Forschung und Entwicklung zu ermöglichen. Am Ende des Vorhabens sollen voll integrationsfähige und funktionstüchtige Abscheidesysteme zur Verfügung stehen, welche im ersten Schritt durch die beiden beteiligten Hersteller eingesetzt und vermarktet werden. Im Anschluss an die Laufzeit des Vorhabens sollen als Teil des Verwertungsplans, bei entsprechender Nachfrage bzw. Bedarf, die Abscheidesysteme zur Verwendung in Biomasseheizkesseln anderer Hersteller, insbesondere im Hinblick auf die novellierte 1. BImSchV vom März 2010, angepasst werden. Ziel ist somit die Entwicklung eines wirtschaftlich und technisch marktfähigen Produkts.

Entwicklungsstand

Der Focus der im Forschungsjahr 2013 stattgefundenen Entwicklungsarbeiten lag auf der Weiterentwicklung der Hochspannungsversorgungs- und Kontrolleinheit. Nach in 2012 und am Anfang des Jahres 2013 stattgefundenen umfangreichen Labor- und Feldtests wurde ein Redesign des ElektroFilterControllers (EFC) durchgeführt. Sowohl die Hardware, hierbei hauptsächlich die Elektronikkomponenten, als auch die Software wurden stark verbessert



Abbildung 2: Zweite Version des EFC

und in ihrem Funktionsumfang erweitert. Die über die Tests gefundenen Optimierungspotenziale wurden weitgehend umgesetzt und seitdem stetig ergänzt. Die derzeitige Version des EFC wurde weiterhin bewusst „überdimensioniert“ und derart ausgeführt, dass das System sowohl für den Labor- als auch für den Praxiseinsatz geeignet ist. Insofern stellt das derzeitige System eine umfangreiche Mensch-Maschine Schnittstelle, die Möglichkeit des autarken Betriebs, eine umfangreiche Datenlogger- und Auslesefunktion, sowie die freie Parametrierung sämtlicher digitalen

und analogen Mess- und Regelkanäle zur Verfügung. Insbesondere auf die Ermöglichung des autarken Betriebs der Staubabscheideeinheit, unabhängig von der Kesselsteuerung oder sonstigen Messsignalen, wurde ein besonderer Wert gelegt. Durch die unabhängige Betriebsmöglichkeit des Staubabscheidesystems kann eine kesseltypunabhängige und eine herstellerunabhängige Anpassung der Systeme aufeinander problemlos gewährleistet werden. Die umfangreiche Mensch-Maschine-Schnittstelle in Verbindung mit der über eine RS232-Schnittstelle realisierte PC-Kopplung, ermöglicht eine Vor-Ort- oder eine Fernbedienung des Systems.

Demzufolge ermöglicht die „Überdimensionierung“ des Systems eine schnelle Inbetriebnahme jeder Kessel-Staubabscheider Kombination, welche über eine Anpassungsphase im Endausbauzustand endet. Während der kurzen Anpassungsphase wird der EFC-Funktionsumfang auf das vorhandene Kesselsystem optimiert, beispielsweise könnte die Mensch-Maschine Schnittstelle genauso über die RS232 Anbindung auf einem eventuell vorhandenen Display der Kesselsteuerung realisiert werden und demzufolge im EFC entfallen. Das derzeitige System befindet sich in der praktischen Evaluierungs- und Testphase und wird zum Ende des Vorhabens hin nach der Heizperiode 2013/2014 in einem letzten Schritt noch einmal überarbeitet um die in der praktischen Testphase gegebenenfalls gefundenen Optimierungsmöglichkeiten einbinden zu können. Die finale Anpassung des Staubabscheidesystems auf die Kessel der beiden involvierten Kesselhersteller bildet dann den erfolgreichen Projektabschluss. Ein Weiterer, im Laufe des Forschungsjahres 2013 erzielter Erfolg, war die nachhaltige Untermauerung der schon heute vor Projektabschluss durchaus positiven Bewertbarkeit der Entwicklungsarbeiten. Der Markteintritt der nach VDI 4206 Blatt 2 zugelassenen Messgeräte zur Bestimmung der Staubkonzentration im Abgas von Biomassefeuerungen im März 2013 (Umweltbundesamt 2013), ermöglichte im Laufe des Forschungsjahres 2013 einen eindeutigen Nachweis der angestrebten aber bis zu diesem Zeitpunkt hauptsächlich qualitativ nachgewiesenen Funktionalität des entwickelten Staubabscheidesystems mit absoluten Werten. Zwar war die einwandfreie Funktionalität des neu entwickelten Systems unabhängig vom Markteintritt dieser Messgeräte bereits im vergangenen Forschungsjahr vorhanden bzw. qualitativ und über gravimetrische Messungen quantitativ belegt worden, doch zusätzlich dazu zeigen diese Messungen, die mit den letztendlich nach dem 01. Januar 2015 für die praktische Umsetzung der 1. BImSchV voraussichtlich genutzten Messgeräte durchgeführt wurden, die einwandfreie Einhaltung der Grenzwerte der 2. Stufe der 1. BImSchV derjenigen Biomassekesselsysteme die zusammen mit dem hier entwickelten Staubabscheidesystem betrieben wurden. Die

Motivation zu diesem Forschungsvorhaben ist es ein elektrostatisches Abscheidesystem zu entwickeln das durch dessen Einsatz einem Biomassekesselsystem dazu verhilft, die turnusmäßigen Staubmessungen nach der 1. BImSchV zu bestehen, was ohne den Einsatz dieser Sekundärmaßnahme zur Staubemissionsreduktion nicht möglich wäre. Demzufolge zeigen die weiter unten aufgeführten im Forschungsjahr 2013 erzielten Feldtestergebnisse, erfolgreich bestandene Staubemissionsmessungen die nach der 1. BImSchV durchgeführt wurden. Im Fortgang des Projektes werden somit vermehrt die für die Messungen nach der 1. BImSchV zugelassenen Messgeräte zur Evaluierung der Entwicklung genutzt, da letztendlich im späteren realen Praxiseinsatz die Betriebserlaubnis der Gesamtsysteme (Kessel inklusive Filter) daran gemessen wird.

Laborergebnisse

Die im Forschungsjahr 2013 gemachten Laborversuche beschränken sich auf einige wenige Versuchsreihen da in diesem Forschungsjahr der Focus auf die Feldtests, sowie wie bereits weiter oben beschrieben, auf die Weiterentwicklung des Versorgungs- und Kontrolleinheit gelegt wurden. Aus diesem Grund werden an dieser Stelle stellvertretend lediglich die wichtigsten Ergebnisse aus den Laborversuchen aufgezeigt. Die nötige Grundlage zur Darstellung der Ergebnisse zeigt Abbildung 3 in der der Versuchsaufbau für die Durchführung der Labortests schematisch dargestellt ist. Die Labortests haben in Zusammenhang mit der Weiterentwicklung der Hochspannungsversorgungs- und Kontrolleinheit vor allem dazu beigetragen diese auf deren Funktionalität hin zu überprüfen, zu parametrisieren und zu justieren. Weiterhin wurden die Laborversuche dazu genutzt die Entwicklung der Isolatoren sowie der Abscheidestrecke bzw. der Elektrodenkonfigurationen durchzuführen, zu optimieren und zu evaluieren. Wie bereits weiter oben beschrieben, wurde die Abscheidestrecke direkt in beide Kessel integriert. Aus diesem Grund wurde im Vorfeld der praktischen Umsetzung ein 1:1 Kesselmodell von einer der beiden zur Verfügung stehenden Testkessel im Labor aufgebaut. Als „Teststaub“ wurde das Kühlöl „Di-Ethyl-Hexyl-Sebacat“ genutzt.

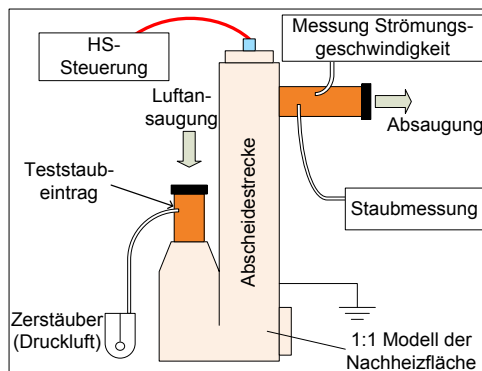


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Versuchsaufbaus im Labor

Die Düseneinheit eines eigens für den Versuchsaufbau entwickelten Zerstäubers wurde derart dimensioniert, dass bei der Zerstäubung des Öls eine ähnliche Korngrößenverteilung produziert wird, wie sie bei Feinstaubemissionen aus Biomasseverbrennungen im Mittel zu erwarten ist (Topas GmbH 2008) (Oberberger et al. 2005). Das zerstäubte Öl strömt durch das Kesselmodell mit den gleichen Strömungscharakteristiken (Geschwindigkeit, Volumenstrom) wie sie im Abgas des Testkessels gemessen wurden (Biokompakt 2008). Die Teststaubkonzentration nach der Abscheidestrecke wurde mit einem optisch-photometrischen Messgerät bestimmt. Dabei muss angemerkt werden, dass diese Messmethode eine rein qualitative Beurteilung zulässt, da das Messgerät auf einen anderen als den hier verwendeten Teststaub (ISO 12103-1, A1 Ultrafine Test Dust) konfiguriert ist (TSI Inc. 2012). Doch für die Trendbestimmung und für die Evaluierung der einzelnen Filterkomponenten ist diese qualitative Methodik ausreichend und zielführend. Die Laborversuche

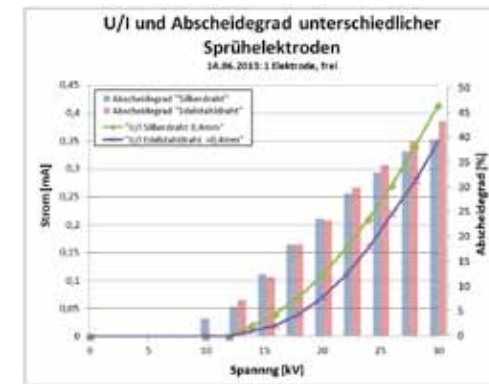


Abbildung 4: Gemessene U/I Charakteristik zweier unterschiedlicher Sprühdrahte

ermöglichten eine Optimierung von vielerlei Systemkomponenten, so zeigt Abbildung 4 ein Beispiel für eine solche Verbesserung welche im Forschungsjahr 2013 erzielt wurde. Über die in Abbildung 4 aufgeführten Laborergebnisse konnte ein optimalerer Sprühdraht bestimmt werden. Im Vergleich zum zu Beginn der Entwicklungsarbeiten eingesetzten herkömmlichen Silberdraht (als „0.Wurf“ völlig ausreichend) mit geringem Durchmesser, konnte der Edelstahl-Sprühdraht bessere Werte in den Bereichen Materialfestigkeit, Abscheiderate und benötigte elektrische Leistung erzielen. Im Gegensatz zum Silberdraht, braucht der Edelstahldraht in etwa 25 % elektrische Energie weniger, bei sogar leicht verbesserter Abscheiderate. In der Theorie erklärt sich die Leistungsverringerung mit einem verminderten Koronastrom der wiederum aus einer über den Sprühdrahtdurchmesser erhöhten Koronaeinsatzspannung resultiert (White 1969, Yanga et al. 2009). Bei trotzdem nahezu gleichbleibenden elektrischen Feldstärken bzw. die daraus resultierenden Raumladungen, ermöglichen diese verbesserten elektrischen Eigenschaften des Sprühdrahtes zudem eine fast gleichbleibende Abscheiderate (Schmatloch et al. 2004).

Praxisergebnisse

Auch hier soll als Ergebnisgrundlage kurz der prinzipielle Versuchsaufbau der Feldversuche erläutert werden. Die Feldversuche dienen zur Evaluierung der im Projekt angestrebten neuen Entwicklung und sollen darüber hinaus Optimierungspotenziale aufzeigen. Als Testkessel wurden und werden vier Biomassezentralheizkessel genutzt, jeweils zwei Kessel stehen der IZES gGmbH zur Verfügung und je ein Kessel wird durch die am Projekt beteiligten Biomassekesselhersteller betrieben. Die IZES gGmbH betreibt am eigenen Firmensitz einen handbeschickten 50 kW_{th} Stückholzkessel und als Kundenanlage eines Mehrfamilienhauses einen automatisch beschickten 50 kW_{th} Holzhackschnitzelkessel. Die Firma HOVAL betreibt einen 25 kW_{th} handbeschickten Stückholzkessel und die Firma BIODKOMPAKT einen automatisch beschickten 50 kW_{th} Holzhackschnitzelkessel. Die Kesselinstallationen unterscheiden sich voneinander in mehreren Merkmalen wie beispielsweise der Beschickungsart oder der thermischen Feuerungsleistung. Aus diesem Grund steht zur Evaluierung und Weiterentwicklung des elektrostatischen Staubabscheidesystems eine Vielzahl an unterschiedlichen praktischen Einsatzgebieten zur Verfügung, was die Erreichung des Ziels der kesselunabhängigen Einsetzbarkeit des Systems ermöglicht. Als Brennstoffe wurden neben handelsüblichem Stückholz und normgerechten Hackschnitzeln bisher verstärkt verschiedene Qualitäten von alternativen Biomassebrennstoffen eingesetzt. So wurden beispielsweise Gras / Kräuterpellets oder Tresterbrikettes für die Durchführung der Feldversuche genutzt. Diese verursachen, bei gleicher Feuerungstechnik bzw. Feuerraumgeometrie, meist höhere Staubemissionen als Normbrennstoffe. Dadurch ist die Einsetzbarkeit des Staubabscheiders auch beim Einsatz von „normalen“ Holzbrennstoffen, wie beispielsweise Holzpellets oder Stückholz, gewährleistet. In Abbildung 5 ist der Versuchsaufbau der Feldversuche dargestellt.

Als Beispiel dient hier einer der beiden 50 kW_{th} Hackschnitzelkessel. Wie bereits beschrieben wird die Abscheidestrecke direkt in den Kesselkörper integriert. Aufgrund durchgeführter Laborversuche wurden im Rahmen der Feldtests jeweils zwei parallel geschaltete

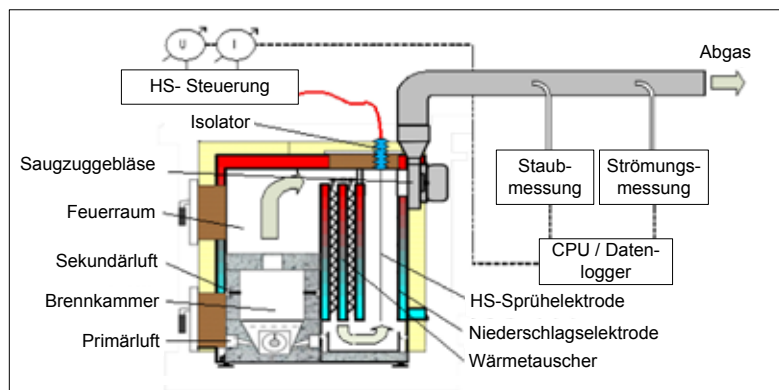


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Aufbaus der Feldtests (Abgeändert von BIODKOMPAKT 2010)

Hochspannungselektroden eingesetzt. Nach der Abscheideeinheit werden die Staubbelastung und die Strömungsgeschwindigkeit (zwecks Volumenbestimmung) gemessen. Als Staubmessgeräte wurden, wie bereits im Absatz zum Entwicklungsstand beschrieben, verschiedene auf dem Markt befindliche und für eine Messung nach der 1. BImSchV (geprüft nach VDI 4206 Blatt 2) zugelassene Staubmessgeräte, sowie das aus den Laborversuchen bekannte TSI DustTrak 8530 (hier wiederum nur qualitative Messungen möglich) verwendet. Nach eingehender Prüfung und Bewertung der für die Messung nach der 1. BImSchV zugelassenen Messgeräte mittels des entwickelten elektrostatischen Staubabscheidesystems (Groß 2013), wurde beschlossen hauptsächlich das Wöhler SM 500 Staubmessgerät für die Durchführung der Staubmessungen der Feldtests zu nutzen und im Zuge des Projektes anzuschaffen. Weiterhin wurden die Messgeräte Testo 380 und das Afriso STM 225 genutzt, bzw. getestet. In Abbildung 6 sind die beiden Feldtestaufbauten für den Test des elektrostatischen Staubabscheidesystems im Hoval Stückholzkessel zu sehen. Der linke Teil der Abbildung zeigt den Testaufbau im Gebäude der IZES gGmbH mit nachgeschalteter Lösung als im Abgasweg des Kessels eingebautes Filtersystem. Im rechten Teil von Abbildung 6 ist die für den Hoval Stückholzkessel integrierte Lösung in Form der eigens entwickelten Filterbox am Teststand im Hoval-Werk zu sehen.

Zu sehen ist, dass bei eingeschaltetem Filtersystem die Grenzwerte der 2. Stufe der 1. BImSchV eingehalten werden. Als Brennstoff diente hier herkömmliches Scheitholz mit einem Wassergehalt von 20 %. Die Messungen wurden zeitlich unmittelbar nacheinander und zwischen jeweils den Nachlegephasen durchgeführt. Abbildung 8 zeigt den Verlauf einer Staubmessung welche unter Verwendung des ebenfalls zur Feinstaubmessung nach der 1. BImSchV zugelassenen Messgeräts „Testo 380“ durchgeführt wurde. Bei dieser Staubmessung am Teststand im Gebäude der IZES gGmbH am Hoval 50 kW_{th} Stückholzkessel, wurde der Filter während der Messung ein- und ausgeschaltet. Zu sehen ist, dass bei eingeschaltetem Filter der 20 mg/m³ Grenzwert der 2. Stufe der 1. BImSchV eingehalten wird. Sobald der Filter ausgeschaltet wird, kann der Kessel den Grenzwert nicht mehr



Abbildung 6: Testaufbau Hoval Stückholzkessel mit nachgeschaltetem Filter (links IZES Gebäude, AgroLyt 50) und mit integrierter Filterbox (rechts Hoval Werk AgroLyt 25)

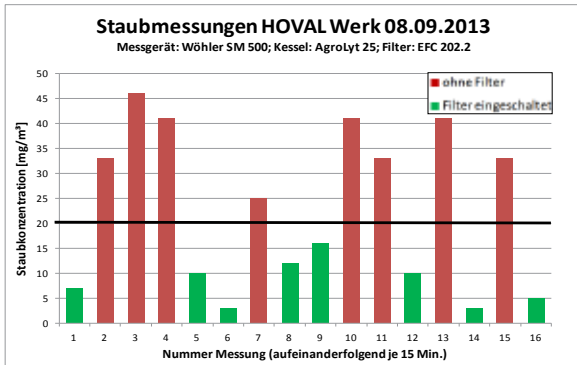


Abbildung 7: Ergebnisse der Staubmessungen aus 16 Filtertests mit aus- und eingeschaltetem Filter

einhalten. Die Ergebnisse wurden mit der nachgeschalteten Kaminrohlösung erreicht und erweisen auch hier die Funktionstüchtigkeit des elektrostatischen Abscheidesystems. Als Brennstoff diente ebenfalls naturbelassenes Scheitholz mit einem Feuchtegehalt von unter 20 %. Während der Testphase wurde kein Brennstoff nachgelegt und der Kessel wurde im Leistungsbrand betrieben.

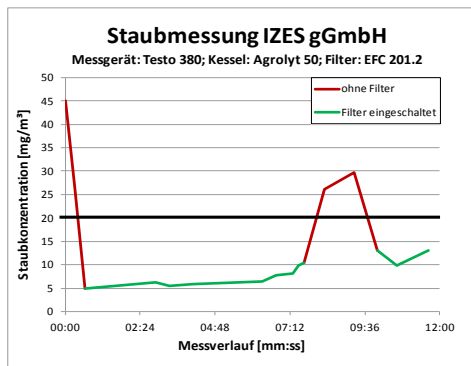


Abbildung 8: Verlauf einer Staubmessung mit aus- und eingeschaltetem Filter

Neben den Tests an den Hoval Kesseln wurden weitere Feldtests an den Kesseln der Firma Biokompakt durchgeführt. Dazu sind in Abbildung 9 die aufgebauten Teststände mit dem Biokompakt ECO 50 Kessel zu sehen. Auf der linken Seite ist der Testkesselaufbau am Standort Walpershofen dargestellt, bei dem der Kessel über eine automatische Beschickung mit Holzhackschnitzeln befeuert wird und als Kundenanlage eine reale Heizaufgabe zu erfüllen hat. Im rechten Bildausschnitt ist der Testkesselaufbau im Biokompakt Werk zu sehen, hier wurden aufgrund der gegebenen Möglichkeiten der eingesetzten automatischen Batch Beschickung des Kessels, vermehrt alternative Brennstoffe eingesetzt.



Abbildung 9: Testaufbau Biokompakt Hackschnitzelkessel mit integriertem Filter (Links: IZES Kundenanlage, rechts Biokompakt-Werk)

Eine Auswahl der an den Testständen von Abbildung 9 erreichten Ergebnisse zeigt Abbildung 10 als Ausschnitt eines Dauerversuchs. Zu sehen ist der Verlauf eines Feldtests, der dazu diente die verschiedenen Spannungsniveaus der Filterkontrollleinheit zu testen. Untersucht wurde die Funktionstüchtigkeit des elektrostatischen Filtersystems auf dessen Betriebssicherheit und -verfügbarkeit hin, im Kontext verschiedener variierender Parameter (hier Änderung der Spannung). In 2 kV Schritten wurde die Spannung intervallartig erhöht, wobei zwischen jedem Spannungsschritt eine kurze Phase mit ausgeschaltetem Filter dazu dient, die Reaktion der Rohgas-Staubkonzentration im Abgas feststellen zu können. Die Werte der linken Ordinate von Abbildung 10 weisen zwar die Einheit mg/m^3 aus, da aber bei diesem Feldtest mit dem nicht für die Feinstaubmessung der 1.BImSchV zugelassenen Messgerät „TSI DustTrak 8530“ gemessen wurde, sollten diese Werte nicht in ihrer absoluten Form genutzt werden. Vielmehr lassen die hier bestimmten und aufgezeigten Werte eine hinreichende qualitative Beurteilung der Funktionstüchtigkeit des elektrostati-

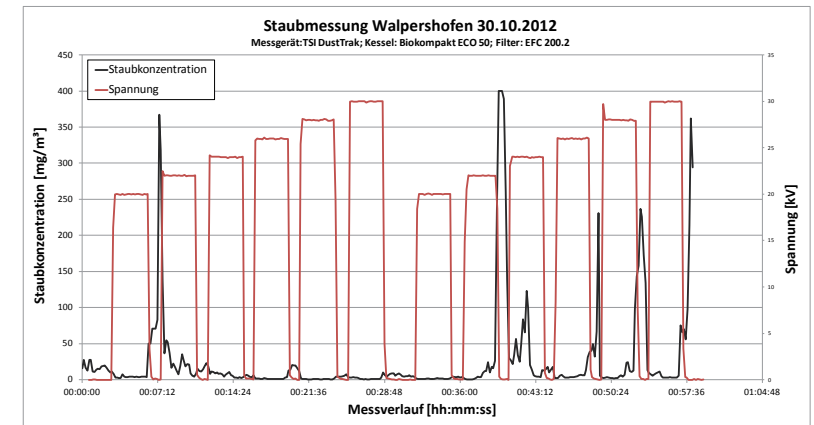


Abbildung 8: Verlauf einer Staubmessung mit aus- und eingeschaltetem Filter

schen Abscheidesystems zu. Die Hochspannung wurde zwischen 20 und 30 kV variiert. Die Anlage befand sich im regulären und ungestörten Leistungsbrand. Als Brennstoff wurden Holzhackschnitzel aus Waldrestholz (vorwiegend Laubholz) mit einem Feuchtegehalt von etwa 30 % verwendet. Die Abscheiderate befindet sich in der Größenordnung 80 bis 85 %. In jedem Intervall mit ausgeschaltetem Filter reagiert die Staubbelastung sofort und zeigt mehrere, im Gegensatz zur Belastung mit eingeschaltetem Filter, teils stark erhöhte Ausschläge. Während der Phasen mit eingeschaltetem Filter werden die Staubbelastungen konstant niedrig gehalten bis auf die Werte des zweiten 24 kV Spannungsintervalls (zur ca. 43. Minute). Hier bedingte eine nicht dem Nennbetrieb entsprechende Brennstoffzufuhr eine leichte Verpuffung im Kessel, wodurch die Staubbelastungen sofort stark angestiegen sind. Dennoch hat dieser starke Staubanstieg die Betriebsverfügbarkeit des elektrostatischen Abscheidesystems nicht beeinflusst und so konnte nach Abklingen der Verpuffung der unbeeinflusste und störungsfrei funktionierende Filter die Staubkonzentration im Abgas wieder auf ein Minimum reduzieren.

Ausblick

Im Rahmen der Heizperiode 2013/2014 werden weitere Feldtests durchgeführt, die gewonnenen Daten ausgewertet, das daraus resultierende Optimierungspotential identifiziert und umgesetzt. Speziell werden weitere Feldtests an den Testkesseln der Kesselhersteller forciert, um eine möglichst genaue und umfangreiche Praxiserfahrung in die Fertigstellung der Entwicklung einfließen lassen zu können. Ebenso werden im Winter 2013/2014 vor allem die Anzahl und die Länge der Dauertests des Abscheidesystems, insbesondere im Hinblick auf eine Optimierung der Isolatordurchführungen, ausgeweitet um möglichst viele aufeinanderfolgende Betriebsstunden ohne Unterbrechung realisieren zu können. Im Zusammenhang mit der Ausweitung der Dauertests wird auch die automatische Abreinigungs-vorrichtung weiterentwickelt, steuerungstechnisch in die Abscheider- und die Kesselsteuerung integriert und im Betrieb erprobt. Im Frühjahr 2014 soll zudem ein weiterer Testkessel mit 500 kW_{th} Feuerungsleistung mit dem elektrostatischen Filtersystem ausgerüstet werden. Daraus ergibt sich die Erweiterung der geplanten Einsatzmöglichkeit des Filtersystems und der ebenfalls weiterzuentwickelnden Filterbox. Nach Abschluss aller Optimierungsmaßnahmen und nach durch die Kesselhersteller bescheinigter Fertigstellung der Entwicklung, werden alle notwendigen sicherheitstechnischen Zulassungen beantragt sowie die entsprechenden Prüfungen durchgeführt. Im Endausbauzustand wird dann der bisherige Labor- und Feldtestprototyp in ein serienfähiges und speziell auf den jeweiligen Kesseltyp hin angepasstes Modul überführt, so dass kurzfristig ein sowohl wirtschaftlich wie technisch marktfähiges Produkt zur Verfügung steht.

Literatur

- BIOKOMPAKT HEIZTECHNIK GMBH (2008): Technische Anlagendokumentation Eco 50. Waldhausen.
- BIOKOMPAKT HEIZTECHNIK GMBH (2010): Biomasseheizung Type AWK/ECO mit Brennstoffförderung „Mini, Standard, Industrie“ für Hackgut bis 60 mm Länge und sonstige körnige Biomasse. Waldhausen.
- GROSS, B. (2013): Test und Bewertung verschiedener auf dem Markt befindlicher nach VDI 4206 Blatt 2 zur Feinstaubmessung nach der 1. BImSchV zugelassenen Messgeräte. IZES gGmbH (persönliche Mitteilung), Saarbrücken.
- HOVAL GMBH (2011): Stückholz Heizkessel AgroLyt 20-50. Aschheim-Dornach.
- OBERNBERGER, I.; BRUNNER, T.; BÄRENTHALER, G. (2005): Aktuelle Erkenntnisse im Bereich der Feinstaubemissionen bei Pelletsfeuerungen. URL: <http://www.bios-bioenergy.at/uploads/media/Paper-Obernberger-FeinstaubemissionenPellets-Stuttgart-2005-10-18.pdf> (Stand 05.10.2013).
- SCHMATLOCH, V.; RAUCH, S. (2004): Design and characterization of an electrostatic precipitator for small heating appliances. In: *Journal of Electrostatics*, Vol. 63, S. 85-100.
- TOPAS GMBH (2008): Di-Ethyl-Hexyl-Sebacat (DEHS), Auszug aus dem Sicherheitsdatenblatt des Herstellers (Stand 03.06.2008). URL: http://www.topas-gmbh.de/dateien/prospekt/dehs_prspd.pdf (Stand 02.10.2013).
- TSI INCORPORATED (2012): DustTrack™ DRX Aerosol Monitor Calibration Methods. URL: http://www.tsi.com/uploadedFiles/_Site_Root/Products/Literature/Application_Notes/EXPMN-005_DRX-Calibration.pdf (Stand 21.10.2013).
- UMWELTBUNDESAMT (2013): Bekanntmachung über die bundeseinheitliche Praxis bei der Überwachung der Emissionen aus Kleinf Feuerungsanlagen. BAnz AT 05.03.2013 B11, Bundesministerium der Justiz (Hrsg.).
- WHITE, H. J. (1969): Entstaubung industrieller Gase mit Elektrofiltern. Leipzig, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie.
- YANGA, X.; KANG, Y.; ZHONG, K. (2009): Effects of geometric parameters and electric indexes on the performance of laboratory-scale electrostatic precipitators. In: *Journal of Hazardous Materials*, Vol. 169, S. 941-947.

Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinf Feuerungsanlagen: Einzelraumfeuerung

Christian Thiel¹, Dr.rer.nat. Ingo Hartmann¹, Heinz Kohler², Simon Brunner²

¹ DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116, 04347 Leipzig
E-Mail: christian.thiel@dbfz.de

² Hochschule Karlsruhe, Institut für Sensorik und Informationssysteme
Moltkestr. 30, 76133 Karlsruhe
heinz.kohler@hs-karlsruhe.de
E-Mail: heinz.kohler@hs-karlsruhe.de

Schlagwörter: Kleinf Feuerung, Feste Biomasse, Emissionsminderung, Katalysator, Elektroabscheider, Verbrennungsluftregelung

Zusammenfassung

Im Rahmen des Verbundprojektes wurde eine Kombination aus elektrostatischer Staubabscheidung, katalytischer Nachverbrennung und vollautomatischer Verbrennungsluftregelung zur Emissionsminderung an einer ausgewählten Einzelraumfeuerung realisiert. Für die Entwicklung der einzelnen Module wurden zahlreiche Prüfstanduntersuchungen am DBFZ durchgeführt. Neben den Prüfstandsmessungen erfolgten zahlreiche Feld- und Demonstrationsmessungen, um weiteres Optimierungspotenzial der einzelnen Module hinsichtlich der Reduzierung partikel- als auch gasförmiger Emissionen zu ermitteln und deren Praxistauglichkeit zu überprüfen. Die Entwicklung des Elektroabscheiders für die Einzelraumfeuerung der Firma Spartherm erfolgte durch den Projektpartner BTU Cottbus. Anhand der am DBFZ durchgeführten Verbrennungsversuche erfolgten weitere Anpassungen durch die BTU, um möglichst hohe Abscheidegrade und Langzeitstabilität zu ermöglichen. Das DBFZ untersucht und entwickelt das Modul für den Katalysator. Durch dessen Einsatz konnte die Konzentration an Kohlenstoffmonoxid erheblich reduziert werden. Auch flüchtige organische Verbindungen werden mit dem Katalysatormodul oxidiert und somit reduziert. Die Entwicklung der automatischen Verbrennungsluft-Regelung unter Naturzug-Abgasbedingungen erfolgt auf Basis moderner Luftmassenstrom- und Abgassensorik und angepasster Regelungsalgorithmen durch den Projektpartner ISIS (Institut für Sensorik und Informationssysteme) aus Karlsruhe. Die Untersuchungen der Maßnahmen erfolgen sowohl im Rahmen von Prüfstands- als auch in Form von Feld- und Demonstrationsuntersuchungen zum Nachweis der Praxistauglichkeit.

Summary

Within the scope of the joint research project a combination of electrostatic precipitation, catalytic post-combustion and automatic combustion airstream control has been realized. The different measures have been designed for a previously selected single room fireplace provided by the company "Spartherm". To develop the different parts, a series of test bench measurements at defined conditions have been accomplished at the DBFZ. Besides of these tests a number of field and demonstration measurements have been performed. The main goal was to optimize the individual parts, regarding to their potential to reduce particulate as well as gaseous emissions, but also to review their practical sustainability. For the selected fireplace an electrostatic precipitator has been developed by one of the project partners (BTU Cottbus). To increase both, separation rate and long-term stability, further combustion experiments have been realized. On the basis of these experiments the BTU Cottbus made the necessary modifications. The DBFZ also investigates and develops the catalyst. With the catalytic converter the concentration of CO was significantly reduced. The catalyst also oxidizes the volatile organic compounds, leading to a reduction of those. The development of the automatic combustion air stream control at condition of natural draught in the exhaust gas tube is based on modern air mass stream and emission sensor technology as well as on well adapted control algorithms. The responsible project partner for this part of the project is the ISIS (Institute of Sensor- and Information Systems, Karlsruhe University of Applied Sciences). To promote the development of the different measures further tests are necessary, which are carried out through both test bench measurements and fieldwork to proof the practical sustainability of these measures.

Hintergrund

Im Rahmen des Projektes „Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinf Feuerungen“ wird der Einsatz der katalytischen Nachverbrennung und der elektrostatischen Staubabscheidung in Verbindung mit der Entwicklung und Optimierung der Verbrennungsluftregelung zur deutlichen Unterschreitung der gesetzlichen Grenzwerte und Ermöglichung einer umweltfreundlichen Wärmebereitstellung im kleinen Leistungsbereich untersucht. Das Ziel ist ein emissionsarmer Betrieb der Anlagen bei allen in der Praxis auftretenden Feuerungsphasen. Die Integration und Untersuchung der Maßnahmen für eine Einzelraumfeuerung erfolgt für eine ausgewählte Brennzelle der Firma Spartherm.

Zur Minderung der Schadstoffe wird die Integration und Kombination von elektrostatischer Staubabscheidung, katalytischer Nachverbrennung und vollautomatischer Verbrennungsluftregelung in den Feuerungsanlagen vorgenommen. Mit der Regelung soll der Verbrennungsprozess in allen Phasen auf Basis moderner Abgassensorik und angepasster Regelungsalgorithmen gesteuert werden. Die Ermittlung von Erkenntnissen und die Entwicklung der Emissionsminderungsmaßnahmen erfolgt im Rahmen von Prüfstandsmessungen. Zur Umsetzung der Maßnahmen für den Praxisbetrieb werden gegenwärtig an zwei Feldmess- und Demonstrationsstandorten Anlagen hinsichtlich der Funktionsfähigkeit und Wirksamkeit geprüft. Mit der Durchführung von Feldmessungen ist ein Nachweis der Praxistauglichkeit möglich.

Methodik

Die primäre Emissionsminderung an der Einzelraumfeuerung soll durch eine hohe Verbrennungsqualität der Biomasse mit Hilfe einer optimalen Verbrennungsluftregelung erreicht werden. Dazu wurden neben der Temperaturmessung in der Nachbrennkammer entsprechende Sensoren zur Messung der Restsauerstoffkonzentration und des CO/HC-Gehaltes im Abgaskanal eingesetzt (vgl. Abbildung 1).

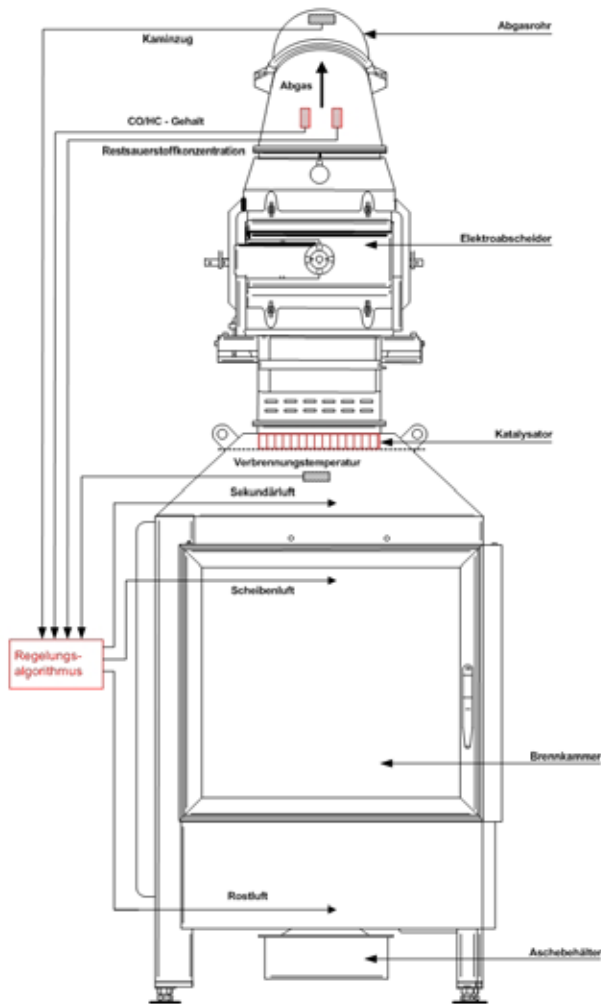


Abbildung 1: Gesamtkonzept der Maßnahmen zur Emissionsminderung an der Einzelraumfeuerung

Die Sensorsignale werden als Regelungseingangsgrößen verwendet (Kohler et al. 2012, Butschbach et al. 2009). Des Weiteren wurde der Einsatz eines neuentwickelten elektrostatistischen Staubabscheiders vorgenommen, welcher integriert in einem Wärmeübertragermodul die Abscheidung der partikelförmigen Emissionen realisieren soll. Zusätzlich zum Elektroabscheider wurde die Integration eines Katalysators ermöglicht. Dieser wurde im Abgasstutzen vor dem Elektroabscheider angeordnet, um die an dieser Stelle vorliegenden hohen Temperaturen von teilweise über 400 °C für einen effektiven katalytischen Umsatz an VOC sowie ggf. periodischen und nachzuweisenden Rußabbrand zu nutzen (Hartmann et al. 2012).

Die Versuche zur Entwicklung, Optimierung und Charakterisierung der einzelnen Maßnahmen erfolgen auf einem Prüfstand am DBFZ an einer Einzelraumfeuerung der Firma Spartherm (Varia 2L) mit 12 kW Nennwärmeleistung. Als Brennstoff kommt Buchenscheitholz zum Einsatz. Um die Ergebnisse der einzelnen Messungen untereinander vergleichen zu können, wurde der Anzünd- und Nachlegevorgang jeweils gleich gestaltet. Die Ermittlung der Staubkonzentration erfolgte gravimetrisch über einen gesamten Abbrandzyklus (35 min). Die gasförmigen Abgaskomponenten wurden mittels eines FTIR, eines FID sowie eines paramagnetischen Sauerstoffanalysators bestimmt. Zusätzlich erfolgte eine kontinuierliche Aufzeichnung von Temperatur- und Druckwerten (Staudruck, Druckverlust über Katalysator, Temperatur im Brennraum, Sekundärbrennkammer, Glutbett und Katalysator). Die Abgaskonzentrationen der relevanten Bestandteile wurden sowohl für den Betrieb mit und ohne Katalysator bzw. mit und ohne E-Abscheider ermittelt.

Die Praxistauglichkeit wurde bereits in den vorangegangenen zwei Heizperioden an einer Feldanlage untersucht. Derzeit erfolgen weitere Feld- bzw. Demonstrationsmessungen an Anlagen gleichen Bautyps an zwei unterschiedlichen Feldstandorten.

Ergebnisse

Katalysatormodul

Für den Einsatz an der ERF wurden verschiedene edelmetallbeschichtete Katalysatoren untersucht. Als vielversprechendste Variante wurde ein Drahtgestrickkatalysator der Firma Heraeus ermittelt, der im Hinblick auf seine Langzeitstabilität näher untersucht wurde.

Der Aufbau des Katalysators wurde im Verlauf des Projektes dahingehend modifiziert, dass dieser nicht mehr als komplette Scheibe sondern in sechs konzentrischen Ringen angeordnet in die ERF eingebracht wird (vgl. Abbildung 2, rechts). Dabei erfolgt die Aufhängung ähnlich eines Bajonettverschlusses, wodurch ein leichter Ein- und Ausbau des Katalysators durch den Brennraum ermöglicht wird und eine Nachrüstung von unterschiedlichen Bestandsanlagen möglich ist.

Im Rahmen der durchgeführten Messungen über mehrere Versuchstage unter Technikumsbedingungen war der Druckverlust gering und eine Verblockung des Katalysators durch Staubablagerungen konnte nicht festgestellt werden. Die mit dem Drahtgestrick erzielten Reduzierungen bzgl. CO und VOC (gemessen als Org.-C) sind in Abbildung 3 dargestellt. So konnten mit einem über eine komplette Heizperiode in der Feldanlage gealtertem Drahtgestrickkatalysator Reduzierungen bezüglich CO von ca. 50 % bzw. von Org.-C 40 bis 50 % realisiert werden. Die Aktivität für die CO-Oxidation des Katalysators wurde demnach auch nach einer Heizperiode nicht reduziert, d.h. es konnte keine Desaktivierung für die CO-Oxi-

dation festgestellt werden. Bei den flüchtigen organischen Verbindungen erfolgte während der ersten Abbrände eine geringfügige Zunahme gegenüber dem Betrieb ohne Katalysator. Ab dem Zeitpunkt des dritten Nachlegens kann eine deutliche Minderung von 43 %, die bis zum letzten Abbrand auf 51 % ansteigt, beobachtet werden. Dies deutet darauf hin, dass der Katalysator erst ab dem dritten Abbrand ausreichend hohe Reaktionstemperaturen erreicht, die zur Umsetzung von flüchtigen organischen Verbindungen benötigt werden.

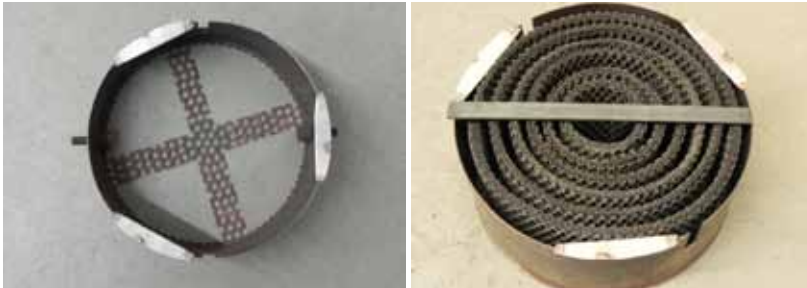


Abbildung 2: Modifiziertes edelmetallbeschichtetes Drahtgestrickkatalysatormodul

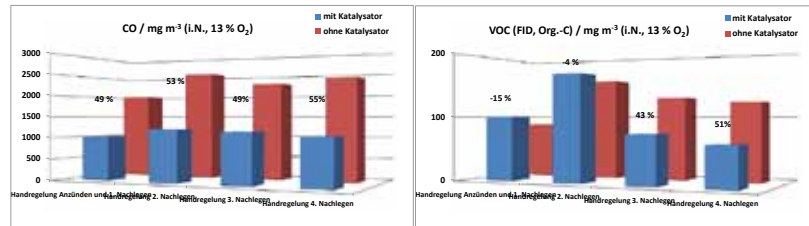


Abbildung 3: Gegenüberstellung der Emissionen aus den Prüfsandsuntersuchungen ohne und mit Katalysator bei manueller Regelung (gemittelt über jeweils einen vollständigen Abbrand)

Elektrostatikmodul

Das Elektrostatikmodul für die im Projekt eingesetzte Einzelraumfeuerung wurde sowohl für die Anlage auf dem Prüfstand im Technikum des DBFZ als auch für eine Feldanlage bei einem privaten Betreiber unter Berücksichtigung verschiedener Betriebsparameter (Norm-, Betriebsvolumenstrom, Temperatur, Abscheidervolumen, Verweilzeit, Abscheidefläche) angefertigt. Aufgrund der an der Einzelraumfeuerung vorherrschenden hohen Temperaturen ist eine externe Hochspannungseinführung notwendig. Das Konzept wurde von der BTU Cottbus entwickelt, um auch bei hohen Temperaturen (> 400 °C) eine gute elektrische Isolation und Überschlagnfestigkeit zu gewährleisten, sowie Kurzschlüsse durch Ascheverschmutzungen zu verhindern. Die Untersuchung der Funktionsweise und Wirksamkeit des Elektroabscheiders und in diesem Rahmen stattfindende Anpassungen und Weiterentwicklungen fanden auf dem Prüfstand statt. Zur Bestimmung der Praxistauglichkeit wurde der Elektroabscheider an der Feldanlage periodisch über die gesamte Heizperiode 2012/13 betrieben.



Abbildung 4: Entwickeltes Elektroabscheidermodul der BTU-Cottbus

Im Rahmen des Projektes wurden 20 Prüfstanduntersuchungen mit dem entwickelten E-Abscheider (vgl. Abbildung 4) durchgeführt, wobei eine Variation der Gassenbreite und der Elektrodengeometrie erfolgte.

Die umgesetzten Variationsmöglichkeiten der Niederschlagsplatten sind in der Abbildung 5 als Draufsicht dargestellt. Die Sprüh- bzw. Primärelektroden und die Hochspannungszuführung sind rot und die Abscheideelektroden blau markiert. Durch die Versetzung der Abscheideelektroden und den Austausch der Sprüh- elektroden lassen sich Gassenbreiten von 200 mm bzw. 133 mm bewerkstelligen. Damit werden Abscheideflächen von 1,2 bis 2 m² realisiert.

Die gravimetrischen Messungen am Prüfstand zeigten einen Abscheidegrad von ca. 56 % für die Drei-Kammer-Variante und ca. 60 % für die Zwei-Kammervariante (Durchschnitt drei Messungen). Der Vorteil der Zwei-Kammer-Variante ist vermutlich auf eine bessere Strömungsverteilung zurückzuführen, weshalb diese bei der Drei-Kammer-Variante optimiert wurde. Dadurch soll die Leistungsbegrenzung der Netzteile verhindert und Energie gespart werden. Bei der Zwei-Kammer-Variante wurden parallele SMPS-Messungen durchgeführt, bei denen der Abscheidegrad auffallend höher bei ca. 90 % lag. Das kann auf einen Wiedereintrag von abgeschiedenem Staub hinweisen, da die Partikelgröße dann oberhalb des Messbereiches des SMPS-Systems lag.

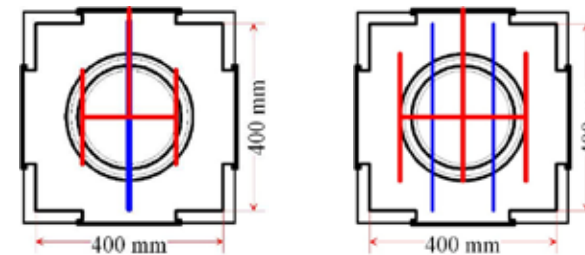


Abbildung 5: Draufsicht, Varianten des Elektrostatikmoduls für die ERF

Regelungsmodul

Das zu erarbeitende Verbrennungsluft-Regelungskonzept für die Varia-ERF wurde auf die sensorisch erfassten Prozesszustandsgrößen Verbrennungstemperatur in der Nachbrennkammer, Restsauerstoffkonzentration und unverbrannte Komponenten, d. h. CO/HC-Gehalt im Abgas, gestützt (Kohler et al. 2012). Als Sensoren kamen ein Hochtemperatur-Sauerstoffsensor der Firma Dittrich GmbH & Co. KG und ein CO/HC-Sensor (CarboSen) der Firma Escube GmbH zum Einsatz.



Abbildung 6: Schematische Darstellung der drei Verbrennungsluftströme durch den Feuerrost (Rostluft), entlang der Sichtscheibe von oben (Fensterluft) und über eine Lochleiste von hinten und von der linken Seite (Sekundärluft)

Die separate Regelung von drei Verbrennungsluftströmen (Abbildung 6) ist ungewöhnlich, hat sich aber in mehreren Verbrennungsexperimenten gut bewährt und wurde mittels Luftmassenströmungssensoren und Servomotor getriebenen Stellklappen realisiert. Damit wurde gezeigt, dass eine Verbrennungsluftregelung auch unter Naturzugbedingungen bei veränderlichen Schornsteinzugverhältnissen gut möglich ist. Im Rahmen des Projektes wurden ebenfalls separate Regelungsalgorithmen für Kaltstart-, Hochtemperatur-, Nachlege- und Ausbrandphase entwickelt. Bei den am ISIS durchgeführten Abbrandexperimenten erfolgte die Referenzierung der Abgasemissionen mit einem Hochtemperatur-FTIR Abgas-analysesystem (Ansyco GmbH) und die PM-Analyse wurde mit einem SMPS/APS (TSI Inc.) vorgenommen. Das am DBFZ entwickelte Katalysatormodul kam im Rahmen der am ISIS durchgeführten Abbrandexperimente ebenfalls zum Einsatz. Die Einzelraumfeuerung wurde nach einer am ISIS entwickelten Routine jeweils mit ca. 4,5 kg Buchenscheitholz gezündet (Kaltstart) und es wurden jeweils ca. 2,8 kg Buchenscheitholz nachgelegt, wenn die Temperatur in der Nachbrennkammer (T_{sek}) ca. 270 °C unterschritt. Wie aus der Abbildung 7 ersichtlich ist, ergaben sich bei den Messungen nur sehr kurze CO-Emissionsspitzen beim Kaltstart und unmittelbar nach dem Nachlegevorgang. Des Weiteren erfolgte eine deutliche Minderung der CO-Emissionen in der Hochtemperatur-Phase bei Verbrennungstemperaturen von $T > 450$ °C auf Werte unterhalb von 750 ppm, sowie eine typische CO-Emissionserhöhung in der Ausbrandphase, wenn die Temperaturen unterhalb von 400 °C sinken.

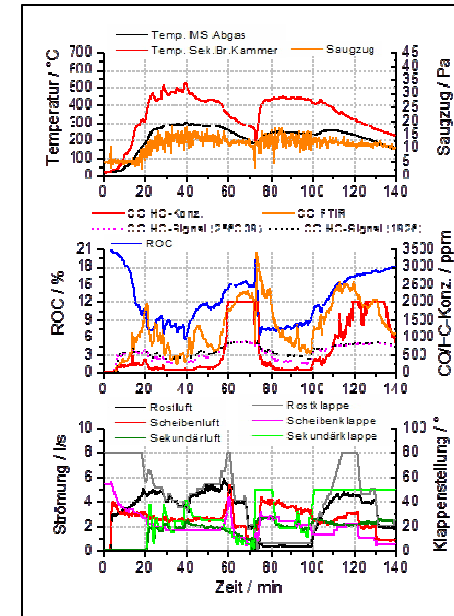


Abbildung 7: Typischer Abbrandverlauf der Einzelraumfeuerung unter Einsatz der Verbrennungsluftregelung. Im oberen Diagramm ist der Verlauf der Verbrennungstemperatur, der Temperatur im Abgasrohr nahe der Position der Gassensoren und des Saugzuges dargestellt. Das mittlere Diagramm zeigt den Verlauf des Restsauerstoffgehaltes (ROC), der CO-Konzentration (FTIR), der Mischpotentiale der beiden CO/HC-Sensoren und der daraus ermittelten CO/H₂-äquivalenten CO/HC-Konz. Das untere Diagramm visualisiert den Verlauf der drei Verbrennungsluftströme mit den zugehörigen Stellungen der Stellklappen zur Strombegrenzung. Etwa bei Minute 73 wurde nachgelegt.

Obwohl vergleichende Messungen mit einer unregelmäßigen Feuerstätte gleicher Bauart noch ausstehen (sind in Vorbereitung), zeigen die Ergebnisse der Untersuchungen durch den Projektpartner ISIS bereits, dass sowohl die CO- als auch Staubemissionen beim Betrieb der Feuerungsanlage mit Regelung und Katalysator in den Hochtemperaturphasen meist erheblich unterhalb der zulässigen Obergrenze (1. BImSchV) lagen. Es besteht jedoch noch Optimierungspotential hinsichtlich der sensorbasierten Regelung und insbesondere der Brennraumgeometrie der Einzelraumfeuerstätte. Ein sehr wichtiger Schritt wurde im Hinblick auf die Stabilisierung der CO/HC-Sensorik getan.

Fazit

Die im Rahmen des Projektes durchgeführten Technikumsuntersuchungen und Feldmessungen zeigen das große Potenzial der einzelnen Emissionsminderungsmaßnahmen auf. So konnten mit dem vom Projektpartner BTU Cottbus entwickeltem Elektroabscheider an der Einzelraumfeuerung Staubminderungsgrade von ca. 60 % erzielt werden. Durch den Einsatz der modifizierten Drahtgestrickkatalysatoren konnten die Kohlenstoffmonoxidemissionen um 50 % gegenüber dem Betrieb ohne Katalysator reduziert werden. Auch flüchtige organische Verbindungen (VOC) werden mit dem eingesetzten Katalysator oxidiert und können bei ausreichend hohen Katalysatortemperaturen somit zur Absenkung von VOC-Belastungen eingesetzt werden. Das Katalysatormodul ermöglicht dementsprechend einen sicheren Betrieb bei gleichzeitiger Reduzierung von CO und VOC. Die Neuentwicklung der abgassensorbasierten Verbrennungsluftregelung an der ERF durch den Projektpartner am

Institut für Sensorik und Informationssysteme (ISIS), Hochschule Karlsruhe – Technik und Wirtschaft, zeigt ein hohes Emissionsminderungspotenzial, obwohl absolute Vergleichsdaten noch nicht vorliegen. Insbesondere können durch Verbrennungsluftregelung emissionsintensive, instationäre Verbrennungsbedingungen (Zündphasen bei Kaltstart und nach dem Nachlegen) deutlich kürzer gehalten werden als bei Handbetrieb. In der letzten Heizperiode 2012/13 konnten erste Praxisergebnisse an der Einzelraumfeuerung mit dem eingebauten Katalysatormodul, dem Elektroabscheider und dem ersten Funktionsmuster der Regelung gewonnen werden. Weiterführende Optimierungen im Hinblick auf den Bau eines ersten Prototyps sowie dem späteren Praxiseinsatz werden derzeit in der Heizperiode 2013/2014 durchgeführt. Eine wirtschaftliche Umsetzung insbesondere bzgl. Regelung und Sensorik, aber auch hinsichtlich des E-Filters ist derzeit jedoch noch nicht realisierbar. Eine praxisorientierte Weiterentwicklung unter Beachtung der Kosten ist daher zwingend erforderlich.

Literatur

HARTMANN, I.; BINDIG, R.; MATTHES, M.; THIEL, C. (2012): Emissionsminderung durch integrierte und kombinierte Maßnahmen in Biomasse-Kleinf Feuerungen. Konferenz „Energetische Biomassenutzung“ - Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft, Berlin.

KOHLER, H.; BRUNNER, S.; BUTSCHBACH, P.; GLESING, D. (2012): Sensorik und Abgas-Katalyse zur Reduktion der Emissionen von Klein-Holzfeuerungsanlagen, Konferenzband „Energetische Biomassenutzung“ – Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft, Berlin, Nov. 2012, S. 80-90.

BUTSCHBACH, P.; HAMMER F.; KOHLER, H.; POTRECK, A.; TRAUTMANN, T. (2009): Extensive reduction of toxic gas emissions of firewood-fueled low power fireplaces by improved in situ gas sensorics and catalytic treatment of the exhaust gas. In: *Sensors and Actuators B137*(1) (2009), S. 32-41.

KOHLER, H.; POTRECK, A.; TRAUTMANN, T. (2012): Verfahren und Vorrichtung zur diskontinuierlichen Verbrennung von Brennstoff, Patentschrift EP 2 066972 B1.

Entwicklung von emissionsarmen häuslichen Feuerstätten für feste Brennstoffe

Winfried Juschka*, Michael Struschka

Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK) Universität Stuttgart
Pfaffenwaldring 23, 70569 Stuttgart
*E-Mail: juschka@ifk.uni-stuttgart.de

Schlagwörter: Kleinf Feuerungsanlagen, nachwachsende Rohstoffe, Biomasse, Stückholz, CFD-Simulation, Strömungsvisualisierung

Zusammenfassung

Zur Reduzierung des Emissionsaufkommens von Produkten unvollständiger Verbrennung bei Einzelfeuerstätten sind weitere feuerungstechnische und regelungstechnische Optimierungen notwendig. Ein Einsatz der Strömungsvisualisierung und der Strömungssimulation kann wichtige Informationen für die Konstruktion von emissionsarmen Einzelfeuerstätten liefern. Um Aussagen über die Ausbrandqualität und die Effizienz von Nachverbrennungszonen treffen zu können, bietet sich die Strömungssimulation mit einem Reaktionsmodell an.

Summary

Further technical improvements and automatic controls are necessary to reduce emissions of small wood-burning stoves. Flow simulations with reaction models allow one to make statements about the efficiency and the burnout quality of the gases in post combustion zones. For example, through a modified fireplace, it has been demonstrated that a CFD simulation can make a significant contribution towards prediction of carbon monoxide emissions.

Einleitung

Bei häuslichen Feuerstätten für feste Brennstoffe, wie z. B. bei Kaminöfen, bestehen erhebliche Wissenslücken bezüglich der Entstehung und Minderung von Produkten unvollständiger Verbrennung (Kohlenmonoxid, organische Verbindungen, Ruß und Teere) bei den Chargenabbränden. Unklar ist vor allem, mit welchen Änderungen in der Verbrennungstechnik bzw. der Strömungsführung die Emissionen in den einzelnen Verbrennungsphasen positiv beeinflusst werden können. CFD-Simulationen (CFD - Computational Fluid Dynamics) sollen dazu beitragen, diese Wissenslücken zu schließen. Mit Hilfe der Simulationsergebnisse

sollen sich die richtigen Schlussfolgerungen für eine effiziente und wirtschaftlich umsetzbare Entwicklung von häuslichen Feuerstätten für feste Brennstoffe mit stark reduzierten Emissionen ergeben. Die Anwendung der numerischen Strömungssimulation für Kleinf Feuerungsanlagen steht noch am Anfang des Einsatzes und kann deshalb für Entwicklungsaufgaben nur entsprechend dem derzeitigen Erfahrungsstand genutzt werden. Dieses Forschungsvorhaben wurde in einem Verbundvorhaben mit dem HKI Industrieverband Haus-, Heiz- und Küchentechnik e.V. und den beteiligten Industriepartnern Ulrich Brunner GmbH, Hase Kaminofenbau GmbH und LEDA Werke GmbH bearbeitet.

Stand der Gerätetechnik für Einzelraumfeuerstätten

Der prinzipielle Aufbau einer Einzelraumfeuerstätte mit Durchbrandprinzip für den Wohnraum ist in Abbildung 1 am Beispiel eines Kaminofens bzw. eines Kamineinsatzes dargestellt. Die Befüllung der Feuerung findet überwiegend über eine Tür mit Sichtscheibe statt. Durch Zugabe von Primärluft über den Rost wird der Brennstoff umgesetzt. Um die Sichtscheibe frei zu halten wird Luft – in der Abbildung als frühere Sekundärluft bezeichnet – über die Sichtscheibe geleitet. Einige Konstruktionen von Einzelraumfeuerstätten besitzen keinen Rost und somit wird die Scheibenluft auch als Primärluft genutzt. Einige Feuerungen besitzen auch eine „spätere Sekundärluft“ an der Rückwand oder der Seitenwand des Brennraumes. Teilweise wird diese von den Herstellern als Tertiärluft bezeichnet. Über eine Umlenkplatte (Zugplatte) werden die Abgase in eine Nachverbrennungszone geleitet. Bei Kaminöfen ist dieser Bereich nicht wärmegeklämt und dient gleichzeitig als Wärmeübertrager, bevor das Abgas über das Abgasrohr (Verbindungsstück) in den Schornstein geleitet wird.

In Heizeinsätzen für Kamine oder Kachelöfen ist die Nachverbrennungszone meist mit Schamotte wärmegeklämt. Zur weiteren Wärmeabgabe werden die heißen Abgase in eine Nachheizfläche geführt, um diese dann über das Abgasrohr in den Schornstein zu leiten. Teilweise werden bei Kaminöfen und Heizeinsätzen auch wasserführende Bauteile im Wärmeübertragerbereich für die Bereitstellung von Heiz- oder Warmwasser eingebracht.

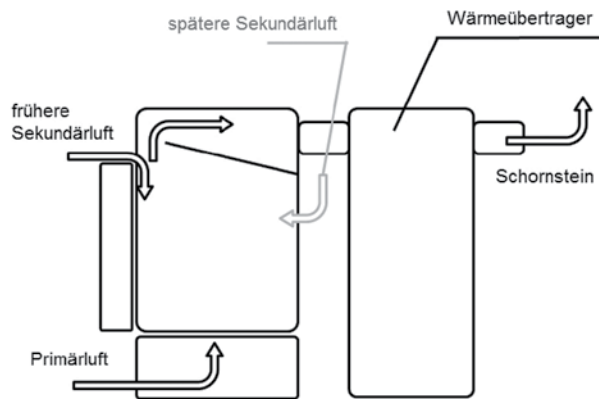


Abbildung 1: Prinzipbild für einen Kaminofen bzw. Heizeinsatz mit Durchbrandprinzip und Nachheizfläche

Optimierung der Strömungsführung mittels CFD und Reaktionsmodell

Es wurden für verschiedene Einzelfeuerstätten CFD-Modelle aufgebaut und zusätzlich Reaktionsmodelle implementiert, um nicht nur die Strömung, sondern auch die Temperatur-, Sauerstoff- und CO-Verteilung in den Reaktionszonen bewerten zu können. Kohlenmonoxid wird hierbei als Leitkomponente zur Bewertung der Vollständigkeit der Verbrennung herangezogen. Die Qualität der Simulationsergebnisse hängt stark von den zugrundeliegenden Strömungs- und Reaktionsmodellen, dem mathematischen Rechengitter und den festzulegenden Randbedingungen für die Simulationsrechnungen ab. Für die Durchführung einer Simulationsrechnung bedarf es ein hohes Maß an Erfahrungen und Wissen, um plausible Rechenergebnisse zu generieren, denn die Simulationsrechnungen werden mit vereinfachten chemischen Modellen und globalen Reaktionsmechanismen durchgeführt. Als Reaktionsmodell wurde ein Zwei-Schritt-Reaktionsmodell aufgebaut und in die CFD-Modelle implementiert. Dabei reagiert Methan mit Sauerstoff zu Kohlenmonoxid und Wasserdampf. Das Kohlenmonoxid reagiert dann im zweiten Schritt mit Sauerstoff zu Kohlendioxid.

Am Beispiel eines Kamineinsatzes kann anhand einer Modifikation zur ursprünglichen Konstruktion gezeigt werden, wie sich diese auf die berechneten CO-Konzentrationen auswirkt. Abbildung 2 links zeigt die Isoflächen der CO-Konzentration, d. h. Flächen mit gleicher CO-Konzentration, des Kamineinsatzes der Originalkonstruktion. Diese weist einen ausgeprägten Bereich mit hohen Konzentrationen von Kohlenmonoxid auf. Durch die Simulation lässt sich die Ursache für die hohen CO-Konzentrationen ermitteln, was bei einem Prototyp auf dem Prüfstand nur durch hohen messtechnischen Aufwand möglich ist. Im Fall des Kamineinsatzes sind die ausgeprägten Bereiche mit hohen Konzentrationen an Kohlenmonoxid nicht durch Luftmangelsituationen zu erklären (Abbildung 2, rechts).

Entscheidend für eine vollständige Oxidation sind die Temperaturen im Brennraum (Abbildung 3, links). Diese sind im Bereich hoher Kohlenmonoxidkonzentrationen deutlich unter 650 °C und damit zu gering für eine Oxidation von CO. Die Reaktionen finden überwiegend

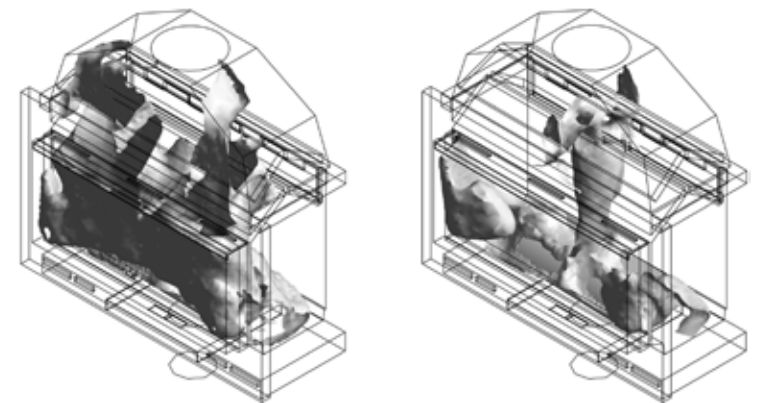


Abbildung 2: Isoflächen der Konzentration von Kohlenmonoxid (links) und des Sauerstoffes kleiner 6 Vol.% (rechts) der Originalkonstruktion

in den heißen Bereichen im Brennraum statt, was durch die berechnete freigesetzte Reaktionsenergie verdeutlicht wird (Abbildung 3, rechts). Sobald die Gase durch die Umlenkplatte in die Haube gelangen, findet keine nennenswerte Reduktion von Kohlenmonoxid mehr statt. Im Umkehrschluss heißt dies, dass die Oxidation von Kohlenmonoxid im Brennraum knapp oberhalb des Holzes stattfinden muss.

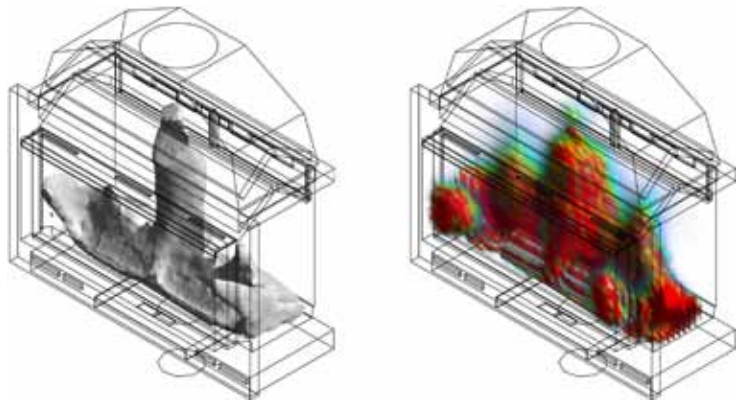


Abbildung 3: Isoflächen der Temperatur größer 650°C (links) und freigesetzte Reaktionsenergie (rechts) der Originalkonstruktion

Zur Verbesserung des Emissionsverhaltens muss die Strömung im Brennraum dahingehend verändert werden, dass die noch nicht vollständig oxidierten Gase in den heißen Bereich geführt werden. An Hand der Strömung im Kamineinsatz mit der Originalkonstruktion lässt sich das Emissionsverhalten wie folgt beurteilen: Es entstehen drei Hauptströmungen, in der Mitte und spiegelbildlich aus der Stirnseite des Holzes (vgl. Bilderfolge in Abbildung 4). Die mittlere Hauptströmung strömt über die Gesamtlänge des Holzes nahezu vollständig nach oben zu den Umlenkplatten (Schritt 1) und von dort aus in das Abgasrohr (Schritt 2). In der Mitte entsteht ein kleiner Bereich mit einer Rückströmung, was sehr vorteilhaft ist, da sich hier die Aufenthaltszeit in Bereichen mit hohen Temperaturen erhöht (Schritt 2/3). Die Strömung aus dem Stirnholz gelangt an die Seitenwand (Schritt 1) und bildet dort im Scheibenbereich einen kleineren lokalen Wirbel (Schritt 2/3), der sich dann zur Mitte hin ausbreitet. (Schritt 4). Bevor dieser allerdings in den heißen Bereich in der Mitte der Feuerung gelangt, strömt der überwiegende Teil über die Umlenkplatte in die Haube (Schritt 5/6).

Um die seitliche Strömung in den heißen Bereich zu führen, wurde der Spalt der ersten Umlenkung nicht über die ganze Länge der Feuerung ausgeführt. Zusätzlich wurde der Feuerraumboden als Mulde ausgebildet. Dadurch werden die Holzgase aus der Stirnseite des Holzes nach oben abgelenkt und es wird eine zentrische Positionierung der Holzstücke vom

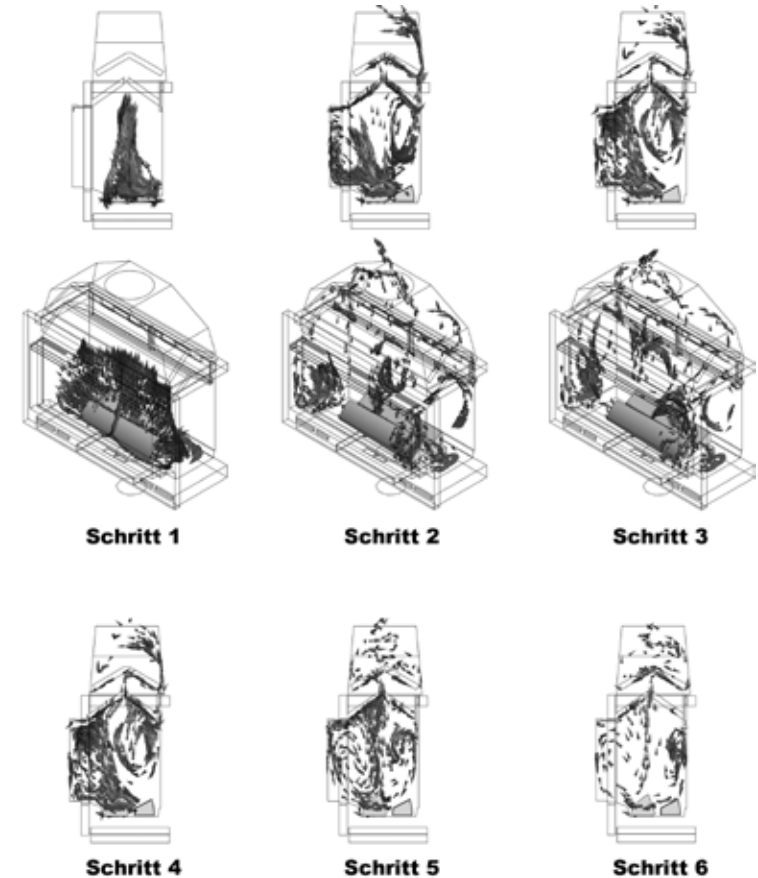


Abbildung 4: Strömungsvorgänge beim Kamineinsatz in der Originalkonstruktion

Betreiber erzwungen. Durch diese Veränderung der Luftführung werden die Bereiche hoher CO-Konzentrationen deutlich verkleinert (Abbildung 5, links). Durch die Konstruktionsänderung konnte ein kompakter Bereich mit hohen Temperaturen erzeugt werden (Abbildung 5, rechts). Zusätzlich wurde die Strömungsführung so beeinflusst, dass Gasvolumina mit hohen CO-Konzentrationen in heiße Bereiche geführt werden, um eine weitere Oxidation des CO zu ermöglichen (Bilderfolge in Abbildung 6).

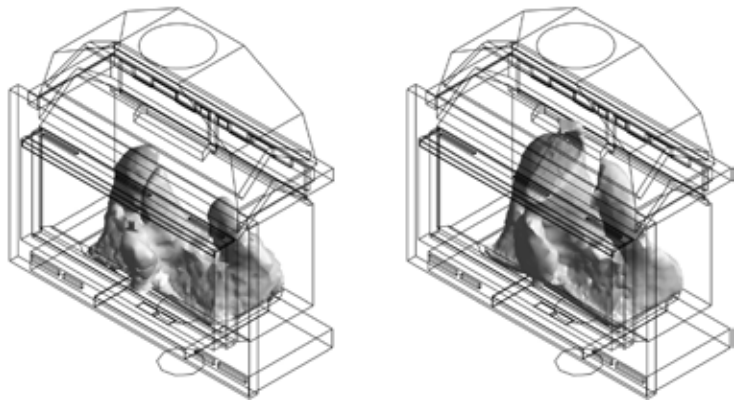


Abbildung 5: Isoflächen der Konzentration von Kohlenmonoxid (links) und der Temperatur größer 650 °C (rechts) beim modifizierten Kamineinsatz

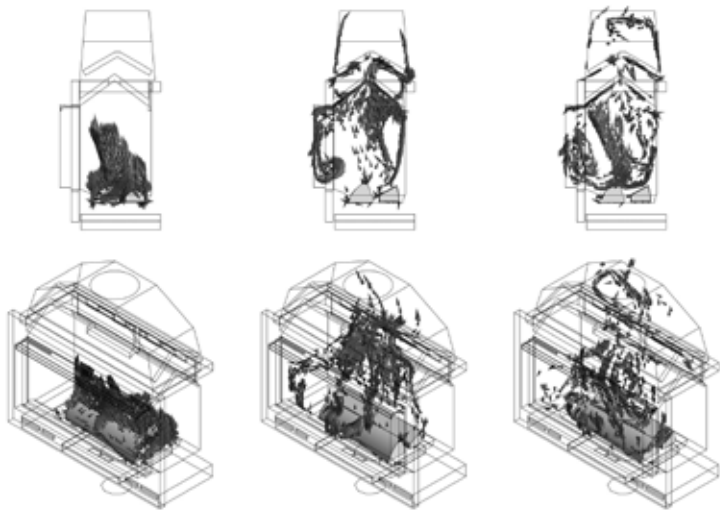


Abbildung 6: Strömungsvorgänge beim modifizierten Kamineinsatz

Die Simulationsrechnungen beim Kamineinsatz wurden für verschiedene Luftüberschusszahlen λ erstellt. Die Ergebnisse der Berechnungen für CO wurden auf einen definierten Anfangszustand nach Gleichung (1), in diesem Fall auf $\lambda = 2,2$, normiert. Damit ergibt sich ein Kurvenverlauf, wie er in Abbildung 7 zu sehen ist. Die ursprüngliche Konstruktion des Kamineinsatzes weist für CO ein Minimum bei einer Luftüberschusszahl von $\lambda = 1,65$ auf, was

ca. 8 Vol.-% Restsauerstoffgehalt im Abgas entspricht. Wird der Kamineinsatz im Luftmangelbereich (Luftüberschusszahl $\lambda = 1,45$) oder im Luftüberschuss (Luftüberschusszahl $\lambda = 2,2$) betrieben, so ist ein starker Anstieg der berechneten CO-Konzentration zu verzeichnen.

$$CO_{norm} = \frac{\dot{m}_{CO \text{ bei } \lambda_n}}{\dot{m}_{CO \text{ bei } \lambda_0}} \left[\frac{\frac{kg}{s}}{\frac{kg}{s}} \right] \quad (1)$$

Durch die Modifikation M1 konnten die berechneten CO-Konzentrationen gegenüber dem Anfangszustand deutlich reduziert werden. Auch die modifizierte Feuerung weist ein CO-Minimum bei der Luftüberschusszahl von $\lambda = 1,65$ auf, allerdings ist die Minderung der CO-Konzentration im Vergleich zur Luftüberschusszahl $\lambda = 2,2$ nicht so ausgeprägt, wie dies bei der Originalkonstruktion der Fall ist. Diese Charakteristik lässt die Vermutung zu, dass bei der Originalkonstruktion die Verbrennungsluft sehr genau eingestellt werden muss, um das CO Minimum zu erreichen. Die Modifizierte Feuerung weist hingegen ein robusteres Emissionsverhalten auf.

Für die Simulation der modifizierten Feuerung bei einer Luftüberschusszahl von $\lambda = 1,45$ wurde kein plausibles Ergebnis erhalten, da die Simulationsergebnisse nicht konvergieren. Der Grund für die Divergenz ist in der Qualität des Netzes zu begründen. Obwohl die Qualität befriedigend ist, ist bei sehr geringen Gasmassenströmen eine höhere Qualitätsanforderung an das Netz zu stellen.

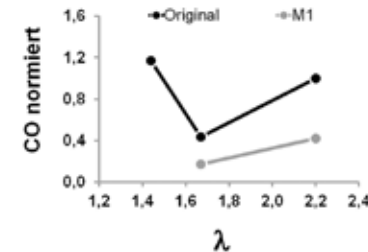


Abbildung 7: Normierte CO-Konzentration in Abhängigkeit der Luftüberschusszahl λ beim Kamineinsatz im Original und in der modifizierten Version M1

Fazit

In der novellierten Fassung der 1. BImSchV werden für Einzelraumfeuerstätten (z. B. Kaminöfen) nur Anforderungen an Emissionsgrenzwerte aus der Typprüfung gestellt, nur in Ausnahmefällen sind Messungen vor Ort vorgesehen. Aufgrund der einfachen Bauweise der Feuerstätten und der großen Eingriffsmöglichkeiten der Betreiber ist nicht sicher gestellt, dass die Feuerungen im Praxisbetrieb diese Prüfstandswerte einhalten. So können z. B. durch ungeeignete Brennstoffqualitäten und Fehlbedienungen der Betreiber die Emis-

sionen von Produkten unvollständiger Verbrennung merklich erhöht werden. Da der Betreiber meist keinerlei Information über die aktuelle Qualität der Verbrennung hat, kann er erhöhte Emissionen auch kaum erkennen und vermeiden. Somit stellt die Typprüfung idealisierte Emissionswerte bereit und spiegelt nicht unbedingt den Praxisbetrieb dieser Feuerungsanlagen wieder.

Zur Reduzierung des Emissionsaufkommens von Produkten unvollständiger Verbrennung bei Einzelraumfeuerstätten sind deshalb weitere feuerungs- und regelungstechnische Optimierungen notwendig. Um weiteres Entwicklungspotential bezüglich einer Verbesserung der Verbrennungsbedingungen bei Einzelraumfeuerstätten zu erschließen, kann die CFD-Simulation mit Reaktionsmodell einen wichtigen Beitrag leisten. Die derzeit genutzten vereinfachten Reaktionsmodelle können das Emissionsverhalten für die Hauptverbrennungsphase bei Chargenabbränden gut beschreiben. Da allerdings bei Einzelfeuerstätten die Gesamthöhe der Emissionen durch den Anbrennvorgang maßgeblich mitbestimmt wird, müssten für diese Verbrennungsphase neue Modelle entwickelt werden, damit auch dieser Vorgang mittels CFD-Simulation berechnet und letztlich optimiert werden kann.

Literatur

JUSCHKA, W.; STRUSCHKA, M. (2012): Untersuchung zur Feinstaubentstehung und CO-Bildung beim Verbrennungsprozess in chargenweise betriebenen Hausbrandfeuerstätten und Entwicklung emissions- und partikelarmer Feuerungsanlagen. Endbericht zum AIF/FDBI-Vorhaben Nr. 16207 N, Institut für Feuerungs- und Kraftwerktechnik (IFK), Universität Stuttgart.

JUSCHKA, W.; STRUSCHKA, M. (2013): Entwicklung von Kleinf Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe unter Einsatz von Strömungssimulation, -visualisierung und Messungen. In: *Gefahrstoffe – Reinhaltung der Luft*, 6/2013, S. 253-260 – ISBN 0949-8036

Verbrennung alternativer Biomassen in einer Kleinf Feuerungsanlage mit wassergekühltem Brennerkopf

Mario König

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116, 0434, Leipzig
E-Mail: mario.koenig@dbfz.de

Schlagwörter: Nicht-holzartig, biogene Festbrennstoffe, landwirtschaftliche Reststoffe, Emissionen

Zusammenfassung

Das Ziel der an den zwei Kleinf Feuerungsanlagen (20 und 40 kW) durchgeführten Untersuchungen war zum einen die Optimierung der Kesseleinstellungen im Hinblick auf einen möglichst emissionsarmen Betrieb und zum anderen der Vergleich der gas- und partikel-förmigen Emissionen bei Einsatz unterschiedlicher biogener Festbrennstoffe wie Stroh, Getreide, Miscanthus und Reisspelzen. Bis auf die Gesamtstaubemissionen können mit den untersuchten Feuerungsanlagen die derzeit für den Betrieb gültigen Emissionsgrenzwerte der 1. BImSchV eingehalten werden. Der Kohlenstoffmonoxid-Grenzwert für die Typprüfung wurde bei Einsatz von Reisspelzen geringfügig überschritten. Auf Grundlage der Ergebnisse erscheint ein Betrieb mit nicht-holzartigen Brennstoffen nur bei gleichzeitigem Einsatz eines nachgeschalteten Staubfilters sowie auf den jeweils eingesetzten Brennstoff angepassten Kesseleinstellungen möglich.

Bei einer Anlagengröße von über 100 kW gelten für den Einsatz nicht-holzartiger biogener Festbrennstoffe die Grenzwerte der TA Luft. Hierbei müssen zusätzlich Grenzwerte für VOC (Org.-C), Schwefeldioxid (SO₂) und Chlorwasserstoff (HCl) eingehalten werden. Bei Einsatz der untersuchten Brennstoffchargen Miscanthuspellets und Reisspelzen wurde der Grenzwert für HCl von 30 mg/Nm³ (11 Vol.-% O₂) deutlich überschritten.

Summary

The aim of the two small furnaces (20 and 40 kW) investigations carried out was optimizing the boiler settings with regard to a low-emission operation as possible and a comparison of gaseous and particulate emissions when using different solid biomass such as straw, grain and Miscanthus. Except for the total dust emissions all emission limits of 1. BImSchV can be met with the investigated combustion plants. The carbon monoxide limit for the type test was only slightly exceeded when using rice husks. Based on the results the operation with non-woody fuels is possible only with the use of a downstream dust filter.

For a plant size of more than 100 kW heat output, the limits of TA Luft for the use of non-

woody solid biomass is valid. Here, additionally limits for VOC (Org.-C), sulfur dioxide (SO₂) and hydrogen chloride (HCl) must be taking into account.

When applying the investigated batches of fuel on the basis of Miscanthus and rice husk the limit value for HCl of 30 mg/Nm₃ (1.1 Vol.-% O₂) was exceeded.

Hintergrund

Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Bedeutung der Nutzung alternativer nicht-holzartiger biogener Brennstoffe wurden von verschiedenen Herstellern unterschiedliche Kleinf Feuerungsanlagen („MultiFuel-Kessel“) entwickelt. Diese Anlagen besitzen in Bezug auf den möglichen Einsatzbereich, die Störanfälligkeit und das erreichbare Emissionsniveau verschiedene Vor- und Nachteile. Außerdem besteht im Hinblick auf die Emissionen bei vielen am Markt angebotenen Kleinf Feuerungsanlagen noch ein erhebliches Optimierungspotenzial. Um sowohl die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Anlagenkonzepte herauszuarbeiten als auch das primärseitige Emissionsminderungspotenzial zu ermitteln, werden am DBFZ im Rahmen von Prüfstandsmessungen unterschiedliche Kleinf Feuerungsanlagen mit verschiedensten biogenen Brennstoffen getestet und durch Variation der für die Verbrennung relevanten Anlagenparameter optimiert.

Versuchsaufbau und Versuchsdurchführung

Feuerungsanlage

Ein interessantes Konzept im Bereich der Biobrennstoffanlagen ist die Kombination von Brennertechnologie und Stückholzkessel. Durch die dänische Firma TwinHeat wurde eine solche Kombif Feuerungsanlage mit der Bezeichnung „Farmerfire“ in verschiedenen Leistungsgrößen entwickelt. Die Zielgruppen für die Produkte der Farmerfire-Serie sind vor allem landwirtschaftliche Betriebe, Gärtnereien, größere Wirtschaftsgebäude und Industriebetriebe. Die Anlagen sind für den Einsatz einer breiten Palette biogener Festbrennstoffe konzipiert.

Tabelle 1: Leistungsmerkmale der untersuchten Feuerungsanlagen nach Herstellerangaben (Danish Technological Institute)

Leistungsmerkmal		Getestete Brennstoffe					
		Holzpellets		Holzhackschnitzel		Getreide	
Anlagengröße		M20i	M40i	M20i	M40i	M20i	M40i
Leistungsbereich	[kW]	7,9 – 29	13,5 – 48	5,8 – 23	11,2 – 37	5,1 – 23	10,4 – 37
Wirkungsgrad bei Nennleistung	[%]	90	86	87	88,9	87	88,5
Wirkungsgrad bei min. Leistung	[%]	89	88,5	84	88,9	82	86,2
Staub bei Nennleistung	[mg/Nm ³ ,13%O ₂]	23	16	30	30	245	160
CO bei Nennleistung	[mg/Nm ³ ,13%O ₂]	29	16	148	148	52	56

Die Versuche wurden an zwei Kesseln mit unterschiedlicher Nennleistung durchgeführt. Die kleinere Anlage vom Typ Farmerfire Compact M20i verfügt laut Hersteller je nach eingesetztem Brennstoff über eine Nennwärmeleistung zwischen 22 und 28 kW. Die größere Anlage vom Typ Farmerfire Standard CS M40i weist eine Nennwärmeleistung zwischen 37 und 48 kW auf. Folgende Tabelle gibt einen Überblick zu den technischen Leistungsmerkmalen der Anlagen.

Aus den Daten der am Danish Technological Institute (DTI) durchgeführten Prüfstandsmessungen wird ersichtlich, dass sich sowohl die Nennleistung als auch die Emissionen in Abhängigkeit von den eingesetzten Brennstoffen erheblich unterscheiden. Die hohen Staubwerte für Getreide zeigen, dass der derzeitige Grenzwert der 1. BImSchV (1. Stufe, 100 mg/Nm³ 13 Vol.-% O₂) deutlich überschritten wird.

Untersuchte Brennstoffe

Die Versuchs brennstoffe wurden im Vorfeld im Hinblick auf die chemischen und physikalischen Eigenschaften untersucht. Tabelle 2 gibt einen Überblick zu den Ergebnissen der Brennstoffanalysen.

Tabelle 2: Leistungsmerkmale der untersuchten Feuerungsanlagen nach Herstellerangaben (Danish Technological Institute)

Eigenschaft		Holzpellets	Miscanthuspellets	Winterweizenstroh hacksel	Getreide (Roggen)	Reisspelzen (Vietnam)
Wassergehalt	[%OS]	7,20	11,74	8,59	12,20	9,07
Schüttdichte	[kg/m ³ OS]	434	480	90,7	—	130
Heizwert H ₀	[kWh/kgTS]	5,30	4,86	4,69	4,73	4,08
Aschegehalt	[%TS]	0,33	5,36	5,10	1,90	21,5
Stickstoff N	[%TS]	0,13	0,41	0,91	1,55	0,40
Schwefel S	[%TS]	0,04	0,04	0,12	0,13	0,13
Chlor Cl	[%TS]	0,003	0,07	0,34	0,02	0,22
Kalium K	[mg/kgTS]	405	6.522	15.500	3.010	374
Silizium Si	[mg/kgTS]	349,5	16.010	18.400	60	67.000

Aus den Analyseergebnissen der Brennstoffe wird ersichtlich, dass sich sowohl die physikalisch-mechanischen Eigenschaften als auch der Gehalt an emissionsrelevanten Elementen zwischen den eingesetzten Brennstoffarten deutlich unterscheidet. Beispielsweise unterscheiden sich die Schüttdichte, der Aschegehalt und der Stickstoffgehalt erheblich voneinander. Den mit Abstand höchsten Aschegehalt weisen die Reisspelzen auf, was auf mögliche Probleme beim Ascheaustrag hindeutet. Die geringste Schüttdichte wird von gehäckseltem Stroh erreicht, was sowohl für Lagerung und Transport sowie die Dosierung des Brennstoffes in die Feuerungsanlage problematisch sein kann. Die Schüttdichte der verwendeten Roggenkörner wurde im Vorfeld der Versuche nicht bestimmt, jedoch findet man in der Literatur generell höhere Werte als für Holz- oder Strohpellets [760 kg/m³ für

Roggenkörner (Härdtlein et al. 2004)]. Aufgrund des mit Abstand höchsten Stickstoffgehaltes können bei den Getreidekörnern die höchsten Stickstoffoxidemissionen erwartet werden. Im Hinblick auf die zu erwartenden (Fein-)Staubemissionen fallen Miscanthuspellets und Winterweizenstroh aufgrund des hohen Gehaltes an aerosolbildenden Elementen (z. B. S, Cl, K) besonders auf.

Versuchsdurchführung

Im Vorfeld wurden für jeden Brennstoff möglichst optimale Einstellungen der Kesselsteuerung bestimmt. Das Ziel der Vorversuche war ein kontinuierlicher Betrieb bei Volllast und eine Minimierung der Kohlenstoffmonoxidemissionen.

Um dieses Ziel zu erreichen, wurden die Parameter

- Stoker Puls- und Pausenzeiten [s]
- Stoker Periode (Summe Puls- und Pausenzeit) [s]
- O₂-Sollwert [Vol.-%]

variiert. Anschließend wurde mit den gefundenen Einstellungen für jeden Brennstoff ein Hauptversuch durchgeführt, bei dem folgende Messgrößen kontinuierlich erfasst wurden:

- gasförmige Emissionen: O₂, CO, CO₂, VOC (Org.-C), NO_{2äqu.}, HCl, SO₂
- Zeitlicher Verlauf des Brennstoffverbrauches
- Zeitlicher Verlauf der vom Kessel abgegebenen Wärmemenge
- Abgastemperatur

Zur Bestimmung der Staubkonzentration im Abgas wurden bei jedem Hauptversuch drei gravimetrische Staubmessungen für jeweils 30 min nach VDI 2066 durchgeführt.

Im Anschluss an die Hauptversuche mit Reisspelzen wurde eine Ascheprobe aus dem Brennraum entnommen und im Labor analysiert. Hierbei wurde speziell die Verwertbarkeit der Asche betrachtet, da bei einer Verbrennung von Reisspelzen aufgrund des hohen Aschegehaltes ein sinnvolles Ascheverwertungskonzept benötigt wird.

Ergebnisse

Für Holzpellets, Miscanthuspellets, Getreide und Reisspelzen konnte ein kontinuierlicher Abbrand mit geringen gasförmigen Emissionen erreicht werden. Hierbei zeigte sich, dass zunächst eine Anpassung der Leistung über die Brennstoffzufuhr und anschließend eine Annäherung an eine kontinuierliche Beschickung durch Verkürzung der Periodenzeit zu einer wesentlichen Verringerung der gasförmigen Emissionen gegenüber den Werkseinstellungen führte. Bei Strohhäcksel war mit den werksseitigen Einstellungen aller Brennstoffprogramme kein kontinuierlicher Betrieb möglich. Aufgrund des zu geringen Brennstoffeintrages wurde die notwendige Kesseltemperatur nicht erreicht und die Anlage schaltete sich automatisch ab. Um dennoch einen Versuch mit Strohhäckseln durchführen zu können, wurde der mögliche Einstellbereich für die Taktung der Stokerschnecke erweitert. Durch den höheren Massestrom konnte so mit der Feuerungsanlage auch für Strohhäcksel ein Hauptversuch durchgeführt werden.

In Bezug auf die Schlackebildung wurden nur Probleme bei dem gehäckselten Winterweizenstroh offensichtlich. Es kam zwar nicht zu einem Erliegen des Verbrennungsprozesses während der Versuche, jedoch kann aufgrund der beobachteten Ablagerungen in Brennerkopf und Nachbrennkammer (siehe Abbildung 1) von verschlackungsbedingten Problemen bei längerem Betrieb ausgegangen werden.

Tabelle 3 gibt einen Überblick zu den während der Hauptversuche erfassten Emissionswerten. Alle dargestellten Werte wurden jeweils über den Zeitraum von drei Staubmessungen gemittelt.



Abbildung 1: Verschlackung bei Einsatz von gehäckseltem Winterweizenstroh (Quelle: DBFZ)



Abbildung 2: Ascheanfall bei Einsatz von Reisspelzen (Quelle: DBFZ)

Tabelle 3: Emissionsverhalten bei Volllast

Brennstoff	Leistung	O ₂	Staub	CO	VOC	NO _{2äqu.}	HCl	SO ₂
	kW	Vol.-%						
Holzpellets*	22,4	9,4	25	8	13	96	0,2	0,06
Miscanthuspellets*	19,5	10,7	123	11	3	272	70	42
Winterweizenstrohhäcksel**	39,8	9,7	—	203	22	325	14	124
Getreide (Roggen)*	20,3	11,0	224	28	7	433	18	58
Reisspelzen**	36,4	8,5	34	315	12	259	184	46

*M20i **M40i

Die Versuche haben gezeigt, dass sich die (Nenn-) Leistung bei Minimierung des Kohlenstoffmonoxidgehaltes im Abgas je nach Brennstoff wesentlich voneinander unterscheidet. Generell lag die „CO-optimierte“ Nennleistung etwas niedriger als vom Hersteller angegeben. Der Restsauerstoffgehalt im Abgas variierte je nach vorgegebenem O₂-Sollwert zwischen 8 und 11 Vol.-%. Die Staubemissionen lagen generell alle über dem ab 2015 für Kleinf Feuerungsanlagen in Deutschland gültigen Grenzwert von 20 mg/Nm³ (13 Vol.-% O₂). Allerdings wurde auf dem Prüfstand des DTI mit dem Farmerfire M40i für Holzpellets auch der Staubgrenzwert der 2. Stufe der 1. BImSchV unterschritten. Für den Brennstoff Winterweizenstroh konnte leider keine Staubmessung durchgeführt werden. Allerdings liegen die Staubemissionen von Stroh erfahrungsgemäß über 200 mg/Nm³ und damit auch weit oberhalb der gültigen Grenzwerte. Für alle Brennstoffe wurde ein nahezu vollständiger Gasausbrand erreicht. Lediglich bei den Reisspelzen wurde der CO-Grenzwert für die Typprüfung von 250 mg/Nm³ (13 Vol.-% O₂) überschritten. Der Grenzwert der 2. Stufe der 1. BImSchV für Stickstoffoxidemissionen bei der Typprüfung wurde von allen Brennstoffen eingehalten.

Ab einer Anlagengröße von 100 kW gelten für nicht-holzartige biogene Festbrennstoffe die Grenzwerte der TA Luft. Hierbei müssen zusätzlich Grenzwerte für VOC (Org.C), Schwefeldioxid (SO₂) und Chlorwasserstoff (HCl) eingehalten werden. Bei Einsatz der untersuchten Brennstoffchargen Miscanthuspellets und Reisspelzen wurde der Grenzwert für HCl von 30 mg/Nm³ (11 Vol.-% O₂) deutlich überschritten. Im Leistungsbereich zwischen 0,1 und 1 MW gilt ein Staubgrenzwert von 50 mg/Nm³ (11 Vol.-% O₂). Dieser wird lediglich bei Einsatz von Holzpellets und Reisspelzen eingehalten. Ansonsten werden die Anforderungen der TA Luft mit allen untersuchten Brennstoffen erfüllt.

Die Analyse der Feuerraumasche bei der Verbrennung von Reisspelzen ergab, dass aufgrund des relativ hohen Kaliumgehaltes von 23.900 mg/kg eine Nutzung der Reisspelzenasche als Dünger in Frage kommen könnte. Zudem wurde durch die Ascheanalyse festgestellt, dass die Schadstoffgrenzwerte (Arsen, Blei, Cadmium, Chrom, Zink etc.) der Düngemittelverordnung (Düngemittelverordnung, 2003) eingehalten wurden. Die Asche weist einen sehr hohen Gehalt an Silizium auf (406.000 mg/kg). Inwieweit dies ein Problem für eine Verwertung als Dünger darstellen kann, muss untersucht werden da kristallines Siliziumdioxid (Cristobalit) im Verdacht steht, dass Risiko einer Erkrankung an Bronchitis, Silikose oder Krebs durch Einatmen zu erhöhen. Allerdings stellen Siliziumverbindungen auch sehr wertvolle Rohstoffe für Anwendungen in der Mikroelektronik und anderen Industriezweigen dar.

Zusammenfassung und Bewertung

Es wurden die Emissionen bei Nutzung unterschiedlicher alternativer Biobrennstoffe in zwei Kleinf Feuerungsanlagen mit wassergekühltem Brennerkopf bestimmt und im Hinblick auf die Einhaltung der in Deutschland gültigen Emissionsgrenzwerte untersucht. Mit allen Anlagen konnte ein kontinuierlicher Betrieb über acht Stunden erreicht werden. Bei Einsatz von Winterweizenstrohhäcksel kam es zu stärkerer Schlackebildung. Zur Gewährleistung eines störungsfreien Dauerbetriebes ist die Zugabe von asheschmelzerniedrigenden Substanzen wie Kalk oder Kaolin zum Brennstoff erforderlich, was jedoch für den konkreten Anwendungsfall noch zu untersuchen ist. Aufgrund des hohen Aschegehalts ist

für einen automatischen Dauerbetrieb zudem für alternative Biobrennstoffe ein automatischer Ascheausstrag empfehlenswert. Dieser wird optional angeboten und sollte im Fall der Reisspelzen unbedingt eingesetzt werden.

Die Abbildung 3 zeigt eine Übersicht zu den im Rahmen der wiederkehrenden Messungen der 1. BImSchV relevanten Konzentrationen an Schadstoffen im Abgas.

Bei Betrachtung der untersuchten Brennstoffe erscheint ohne sekundäre Minderungsmaßnahmen nur ein Betrieb mit Holz und Reisspelzen möglich. Allerdings muss für alle alternativen Biobrennstoffe (Nr. 8 und 13 nach 1. BImSchV) im Rahmen der Typprüfung der Grenzwert für Dioxine und Furane eingehalten werden. Im Rahmen der durchgeführten Versuche wurde keine entsprechende Messung durchgeführt. Für die Kesselzulassungsmessungen mit definierten Prüfbrennstoffen werden aktuell unter Mitwirkung vom DBFZ Untersuchungen durchgeführt. Mit ersten belastbaren Ergebnissen zu Nr. 8-Brennstoffen ist im Sommer 2014 zu rechnen.

Für alle anderen untersuchten Brennstoffe ist eine Entstaubung des Abgases notwendig. Generell wird spätestens ab 2015 aufgrund des verschärften Staubgrenzwertes der 1. BImSchV bei Einsatz von nicht-holzartigen biogenen Festbrennstoffen in Kleinf Feuerungsanlagen eine nachgeschaltete Staubabscheidung notwendig sein.

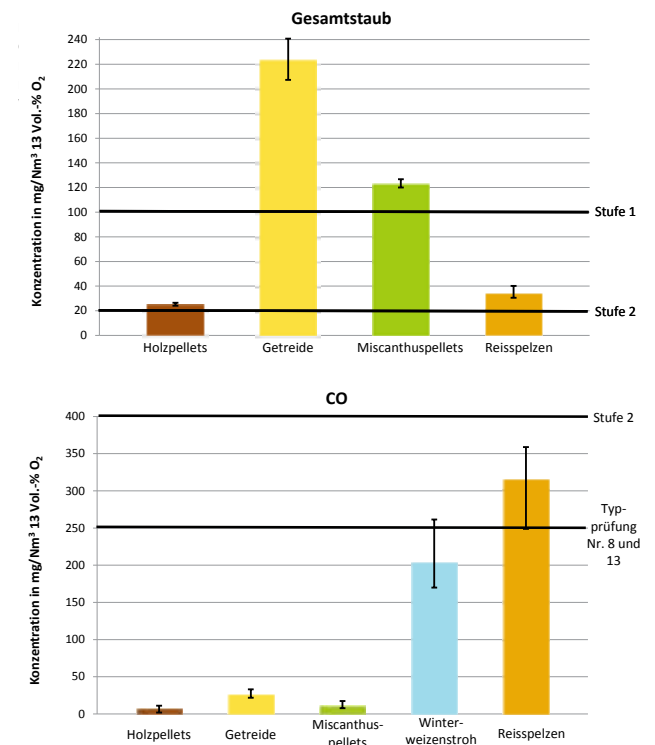


Abbildung 3: Mittelwert und Schwankungsbreite der Gesamtstaub- und Kohlenstoffmonoxidkonzentration (n=3)

Mit allen untersuchten Brennstoffen konnten die Grenzwerte für Stickstoffoxide der 1. und 2. Stufe der gemäß 1. BImSchV notwendigen Typprüfung eingehalten werden. Allerdings muss in Zukunft mit einer weiteren Verschärfung der Stickoxidgrenzwerte gerechnet werden, da Stickstoffoxide neben den gesundheitsrelevanten Wirkungen als Vorläuferstoffe an der Bildung von bodennahem Ozon und sekundärem Feinstaub beteiligt sind und zur Erderwärmung beitragen (Umweltbundesamt 2009). Vor diesem Hintergrund stellt die Erforschung und Anwendung primärer und sekundärer Maßnahmen zur Stickoxidminderung eine wesentliche Voraussetzung für einen verstärkten Einsatz von alternativen Biomassebrennstoffen dar.

Literatur

1. BImSchV (2010): Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes [Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen - 1. BImSchV (in Kraft getr. am 22.03.2010)].

DANISH TECHNOLOGICAL INSTITUTE: Prüfbericht gemäß DS/EN 303-5.

DÜNGEMITTELVERORDNUNG (2003): Verordnung über das Inverkehrbringen von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln. Vom 26. November 2003.

HÄRDTLEIN, M.; ELTROP, L.; THRÄN, D. (2004): Voraussetzungen zur Standardisierung biogener Festbrennstoffe. Nachwachsende Rohstoffe Band 23, Münster - ISBN 3-7843-3296-X

UMWELTBUNDESAMT (2009): Hintergrundpapier zu einer multimedialen Stickstoff-Emissionsminderungsstrategie. Presse-Hintergrundpapier, Nr. 3928.

Biogasgewinnung aus lignozellulosehaltigen Reststoffen

André Wufka¹, Thilo Lehmann², Stefan Gläser²

¹ Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme
Winterbergstraße 28, 01277 Dresden
E-Mail: andre.wufka@ikts.fraunhofer.de

² LEHMANN Maschinenbau GmbH
Jocketa-Bahnhofsstraße 34, 08543 Pöhl
Email: post@lehmann-maschinenbau.de

Schlagwörter: Lignozellulose, Reststoffe, Stroh, Bioextrusion®, Enzyme, Hydrolyse, mehrstufige Vergärung, Biogas

Zusammenfassung

Im Verbundvorhaben „Ligno-Biogas“ wurde ein Verfahren zur Vorbehandlung und Vergärung von biogenen lignozellulosehaltigen Reststoffen entwickelt und erprobt. Kern des Verfahrens ist eine kombinierte Substratvorbehandlung bestehend aus einem mechanischen Aufschluss der Substrate durch Bioextrusion®, separater Hydrolyse in einem Pfropfenstromreaktor unter Zugabe von technischen Enzympräparaten und anschließender zweistufiger mesophiler Vergärung. Am IKTS wurden labortechnische Hydrolyse- und Fermentationsversuche zur Ermittlung der Wirksamkeit der einzelnen Verfahrensstufen durchgeführt. Es wurden prozessbestimmende Parameter zur Auslegung einer Hydrolysestufe ermittelt und in einem Lastenheft zur Fertigung und Errichtung eines Hydrolysereaktors im Pilotmaßstab zusammengefasst.

Durch den Verbundpartner LEHMANN Maschinenbau GmbH erfolgte die Fertigung und Errichtung der Vorbehandlungsstufe im Pilotmaßstab. In einem kontinuierlichen Versuch im Pilotmaßstab konnte der Nachweis erbracht werden, dass das Verfahren für die Vergärung von lignozellulosehaltigen Reststoffen wie Getreidestroh geeignet ist. Es wurde eine deutliche Steigerung der spezifischen Biogasausbeute und Methanausbeute gegenüber den Referenzwerten nach KTBL erzielt. Weiterhin bietet das entwickelte mehrphasige Verfahren die Möglichkeit die bedarfsgerechte Biogasproduktion prozesseitig zu unterstützen. Aufgrund der stellenweise hohen Verfügbarkeit von lignozellulosehaltigen Reststoffen wie Getreidestroh könnte das Verfahren in Zukunft einen wichtigen Beitrag zum nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugungskapazität in Deutschland leisten.

Summary

The joint project „Ligno-Biogas“ focuses on a method of pretreatment and fermentation of biogenic lignocellulosic residues. The core of the process is a combined substrate pretreatment consisting of a mechanical disruption of the substrates by bioextrusion®, separate hydrolysis in a plug flow reactor with addition of industrial enzyme preparations and subsequent two-step mesophilic fermentation. The effectiveness of the single process steps were investigated in laboratory scale tests. Process-defining parameters for designing a hydrolysis reactor were determined and summarized in a specification sheet for the production and construction of a hydrolysis reactor at pilot scale by the alliance partners LEHMANN Maschinenbau GmbH. The process for the fermentation of lignocellulosic residues such as cereal straw was demonstrated in a continuous trial in pilot scale. A significant increase in specific biogas- and methane-yield has been achieved. Furthermore, the developed process offers the opportunity by selective control of the hydrolysis for demand driven biogas production. Due to the high potential of lignocellulosic residues such as cereal straw (up to 15 million tons per year) the developed process could make an important contribution to the extension of capacity of sustainable biogas generation in Germany. Furthermore with the energetic use of lignocellulosic residues a significant GHG reduction potential can be reached.

Einleitung

Der effiziente Ausbau von Biomassennutzungspfaden zur regenerativen Energieerzeugung erfordert verstärkt Optionen, die neben Nachhaltigkeit und Vermeidung von Nutzungskonkurrenzen eine hohe Treibhausgas-Minderung erreichen. Vor diesem Hintergrund leitete sich das Thema der hier vorgestellten Projektarbeiten ab. Die Nutzung lignozellulosehaltiger biogener Reststoffe zur Biogasproduktion mit anschließender Erzeugung von Strom und Wärme sowie landwirtschaftlicher Verwertung des entstehenden Gärrestes stellt eine kostengünstige, technisch weniger aufwändige und vor allem die Umwelt und das Klima schonende Alternative gegenüber der Verbrennung bzw. Kompostierung dar. In der Praxis scheiterte dieser Ansatz bisher an den technischen Schwierigkeiten bei der Fermentation infolge des hohen Anteils an Lignozellulose und deren Persistenz. So behinderten die relativ geringe Gasausbeute sowie Probleme beim Einbringen, Pumpen und Mischen bisher eine breitenwirksame Nutzung derartiger Rohstoffe.

Im Rahmen des hier dargestellten Projektes sollte ein praxisreifes Konzept für die technologische Prozessführung zur effizienten Vergärung von lignozellulosehaltigen biogenen Reststoffen erarbeitet werden. Das Hauptaugenmerk wurde dabei auf die gezielte Substratvorbehandlung gerichtet, welche der Schlüssel zur schnellen und weitgehenden Konversion dieser lignozellulosehaltigen Rohstoffquelle ist.

Der Fokus des Projektes lag in der Entwicklung einer innovativen Verfahrenskombination aus mechanischer Zerkleinerung und enzymatischer Katalyse als Voraussetzung für eine energieeffiziente und technisch praktikable Substratvorbehandlung zur Biogaserzeugung von lignozellulosehaltigen biogenen Reststoffen. Nach oder während der Vorzerkleinerung mittels Bioextrusion® sorgt ein gezielter Einsatz von Fremdenzymen für die Spaltung von Zellulose und Hemizellulose in Monosaccharide. Neben der Erreichung der prinzipiellen Möglichkeit, lignozellulosehaltige biogene Reststoffe im großen Maßstab in Biogas zu konvertieren, war die Erhöhung der Methanausbeute und der Raumumsatzleistung weitere Zielparame-ter.

Im Rahmen des Projektes sollte die erforderliche Verfahrensführung und die dazugehörige Technik zur Substratvorbehandlung im Pilotmaßstab entwickelt und getestet werden. Die Bewertung der Biogasausbeute erfolgte unter Einbeziehung einer Pilot-Biogasanlage (Arbeitsvolumen 10m³) im Applikationszentrum Bioenergie in Pöhl.

Methoden

Einsatzstoffe

Getreidestroh aus der landwirtschaftlichen Erzeugung ist ein attraktiver biogener Reststoff für die energetische Nutzung (Weisser et al. 2011). Gleichzeitig ist Stroh jedoch heute eines der wichtigsten Substrate für die Humusreproduktion auf Ackerflächen (Zimmer & Schade 2010). Unter Berücksichtigung der Humusbilanz geben WEISSER et al. (2011) für die nachhaltige energetische Nutzung verfügbare Strohmen- gen zwischen 8 und 13 Mio. t Stroh für Deutschland an. Wird die energetische Nutzung des Strohs über die Erzeugung von Biogas vorgenommen, steht im Gegensatz zur thermischen Verwertung Gär- rückstand als Substrat für die Humusreproduktion in relevanten Mengen zur Verfügung. Gär- rückstände aus der Biogaserzeugung können gegenüber den Ausgangssubstraten andere und zum Teil bessere Eigenschaften mit Blick auf die Humusreproduktion aufweisen (Nielsen et al. 2011). Berücksichtigt man diesen Sachverhalt bei der Potenzialbetrachtung, erhöhen sich die theoretisch nutzbaren Strohmen- gen bei Nutzung der anaeroben Vergärung zur Bio- gaserzeugung deutlich. Neben Getreidestroh wurde Landschaftspflegematerial, das bei Maßnahmen anfällt, welche vorrangig und überwiegend den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes dienen und nicht gezielt angebaut wurden, eingesetzt und untersucht.

Technische Enzympräparate

Am Markt gibt es zahlreiche cellulolytische und hemicellulolytische technische Enzympräparate die in Umwelttechnologie, Futtermittel-, Lebensmittel-, Papier- und Textilindustrie eingesetzt werden. Es handelt sich dabei oft um Enzymgemische der verschiedenen cellulolytischen und hemicellulolytischen Enzymklassen sowie aus weiteren Enzymen wie P- cinasen und Amylasen.

Nach einer intensiven Recherche zu kommerziellen Enzymanbietern wurden in Abstimmung mit den Enzymproduktanbietern für das Vorhaben potentiell geeignete Produkte ausgewählt. Fokus wurde auf einen möglichst hohen Anteil an Cellulasen und Hemicellulasen gelegt.

Ein gezielter Einsatz von technischen Enzymsystemen sorgt für die Spaltung von Cellulose und Hemicellulose in Monosaccharide. Kommerziell erhältliche Enzyme und Enzymgemische, welche in erster Linie β -Glucanasen (Endo- und Exo-Cellulasen) und Hemicellulasen (Xylanasen) enthalten, sind in der Lage den Abbau von Cellulose und Hemicellulose zu beschleunigen. Die genannten Enzyme werden vorwiegend von holzabbauenden Pilzen vom Typ *Trichoderma reesei* synthetisiert. Für eine effektive Ausnutzung der katalytischen Leistungsfähigkeit von Enzympräparaten ist neben der optimalen Einstellung der Reaktionsbedingungen eine möglichst große Kontakthäufigkeit zwischen Enzym und Substrat zu gewährleisten.

Ergebnisse

Laboruntersuchungen

Im Rahmen des Enzymscreenings wurden kommerziell erhältliche Enzympräparate auf Cellulaseaktivität (Endocellulase) Hemicellulase getestet. Es wurden die Enzymwirkungen systematisch auf Standardsubstrate (z. B. CMC, Filterpapier) und reale Substrate (z. B. extrudiertes Stroh) untersucht. Im Ergebnis sind erhebliche Unterschiede zwischen den Präparaten bezüglich der erzielbaren Zuckerausbeute und Umsatzgeschwindigkeit festzustellen.

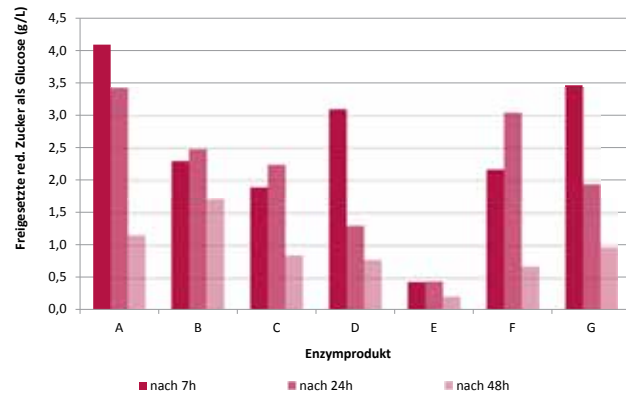


Abbildung 1: Freigesetzte red. Zucker von trocken extrudiertem Stroh (400 mgTS) in 10 mL Puffer pH 5,3 unter Zugabe von je 50 µL Enzymlösung

Signifikante Freisetzungsraten wurden bei Temperaturen um 55 °C und pH-Werten von 4 bis 5 erreicht. Dem Enzymeinsatz wirken die vorhandenen autochthonen Mikroorganismen in den natürlichen Substraten aber auch die im Gärrestfiltrat enthaltene Biozönose entgegen. Diese werden durch die zugeführten flüssigen Medien aktiviert und bauen bei längerer Kultivierung die durch die Enzyme freigesetzten Zuckerstoffe (z. B. Glucose) anaerob zu Kohlendioxid und Methan ab.

Die thermische Stabilität der Enzympräparate konnte eindeutig nachgewiesen werden. Sowohl die Cellulasen als auch die Hemicellulasen sind im Temperaturbereich von 55 °C über mindestens 24 Stunden stabil.

Für die simultane Zugabe von Enzymgemischen zum Zerkleinerungsschritt im Bioextruder® konnten keine zusätzlichen positiven Effekte nachgewiesen werden (gemaischtes Stroh 30 %TS). Mit steigendem Trockensubstanzgehalt (bis 90 %TS) in der Substratmischung konnte infolge der starken Substraterwärmung während der Extrusion (Temperaturen > 100 °C) auch ein Denaturierungseffekt auf die Enzyme festgestellt werden. Die simultane Zugabe von technischen Enzympräparaten zum Extrusionsschritt wird deshalb nicht empfohlen.

Die ermittelten Reaktionsbedingungen für die Enzympräparate sind zugleich für die Hydrolyse, Bildung organischer Säuren und Sättigung der Feststoffe mit Prozessflüssigkeit als optimal zu bewerten. Die Untersuchungen zum erzielbaren Biogasertrag haben gezeigt, dass die alleinige mechanische Desintegration (Bioextrusion®) des Strohs zu einer sehr deutlichen Beschleunigung und signifikanten Steigerung des Gasertrages führt. Quasikontinuierliche Faul- und Hydrolyseversuche sowie Gasertragstests nach VDI 4630 zur zusätzlichen Enzymdosierung belegen eine weitere Beschleunigung jedoch keine belastbare weitere Steigerung der Methanausbeute.

Untersuchungen im Pilotmaßstab – Nachweisführung

Abbildung 3 gibt die zur Nachweisführung konzipierte Prozesskette schematisch wieder. Das Verfahren setzt sich aus mehreren aufeinander folgenden Grundoperationen zusammen. Das Substrat wird zunächst einer mechanischen Zerkleinerung durch Bioextrusion® zugeführt und betriebbar anschließend in einem thermophiler betriebenen Pfropfenstromreaktor (PFR) hydrolysiert (Abbildung 4). Neben dem aufgeschlossenen Stroh wurde Brauch-

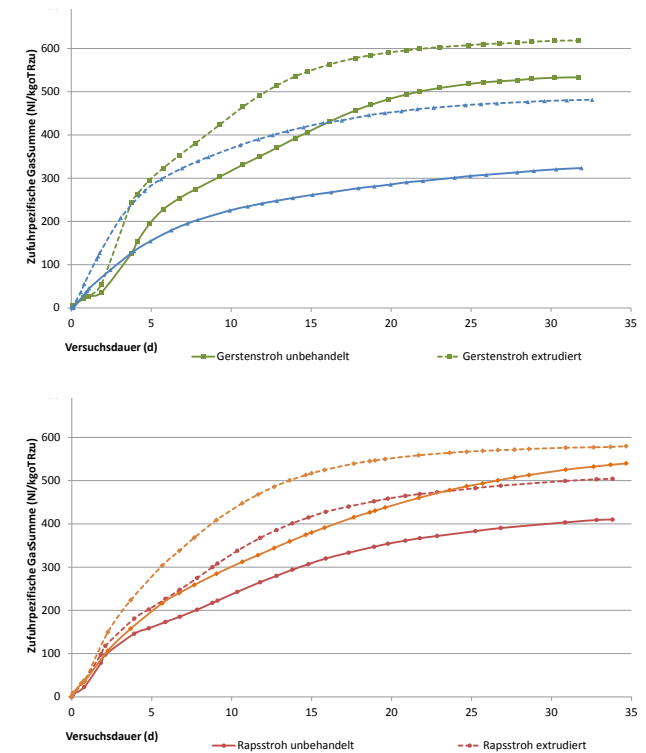


Abbildung 2: Wirkung der Bioextrusion® auf den Gasertrag

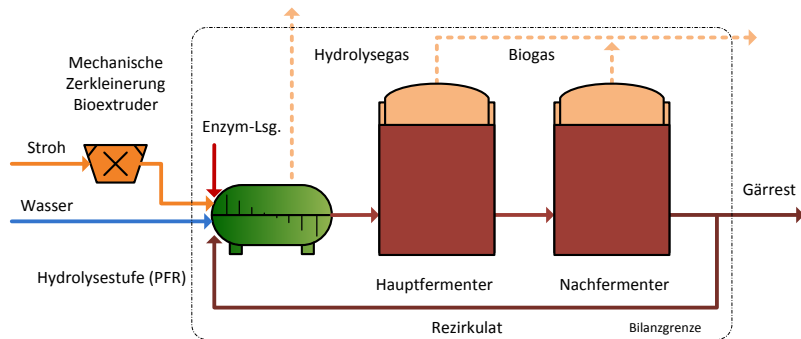


Abbildung 3: Fließbild zur entwickelten Prozessführung

wasser und Rezirkulat aus dem Nachfermenter beschickt. Die Enzymdosierung wurde am Substrateintrag des Pfropfenstromreaktors angeordnet und erfolgte parallel zur Substratbeschickung. Nach einer mittleren Aufenthaltszeit von 1,5 bis 2 Tagen wurde das Hydrolysat mehrmals täglich in die nachfolgende zweistufige mesophile Fermentation gefördert (Abbildung 4). Die Versuchsanlage wurde täglich mit 35 kgFM extrudierten Gerstenstroh beschickt, dies entsprach einer Gesamtraumbelastung von 3,0 kgoTR/m³d. Da Stroh über ein sehr weites für die anaerobe Vergärung ungünstiges C/N Verhältnis verfügt, wurde die Prozessbiologie im Versuchszeitraum mittels N-Dünger versorgt. Für den Untersuchungszeitraum mit mechanischer Substratzerkleinerung und mit Einsatz eines technischen Enzympräparates (Produkt G 0,0001 g/gFMStroh) kombiniert mit einer thermophil betriebenen Hydrolysestufe (PFR geschlossen) wurde für das Substrat Gerstenstroh ein spezifischer Biogasertrag von 599 NI/kg_{TR, zu} ermittelt. Unter Berücksichtigung des gebildeten Hydrolysegases wurde ein mittlerer Methangehalt von 50 % ermittelt. Daraus lässt sich spezifischer Methanertrag von 298 NI/kg_{TR}zugeführt für das Gesamtverfahren ableiten. Betrachtet man nur die Biogasproduktion der Methanstufe (Haupt- und Nachfermenter) separat ohne die in der Hydrolysestufe produzierte Gasmenge, so wurde eine spezifische Biogasproduktion von 520 NI/kg_{TR, zu} bei einem mittleren Methangehalt von 53 % ermittelt. Überprüft man den Abbau der organischen Substanz über die gebildeten Methanmengen, so entspricht die ermittelte Methanproduktion einer täglich abgebauten Fracht von 25,3 kg



Abbildung 4: Links: Hydrolysereaktor, Rechts: Pilot-Biogasanlage

CSB. Aus dem experimentell ermittelten CSB/oTR Verhältnis für das eingesetzte Stroh von 1,29 ergibt sich eine abgebaute oTR-Fracht von 19,6 kg/d. Aus dieser Betrachtung lässt sich für die gewählte Prozessführung ein mittlerer Abbaugrad für die organische Substanz von rund 72 % ableiten. Die Produktivität der Gesamtanlage unter Berücksichtigung der dargestellten Prozessführung entsprach mit 1,8 m³/m³AvD der einer durchschnittlich belasteten landwirtschaftlichen Biogasanlage.

Untersuchungen im Pilotmaßstab – Aufstromhydrolyse

Infolge der hohen energetischen Aufwendungen für die Zerkleinerung des Strohs durch Bioextrusion® wurden seitens LEHMANN Untersuchungen zur Anmischung des Strohs vorgenommen. Ziel dabei war es, den Durchsatz zu erhöhen und den Energieverbrauch der Bioextrusion® zu reduzieren. Im Ergebnis wurden die Prozessstufen in einer Pilotanlage, der sogenannten Aufstromhydrolyse, technisch errichtet. (Abbildung 5). Infolge der gezielten vorherigen Anmischung des Strohs, konnte die spezifische Energieaufnahme für die Bioextrusion® deutlich reduziert werden. Die entwickelte Anlage umfasst die gesamte technologische Ausrüstung, wie Ballenauflöser, Dosierer, Fördertechnik, Aufstromreaktor, Pumpentechnik, Störstoffauslese und Bioextruder®, zur Verarbeitung von Stroh.

Fazit

Prinzipiell ist die verfahrenstechnische und wirtschaftliche Machbarkeit der Strohvergärung nachgewiesen. Jedoch besteht bei einer ersten großtechnischen Umsetzung Optimierungsbedarf bezüglich der Auswahl und Einstellung einer optimalen Verfahrenskombination. Niedrige und stabile Gestehungskosten sowie erhöhte Vergütungssätze für Reststoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse 2 (EEG 2012) förderten in der Vergangenheit die Wirtschaftlichkeit der Strohvergärung. Die fehlende Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion trägt maßgeblich zur Entspannung von ökologischen und sozialen Widersprüchen bei der energetischen Biomassenutzung bei. Ein erfolgreiches Demoprojekt birgt ein großes Potenzial an Folgeprojekten mit entsprechendem volkswirtschaftlichem Wertschöpfungspotenzial.



Abbildung 5: Aufstromhydrolyse im Pilotmaßstab

Literatur

NIELSEN, K., BERMEJO, G.; SENSEL, K.; WRAGGE, V.; KRÜCK, S.; ELLMER, F.; WEISSER, C. (2011): Wirkung von Gärprodukten aus Biogasanlagen auf Humusreproduktion und Bodenökologie. URL: <http://www.db-thueringen.de/servlets/DocumentServlet?id=18200> (Stand: 17.04.2014).

UMWELTBUNDESAMT: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2008. Mai 2010, URL: <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de> (Stand: 04.08.2010)

WEISSER, C.; REINICKE, F.; ZELLER, V.; VETTER, A.; THRÄN, D.; WAGNER, B. (2011): Bestimmung des deutschlandweiten Getreidestrohpotenzials auf Landkreisebene unter Anwendung verschiedener Humusbilanzmethoden. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. URL: http://www.humusnetzwerk.de/uploads/media/Nielsen_Humus_und_Gaerprodukte_02.pdf (Stand: 11.05.2012).

ZIMMER, J.; SCHADE, R. (2010): Lasst das Stroh auf dem Acker! DLG-Mitteilungen 3, 26. – 29.05.2012.

Projektförderung

Gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren. Die Autoren danken für die finanzielle Unterstützung der Arbeiten.

Erschließung von Pferdemist als Gärsubstrat für Biogasanlagen

Matthias Mönch-Tegeder¹, Hans Oechsner¹, Thomas Jungbluth²

¹ Universität Hohenheim, Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie
Garbenstraße 9, 70599 Stuttgart
E-Mail: Matthias.Moench-Tegeder@uni-hohenheim.de

² Universität Hohenheim, Insitut für Agrartechnik, Fachgebiet Verfahrenstechnik der Tierhaltungssysteme

Schlagwörter: Biogas, Pferdemist, Reststoffe, mechanische Aufbereitung

Zusammenfassung

Ein wesentlicher Bestandteil einer nachhaltigen Energieerzeugung durch Biogas ist die Verwertung von Abfällen und Reststoffen. Pferdemist stellt derzeit nur einen, in geringen Mengen genutzten, Reststoff dar. In dem vorliegenden Beitrag wurde die Verwertbarkeit von Pferdemist im Biogasprozess untersucht. Dafür wurden zunächst die Gasbildungspotenziale von Pferdemist mit unterschiedlichen Einstreumaterialien untersucht. Im Anschluss daran wurden die Effekte einer mechanischen Aufbereitung im Labor- und Praxismaßstab bei der Nutzung von Pferdemist analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass sich strohhaltiger Pferdemist sehr gut zur Biogaserzeugung eignet und alternative Einstreumaterialien die Gasausbeuten deutlich verringern. Die mechanische Aufbereitung des Pferdemistes mittels Bio-Querstromzerspanner (QZ) führte zu einer Methanertragssteigerung um 9 % und eine Erhöhung der Abbaugeschwindigkeit um bis zu 21 % im Labormaßstab. Die Resultate der Untersuchungen an der großmaßstäblichen Biogasanlage zeigen, dass bei der Nutzung von Pferdemist eine mechanische Vorbehandlung unbedingt erforderlich ist, um einen ausreichenden Abbaugrad zu erzielen.

Abstract

The utilization of agricultural byproducts and residuals for anaerobic digestion is a crucial step for a sustainable energy production. In this paper the usability of horse manure as feeding substrate for biogas plants was investigated. Therefore, the gas formation potential of horse manure with different bedding materials was studied. Furthermore, the effects of mechanical disintegration of horse manure in the lab and field scale were analyzed. The results showed that horse manure with straw bedding is well suited for biogas production while the digestion of horse manure with alternate bedding materials reduces the gas yields significantly. The mechanical treatment of horse manure with the Bio-QZ led to an increase in methane yield of 9 % and an increase in the degradation rate by up to 21 %

in lab scale. The results of the studies on the large-scale biogas plant showed that for the utilization of horse manure a mechanical pretreatment is necessary in order to achieve a sufficient degree of degradation.

Einleitung

Die zunehmende Nutzung von erneuerbaren Energien und nachwachsenden Rohstoffen hat in einigen Regionen der Bundesrepublik zu einer starken Flächenkonkurrenz zwischen Nahrungsmittelerzeugung und Energieproduktion geführt. Durch die garantierten Erlöse der Energieerzeugung konnte so in einigen Fällen die Produktion von Grundnahrungsmitteln verdrängt werden. Jedoch führen die prognostizierten steigenden Agrarpreise zu einem weiteren Anstieg der Flächenkosten. Die Folge von zunehmenden Substratkosten und gleichbleibenden Erlösen für die Erzeugung von Bioenergie ist eine drastische Reduzierung der wirtschaftlichen Attraktivität. Derzeit werden durch die Einsatzstoffe ca. 40 – 60 % der Jahreskosten der Biogaserzeugung verursacht. Um die Biogaserzeugung weiterhin wirtschaftlich zu gestalten, ist daher eine Fokussierung auf alternative Substrate und Reststoffe essentiell. Zusätzlich können durch die Konversion dieser Materialien zu Biogas klimarelevante und umweltschädigende Emissionen vermieden werden.

Ein derzeit noch unzureichend genutzter Reststoff mit großem Potenzial stellt Pferdemist dar (Fischer et al. 2013). In Deutschland werden ca. 1 Million Pferde gehalten, die pro Jahr ungefähr 12 Millionen t Mist erzeugen. Durch die steigende Beliebtheit des Reitsports ist in den kommenden Jahren mit einer kontinuierlichen Zunahme der Pferdezahlen zu rechnen (Fuchs & Steinmetz 2012). Aufgrund von inzwischen ausgeräumten rechtlichen Hemmnissen und Unklarheiten wurde Pferdemist bisher nur in wenigen Fällen und geringen Anteilen zur Biogaserzeugung verwendet. Daher gibt es bisher wenige Daten und Erfahrungen über dessen Verwertung. Aufgrund der Struktur und heterogenen Zusammensetzung stellt der Pferdemist die Verfahrenstechnik von Biogasanlagen vor große Herausforderungen (Mönch-Tegeder et al. 2013). Außerdem werden zunehmend alternative Einstreumaterialien mit einem hohen Ligningehalt verwendet, die den Gasertrag des Mistes negativ beeinflussen. Durch die hohen Fasergehalte sind erhöhte Anforderungen an die Rührtechnik zu stellen, um Entmischungen und die Bildung von Schwimmdecken zu verhindern. Zusätzlich ist bedingt durch den trockenen Pferdemist mit einer Erhöhung der TS-Gehalte der Gärsubstrate und einer Verschlechterung der Fließigenschaften zu rechnen. Daher sollte in dieser Untersuchung geklärt werden, welchen Einfluss die verschiedenen Einstreumaterialien auf den spezifischen Gasertrag des Pferdemistes haben und ob sich die verschiedenen Materialien überhaupt für die Biogaserzeugung eignen. Zusätzlich wurden die Effekte einer mechanischen Aufbereitung auf den spezifischen Gasertrag des Pferdemistes ermittelt. Außerdem soll im Rahmen eines Praxisversuchs geklärt werden, unter welchen Voraussetzungen der Pferdemist in Biogasanlagen verwertet werden kann.

Material und Methoden

Untersuchungen zum spezifischen Methanertrag

Für die Ermittlung der Methanpotentiale des Pferdemistes und der Eignung der verschiedenen Einstreumaterialien wurde von zehn pferdehaltenden Betrieben im Großraum Stuttgart

frischer und gelagerter Mist verwendet. Fünf Betriebe verwendeten ausschließlich Stroh als Einstreumaterial. Die alternativen Einstreumaterialien Strohpellets, Flachs, Sägespäne und Holzpellets wurden von je einem Betrieb genutzt. Die Biogas- und Methanerträge wurden mittels Hohenheimer Biogasertragstest (HBT) entsprechend der Vorgaben der VDI-Richtlinie 4630 ermittelt und als Normliter bezogen auf 1.013 hPa und 0° C angegeben. Der HBT wurde bei $37,0 \pm 0,5$ °C über eine Gärdauer von 35 Tagen durchgeführt.

Untersuchungen zur mechanischen Vorbehandlung

Die mechanische Vorzerkleinerung des Pferdemistes wurde mit dem Querstromzersetzer Bio-QZ 900 (Fa. MeWa, Gechingen) an der Forschungsbiogasanlage Unterer Lindenhof der Universität Hohenheim durchgeführt. Der Querstromzersetzer wurde ursprünglich für die Werkstoffzerkleinerung und Abfallverwertung entwickelt (Thomé-Kozmiensky & Hoffmann 2010). Aufgrund der Unempfindlichkeit gegenüber Störstoffen wie z. B. Hufeisen oder Steinen ist der Querstromzersetzer für die Aufbereitung von Pferdemist gut geeignet. Ein Querstromzersetzer besteht im Wesentlichen aus einem zylinderförmigen Aufschlussbehälter, den Schleuder- bzw. Schlagwerkzeugen und einem Elektromotor, der diese antreibt (Abbildung 1).

Die Schlagwerkzeuge sind über eine Nabe mittig am Boden des Aufschlussbehälters befestigt (Schäfer & Schäfer 2010). Im Betriebszustand rotieren die Ketten und verleihen dem aufzuschließenden Material einen Stoßimpuls, welcher es in Richtung Behälterwand befördert. Durch das dortige Auftreffen und den Impulsen des nachfolgenden Gutstroms bewegt sich das Material in einer spiralförmigen Vertikalbewegung in Rotorlaufrichtung. Am Scheitelpunkt fällt das Material wieder senkrecht auf die Schlagwerkzeuge (MeWa 2010). Die Krafteinwirkung der Stahlketten, das Auftreffen des Materials auf die Behälterwand und die Reibwirkung innerhalb des Materials führen zum Aufschluss und der Zerkleinerung des aufzubereitenden Gutes. Für die Aufbereitung von Biomasse kann der Bio-QZ grundsätzlich in zwei unterschiedlichen Konfigurationen betrieben werden. Beim Chargenbetrieb wird das Material portionsweise bis zum Erreichen einer vom Anwender zu definierenden Leistungsaufnahme befüllt. Darauf folgt das Zerkleinerungsintervall. Hierbei kann die Verweilzeit substratspezifisch festgelegt werden. Im Anschluss an das Zerkleinerungsintervall

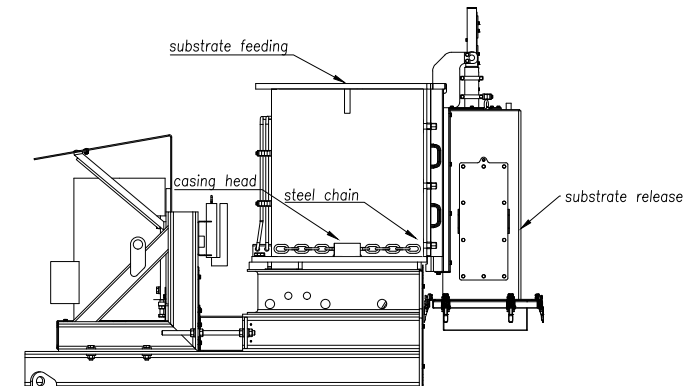


Abbildung 1: MeWa Bio-QZ 900 zur mechanischen Aufbereitung von Biomasse

öffnet sich der Auslassschieber des Bio-QZ automatisch und das Material wird aus dem Zylinder herausgeschleudert. Im Durchlaufbetrieb ist der Auslassschieber über den gesamten Betriebszeitraum einen Spalt breit geöffnet. Die Breite des Spaltes ist vom Anwender manuell einstellbar. Durch diesen Spalt wird das zerkleinerte Material kontinuierlich aus dem Prallreaktor ausgetragen. Die Beschickung des Bio-QZ in dieser Betriebsweise erfolgt ebenfalls kontinuierlich und wird über eine frequenzgesteuerte Zuführschnecke gewährleistet. Durch die Steuerung der zugeführten Menge kann der Bio-QZ bei einer definierten Stromaufnahme betrieben werden.

Gegenstand der Untersuchung waren die Effekte einer mechanischen Vorbehandlung auf den spezifischen Methanertrag und die Abbaugeschwindigkeit von strohhaltigem Pferdemist. Zusätzlich sollte die für die Aufbereitung von Pferdemist optimale Betriebsweise des Bio-QZ ermittelt werden. Dafür wurde im Chargenbetrieb bei einer Rotationsgeschwindigkeit der Ketten von 1200 U/min und einem Befüllstop von 65 A die Verweilzeit des Materials im Arbeitsraum des Bio-QZ von 5 bis 30 s variiert. Im Durchflussbetrieb wurde bei gleichbleibender Rotationsgeschwindigkeit eine Schieberöffnung von 10 cm gewählt. Der Pferdemist (36,1 %TS) für diesen Versuch stammte von einem benachbarten Reitbetrieb der Versuchsstation. Die Bestimmung der Biogas- und Methanerträge der aufbereiteten sowie der unbehandelten Varianten erfolgte im 2-Liter-Batchsystem der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie entsprechend der VDI-Richtlinie 4630 über einen Zeitraum von 35 Tagen bei $37,0 \pm 0,5$ °C.

Um die Effekte der mechanischen Aufbereitung auf die Abbaukinetik zu erfassen, wurde der kumulative spezifische Methanertrag des Batchtests an eine modifizierte Gompertz-Funktion nach NOPHARATANA et al. (2007) und BUDIYONO et al. (2010) angepasst. Die Gompertz-Funktion beruht auf der Annahme, dass die Methanproduktion eine Funktion bakteriellen Wachstums ist:

$$M = P \times \exp \left\{ - \exp \left[\frac{R_m \times e}{P} (\lambda - t) + 1 \right] \right\} \quad (1)$$

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
M_t	Kumulativer Methanertrag bei t	Nm ³ /kg oTS
b	Methanertragspotential	Nm ³ /kg oTS
rb	Maximale Methanproduktion	Nm ³ /kg oTS*d
l	Dauer der Lag-Phase	d
t	Zeitpunkt des Gärtests	d
e	Eulersche Zahl	

Die Parameter b, rb, und l sind Konstanten, die mittels nicht-linearer Regression bestimmt wurden. Um den Zeitpunkt des maximalen Methanertrages zu ermitteln, wurde die erste Ableitung der Gompertz-Funktion bestimmt.

Verwertung von Pferdemist im Praxismaßstab

Die Untersuchungen zur Vergärbarkeit von Pferdemist und zum Einfluss der mechanischen Aufbereitung im kontinuierlichen Biogasprozess wurden an der Forschungsbiogasanlage Unterer Lindenhof der Universität Hohenheim durchgeführt (Abbildung 2).



Abbildung 2: Forschungsbiogasanlage Unterer Lindenhof mit installiertem MeWa Bio-QZ 900 am Fermenter 1

Die Biogasanlage besteht aus zwei Fermentern und einem Nachgärer. Die Rundbehälter haben einen Durchmesser von 14 m und eine Höhe von 6 m (800 m³ Nettovolumen). Die Biogasanlage wird im mesophilen Bereich (40,0 °C) betrieben. Die Fermenter haben jeweils ein separates Eintragungssystem für die Feststoffe mit exakter Inputerfassung. Am Fermenter 1 wurde im Rahmen des Forschungsprojektes ein MeWa Bio-QZ 900 installiert. Für die Erfassung der produzierten Biogasmenge und -qualität ist an jedem Fermenter eine Gasmessstrecke vorhanden. Beschickt wurde die Anlage mit einer Mischung aus Rinder- und Schweinegülle, Pferdemist, Festmist von Rindern und Schweinen, Maissilage, Grassilage, Getreide-Ganzpflanzensilage und Getreideschrot. Für diesen Versuch wurden die beiden Fermenter über einen Zeitraum von 166 Tagen mit der identischen Substratzusammensetzung (Tabelle 1) und -menge beschickt.

Tabelle 1: Prozentuale Zusammensetzung der täglichen Fütterungsration

Substrat	Rationszusammensetzung [%]		
	\bar{x}		STD
Gülle	41,4	±	9,8
Pferdemist	17,6	±	5,4
Festmist	8,2	±	1,8
Maissilage	12,3	±	2,2
Grassilage	7,9	±	2,8
Getreide-GPS	9,6	±	2,7
Getreideschrot	3,0	±	1,6

\bar{x} ... Mittelwert, STD... Standardabweichung

Jedem Fermenter wurden täglich $10,9 \pm 2,0$ t Frischmasse zugeführt. Daraus ergibt sich eine Raumbelastung von $2,7 \pm 0,4$ kg oTS/m³*d und eine durchschnittliche theoretische Verweilzeit von $75,7 \pm 13,9$ d. Die in diesem Beitrag dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf die 2. Verweilzeit des Versuches (76. bis 166. Versuchstag).

Für die Beurteilung der Abbaueffizienz der beiden Fermenter wurden während der 2. Verweilzeit an drei Zeitpunkten alle zugeführten Substrate beprobt. Anschließend wurde das Gasbildungspotenzial dieser Substrate im Hohenheimer Biogasertragstest (HBT) an der Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie bestimmt. Anhand der Aufzeichnungen der täglichen Fütterungsmengen konnte der spezifische Methanertrag pro kg zugeführter oTS berechnet werden.

Ergebnisse und Diskussion

Untersuchungen zum spezifischen Methanertrag

Die spezifischen Methanerträge der untersuchten Pferdemistproben sind in Abbildung 3 dargestellt. Bei der Variante Pferdemist mit Strohpellets konnte jedoch kein gelagerter Mist untersucht werden. Erwartungsgemäß zeigte der frische Pferdemist mit Stroh als Einstreumaterial die höchsten Methanerträge von $0,198 \pm 0,015$ Nm³ CH₄/kg oTS. Kein Unterschied im Methanertrag konnte zum Mist mit Strohpellets ($0,191 \pm 0,005$ Nm³ CH₄/kg oTS) festgestellt werden. Mit steigendem Ligningehalt der Einstreumaterialien konnte auch eine deutliche Abnahme der spezifischen Methanerträge beobachtet werden. So lag der spezifische Methanertrag des Pferdemistes mit Flachsstroh bei $0,150 \pm 0,005$ Nm³ CH₄/kg oTS, bei dem Mist mit Sägespänen bei $0,114 \pm 0,002$ Nm³ CH₄/kg oTS und bei dem Pferdemist mit Holzpellets als Einstreu nur noch bei $0,104 \pm 0,003$ Nm³ CH₄/kg oTS. Die Lagerung des Pferdemistes über einen Zeitraum von vier Wochen zeigte bei allen Varianten eine Reduzierung des spezifischen Methanertragspotenzials. So verringerte sich der Methaner-

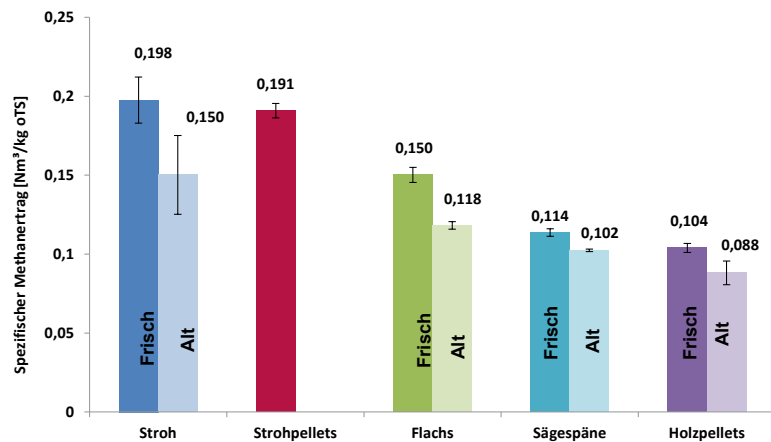


Abbildung 3: Spezifischer Methanertrag von frischen und gelagerten Pferdemist mit unterschiedlicher Einstreu

trag bei dem Pferdemist mit Stroh um 24 %. Bei den anderen untersuchten Proben fiel der Ertragsverlust geringer aus. So betrug die Abnahme bei dem Mist mit Flachseinstreu 21 %, bei den Sägespänen rund 10 % und bei den Holzpellets 15 %. Die Ergebnisse aus diesem Versuch zeigen, dass sich Pferdemist mit Stroheinstreu sehr gut als Substrat zur Erzeugung von Biogas eignet. Aufgrund der geringen Methanerträge der alternativen Einstreumaterialien und der zu erwartenden verfahrenstechnischen Probleme in Biogasanlagen muss jedoch von einer Nutzung dieser Materialien in konventionellen Anlagensystemen abgesehen werden. Des Weiteren führt die Lagerung des Pferdemistes zu einer aeroben Rotte. Durch diese Rotte kommt es zu einem hohen Verlust von vergärbaren organischen Substanzen und dem Ausstoß von klimaschädlichen Gasen. Daher sind bei der Nutzung von Pferdemist in Biogasanlagen Zwischenlagerungszeiten zu vermeiden.

Untersuchungen zur mechanischen Vorbehandlung

Aufgrund der hohen Faseranteile besteht die Annahme, dass die mechanische Aufbereitung des Pferdemistes einen positiven Effekt auf den spezifischen Methanertrag und die Abbaugeschwindigkeit hat. Die Ergebnisse der Gasertragsbestimmungen der verschiedenen Aufbereitungsstufen sind in Abbildung 4 dargestellt. Nach der 35-tägigen Gärdauer lag der spezifische Methanertrag des unaufbereiteten Pferdemistes bei $0,236 \pm 0,009$ Nm³ CH₄/kg oTS. Im Vergleich zu den vorherigen Ergebnissen zeigte der in diesem Versuch verwendete Pferdemist einen deutlich höheren Methanertrag. Die Ursache für diese Abweichungen lässt sich durch die hohe Variabilität der Zusammensetzung des Pferdemistes erklären. Die Vorbehandlung des Pferdemistes im kontinuierlichen Betrieb des Bio-QZ zeigte keine signifikante Erhöhung des spezifischen Methanertrages ($0,241 \pm 0,003$ Nm³ CH₄/kg oTS). Die Aufbereitung im Chargenbetrieb führte mit allen Zerkleinerungszeiten zu einem signifikanten Anstieg der spezifischen Methanproduktion des Pferdemistes. Die höchsten Erträge wurden bei der Variante 15 s Aufbereitungszeit erzielt ($0,257 \pm 0,003$ Nm³ CH₄/kg oTS). Interessanterweise führte die Aufbereitungsdauer von 30 s zu einer Verschlechterung der spezifischen Gasausbeute gegenüber der 15 s Variante. Die Ursache hierfür liegt mit hoher Wahrscheinlichkeit in der starken Erwärmung der Materialien durch die me-

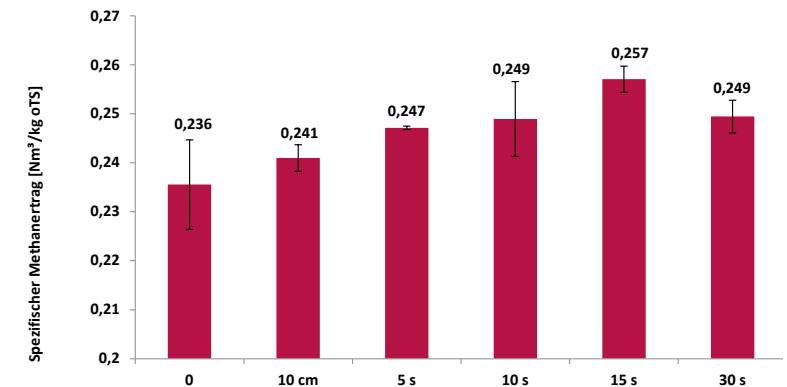


Abbildung 4: Spezifische Methanerträge der verschiedenen Aufbereitungsstufen des Pferdemistes

chanische Aufbereitung und dem dadurch verursachten Verlust von flüchtigen organischen Substanzen. Für den Einsatz im Praxismaßstab erscheint daher eine Aufbereitungszeit von 15 s mit dem Bio-QZ optimal.

Die Betrachtung der Abbaugeschwindigkeit der aufbereiteten Proben zeigt einen deutlichen Effekt der mechanischen Vorbehandlung durch den Bio-QZ (Abbildung 5). So wurde der Zeitraum bis zum Erreichen der maximalen Methanproduktion um bis zu 21 % verkürzt. Zusätzlich wurde für die aufbereiteten Proben eine Steigerung der maximalen Methanproduktion (r_b) beobachtet. So betrug die Steigerung für die im kontinuierlichen Betrieb aufbereitete Probe 12 %. Die Varianten 5 s und 10 s erreichten eine um 18 % höhere maximale Methanproduktion und bei den 15 bzw. 30 s zerkleinerten Pferdemist konnte ein Anstieg um 29 % nachgewiesen werden.

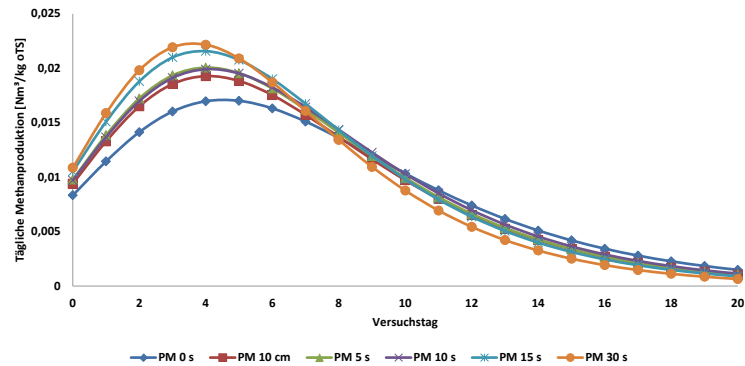


Abbildung 5: Berechnete tägliche spezifische Methanerträge der verschiedenen Aufbereitungsstufen des Pferdemistes

Verwertung von Pferdemist im Praxismaßstab

Die Ergebnisse der Beprobungen der eingesetzten Substrate an der Forschungsbiogasanlage sind in Tabelle 2 dargestellt. Die TS- und oTS-Gehalte der Substrate sowie die mittels HBT bestimmten spezifischen Methanerträge zeigen keine Abweichungen gegenüber in der Literatur veröffentlichte Daten (Oechsner 2005, Döhler et al. 2007). Anhand dieser Ergebnisse wurde der spezifische Methanertrag der den Fermentern täglich zugeführten Substratmenge berechnet.

Die während der Versuchsphase zugeführten Substrate hatten einen durchschnittlichen spezifischen Methanertrag von $0,306 \pm 0,015 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg}$ zugeführte oTS (Abbildung 6). Im Fermenter 1 mit der mechanischen Aufbereitung lag der gemessene spezifische Methanertrag nach einer ca. 76-tägigen Verweilzeit mit $0,272 \pm 0,038 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{kg}$ zugeführte oTS um lediglich 11 % niedriger als der erwartete Methanertrag. Da im Gegensatz zum HBT von keinem vollständigen Abbau der Substrate im Fermenter nach einer solchen Verweilzeit ausgegangen werden kann, ist diese niedrigere Ausbeute zu vernachlässigen. Durch die fehlende Vorbehandlung der Substrate im Fermenter 2 lag die spezifische Methanproduktion pro zugeführter oTS um 35 % niedriger als der Erwartungswert. Diese dras-

tische Abweichung des Methanertrags vom Erwartungswert zeigt einen unzureichenden Abbau der zugeführten Substrate im Fermenter 2 und damit eine signifikant niedrigere Biogasproduktion als Fermenter 1.

Tabelle 2: Mittelwerte der Untersuchungen zu den TS- und oTS-Gehalten sowie der spezifischen Methanerträge der eingesetzten Substrate in der 2. Verweilzeit an der Forschungsbiogasanlage Unterer Lindenhof

Substrat	TS [% FM]			oTS [% FM]			Spezifischer Methanertrag [$\text{Nm}^3/\text{kg oTS}$]		
	\bar{x}	±	STD	\bar{x}	±	STD	\bar{x}	±	STD
Gülle	2,4	±	1,3	1,7	±	1,1	0,265	±	0,008
Pferdemist	32,4	±	13,5	28,2	±	13,5	0,224	±	0,010
Festmist	31,9	±	19,5	26,8	±	16,3	0,180	±	0,071
Maissilage	27,8	±	1,8	26,7	±	1,8	0,376	±	0,006
Grassilage	26,7	±	12,1	22,6	±	11,1	0,351	±	0,014
Getreide-GPS	36,9	±	7,3	34,2	±	6,6	0,336	±	0,007
Getreideschrot	86,2	±	0,6	84,6	±	0,3	0,395	±	0,009

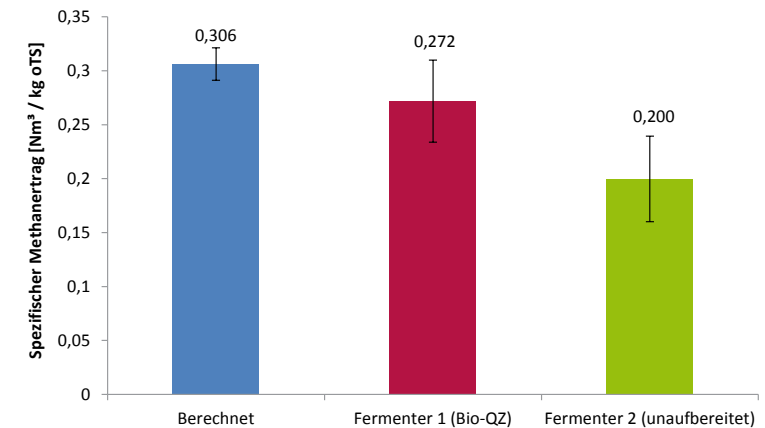


Abbildung 6: Vergleich des aus den HBT-Ergebnissen berechneten spezifischen Methanertrags der täglich zugeführten Substratmengen und der gemessenen spezifischen Methanproduktion der Fermenter an der Forschungsbiogasanlage Unterer Lindenhof in der 2. Verweilzeit (76 d)

Schlussfolgerungen

Die in diesem Beitrag vorgestellten Ergebnisse zeigen, dass der Pferdemist ein erhebliches Potential für die Biogasgewinnung darstellt. Durch eine vollständige Konversion des Pferdemistes zu Biogas könnte ein Flächenäquivalent von ca. 170.000 ha Silomais ersetzt werden. Jedoch kann aufgrund der Eigenschaften der alternativen Einstreumaterialien nur der Einsatz von strohhaltigem Pferdemist empfohlen werden. Obwohl der Pferdemist ein günstiges Substrat ist, muss im Großmaßstab besonders auf die Substratqualität geachtet werden. Längere Zwischenlagerungszeiten führen zu einer unkontrollierten Kompostierung mit hohen Emissionen von umweltrelevanten Gasen und Sickersäften und einer erheblichen Reduktion des Biogaspotenzials. Zusätzlich wurde ein positiver Effekt der mechanischen Vorbehandlung von Pferdemist auf den spezifischen Methanertrag und die Abbaugeschwindigkeit im Labormaßstab nachgewiesen. Die Untersuchungen im Praxismaßstab zeigen, dass Pferdemist in landwirtschaftlichen Biogasanlagen verwertet werden kann. Eine mechanische Aufbereitung dieses Substrates ist zwingend notwendig um einen ausreichenden Substratabbau zu gewährleisten.

Projektförderung

Die Forschungsarbeit wurde im Rahmen des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi, ehemals BMUB - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) unter dem Förderkennzeichen O3KB064 finanziert.

Literatur

- BUDIYONO; WIDIASA, I. N.; JOHARI, S.; SUNARSO (2010): The kinetic of biogas production rate from cattle manure in batch mode. In: *International Journal of Chemical and Biological Engineering*, 3 (1), S. 39-44.
- DÖHLER, H.; ECKEL, H.; FRÖBA, N.; GREBE, S.; HARTMANN, S.; HÄUSSERMANN, U.; KLAGES, S.; SAUER, N.; NAKAZI, S.; NUSSBAUM, A.; ROTH, U.; WIRTH, B.; WULF, S. (2007): Faustzahlen Biogas. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft.
- FISCHER, E.; POWROŚNIK, A. M.; BEIL, C. (2013): Assessment of process stability and biogas yield for the anaerobic digestion of horse dung in lab-scale. In: *Landtechnik*, 68 (4) S. 248-251.
- FUCHS, C.; STEINMETZ, A. K. (2012): Pferdehaltung: Planen und kalkulieren. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. .
- MeWa (2010): Universal-Querstromzersetzer: Serie Uni-Cut QZ. M. M.-u. A. GmbH. Gechingen.
- MÖNCH-TEGEDER, M.; LEMMER, A.; OECHSNER, H.; JUNGBLUTH, T. (2013): Investigation of the methane potential of horse manure. In: *Agricultural Engineering International: CIGR Journal*, 15 (2), S. 161-172.
- NOPHARATANA, A.; PULLAMMANAPPALLIL, P. C.; CLARKE, W. P. (2007): Kinetics and dynamic modelling of batch anaerobic digestion of municipal solid waste in a stirred reactor. *Waste Management*, 27(5), S. 595-603.
- OECHSNER, H. (2005): Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen in Biogasanlagen – Gasertrag und Anlagentechnik. Biogas – nachwachsende Rohstoffe, neue Wege für die Landwirtschaft. Nürnberg, Fachverband Biogas, S. 115-120.
- SCHÄFER, S.; SCHÄFER, A. (2010): Neue Möglichkeiten für die Aufschlusszerkleinerung beim Recycling durch den Universal-Querstromzersetzer. In: Recycling und Rohstoffe. K. Thomé-Kozmiensky and D. Goldmann. Neuruppin, TK-Verlag, S. 287-299.
- THOMÉ-KOZMIENSKY, K. J.; HOFFMANN, B. (2010): Mechanische Aufbereitung von Abfällen. In: Recycling und Rohstoffe Band 3. Hrsg. v. Thomé-Kozmiensky, K. J.; Goldmann, D., TK Verlag, Neuruppin, S. 141-285.



REMISBIO - Maßnahmen zur Reduzierung von Emissionen von Biogasanlagen

René Bindig

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
E-Mail: rene.bindig@dbfz.de

Schlagwörter: Biogas-BHKW, KNV, Methanschluß, Oxidationskatalysator

Zusammenfassung

Im Rahmen des Verbundprojektes REMISBIO, an dem die drei Projektpartner DBFZ, Heraeus Precious Metals GmbH & Co. KG und MWM GmbH beteiligt sind, erfolgt die durch Hochdurchsatztechnologie unterstützte Entwicklung eines Katalysators zur Minderung des Methanschlußes im Abgas von Biogas-BHKW. Das Projekt sowie das allgemeine Vorgehen der Katalysatorentwicklung werden in diesem Beitrag vorgestellt. Für die Untersuchungen der neuartigen Katalysatoren im Labormaßstab war der Aufbau bzw. die Erweiterung von zwei Versuchständen erforderlich, welche ebenfalls vorgestellt werden. Weiterhin wurden Alterungsuntersuchungen mit drei kommerziellen Katalysatoren durchgeführt, welche nicht für diese Anwendung optimiert waren. Die Alterung erfolgte im realen Abgas eines Biogas-BHKW. Ebenso wurden Regenerierungsuntersuchungen an den gealterten Katalysatorproben durchgeführt. Die Erkenntnisse aus Alterungs- und Regenerierungsuntersuchungen fließen in die Katalysatorentwicklung ein.

Summary

Within the scope of the joint project "REMISBIO", which is a collaboration between the three project partners namely, DBFZ, Heraeus Precious Metals GmbH & Co. KG und MWM GmbH, a catalyst for the reduction of methane slip in the flue gas of Combined Heat Power Plants (CHP) is under development by use of high-throughput technology. The project as well as the general approach for the catalyst development will be introduced. For the laboratory scale analysis of the novel catalysts, construction and extension of the two test-benches were necessary which also will be elaborated. Moreover, the aging analysis of three commercial catalysts has been carried out which were not optimized for this usage. The aging took place in the real exhaust gas of a biogas CHP. Likewise, the regeneration analysis concerning the aged catalysts has been conducted. The findings from the aging as well as regeneration processes will be incorporated into the catalyst development.

Hintergrund

An allen mit Methan betriebenen Blockheizkraftwerken (BHKW) tritt ein sogenannter Methanschluß auf, d. h., ein gewisser Anteil des Brennstoffes (Methan) wird unverbrannt an die Atmosphäre abgegeben. Bekanntermaßen hat Methan ein höheres Treibhauspotenzial als CO_2 (GWP = 20). Aus diesem Grund und im Hinblick auf die zunehmende Anzahl an mit Biogas betriebenen BHKW in Deutschland sowie der stetig steigenden Umweltaforderungen an entsprechende Anlagen ist zu erwarten, dass zukünftig eine Minderung des Methanausstoßes aus mit Biogas betriebenen BHKW (Biogas-BHKW) genehmigungsrechtlich gefordert wird.

Zwar lässt sich der Methanschluß durch motorinterne Maßnahmen (z. B. Anpassung der Luftzahl) mindern, jedoch ist damit u. a. stets eine Erhöhung der Stickoxidemissionen verbunden. Demnach ist eine gleichzeitige Minderung beider Schadstoffe nur durch eine zusätzliche Abgasnachbehandlung möglich.

Derzeit können Methanemissionen aus Biogas-BHKW nur mit teuren und / oder energieaufwendigen Nachverbrennungstechnologien gemindert werden. Zwar ist es an Biogas-BHKW üblich Oxidationskatalysatoren als Abgasnachbehandlung einzusetzen, um die dort ebenfalls auftretenden Formaldehydemissionen zu mindern und so den sogenannten Formaldehydbonus zu erhalten, jedoch sind die entsprechenden Oxidationskatalysatoren unter den Bedingungen, wie diese im Abgastrakt eines Blockheizkraftwerkes vorliegen, nicht in der Lage auch Methan zu oxidieren, u. a. aufgrund der zu niedrigen Abgastemperatur (ca. 450 °C).

Bisher ist auch kein Katalysator verfügbar, welcher unter diesen Bedingungen eine ausreichend hohe Aktivität bzgl. Totaloxidation von Methan bzw. Stabilität aufweist.

Ziele

Es soll im Rahmen des Projektes REMISBIO ein Katalysator entwickelt werden, welcher unter den Bedingungen im Abgastrakt eines Biogas-BHKW eine ausreichend hohe Aktivität bzgl. der Totaloxidation von Formaldehyd und Methan aufweist und dabei eine wirtschaftlich vertretbare Standzeit besitzt.

Neben der Entwicklung des Katalysators soll auch die Testung an einer großtechnischen Anlage erfolgen, um die Praxisauslegung nachzuweisen.

Somit soll es ermöglicht werden, dass am Ende des Projektes ein marktnahes Produkt zur Verfügung steht.

Aufgaben

Die allgemeinen Aufgaben im Rahmen des Projektes wurden dabei wie folgt definiert:

- Identifizierung einer geeigneten Katalysatorstruktur und einer geeigneten aktiven Phase
- Nachweis der grundsätzlichen Funktionalität des Katalysators
- Nachweis der Funktionalität unter realen Bedingungen (Labormaßstab)
- Demonstration der Funktionalität an einer großtechnischen Anlage.

Vorgehen

Durch die Heraeus Precious Metals GmbH & Co. KG wird ein Hochdurchsatzscreening von verschiedenen Trägerzusammensetzungen und unterschiedlichen aktiven Komponenten koordiniert. Damit sollen neue Möglichkeiten zur Kombination verschiedener chemischer Elemente eruiert werden, um Abstand von etablierten Systemen zu gewinnen und dementsprechend neuartige Kombinationen zu identifizieren.

Die im Rahmen des Hochdurchsatzscreenings als vielversprechend identifizierten Systeme (in Pulverform) müssen dann in eine monolithische Form überführt werden, um die Anwendbarkeit in der Praxis zu gewährleisten.

Durch das DBFZ erfolgte dann die Testung der Aktivität und Stabilität der entsprechenden Monolithe zunächst im Labormaßstab mit einem synthetischen Abgas (Modellabgas). Dazu wurde ein bereits vorhandener stationärer Versuchstand (VGA) weiter ausgebaut, um auch ein komplexeres Modellabgas zur Testung der Katalysatorproben bereitstellen zu können. Die Abgaszusammensetzung wurde dabei so gewählt, dass diese annähernd der eines realen Abgases aus einem Biogas-BHKW entsprach (siehe Tabelle 1).

Anschließend sollen ausgewählte Katalysatorproben im gleichen Maßstab (Labormaßstab) mit realem Abgas beaufschlagt und unter diesen Bedingungen getestet werden. Damit sollen Kosten bei der Herstellung der Katalysatorproben gespart und die Risiken minimiert werden, die sich bei der direkten Übertragung in den großtechnischen Maßstab ergeben. Zu diesem Zweck ist ein zweiter mobiler Versuchstand (MoKatTA) erforderlich der vor Ort an einem BHKW aufgebaut werden kann.

Als besonders tauglich identifizierte Probenmaterialien werden dann in monolithischer Form in den großtechnischen Maßstab überführt und in einem realen BHKW der MWM GmbH getestet werden. Die erforderlichen Umbauarbeiten sowohl zum Anschluss der MoKatTA als auch zu Integration des Katalysatorprobenkörpers im großtechnischen Maßstab übernimmt auch die MWM GmbH.

Aufgaben des DBFZ

Im Folgenden wurden die Aufgaben des DBFZ im Rahmen des Projektes REMISBIO detaillierter aufgelistet:

- Untersuchung von technischen Möglichkeiten zur Methanoxidation
 - o Untersuchung der Ursachen der Untauglichkeit konventioneller Katalysatoren für Behandlung von Abgasen aus der Biogasverbrennung in Motoren
 - o Technische und wirtschaftliche Bewertung der verfügbaren Methoden
 - o Umfangreiche experimentelle Testung der neuartigen Katalysatormaterialien im Technikumsmaßstab
- Umsetzung von Maßnahmen an einer großtechnischen Anlage
 - o Test von Katalysatoren an realen Anlagen
 - o Test hinsichtlich der Abbauleistung unter verschiedenen Betriebsbedingungen über einen Zeitraum von mehreren Monaten
 - o Erfassung und Analyse der Emissionen während dieser Testphase

- Wirtschaftliche und technische Analysen zur Wirksamkeit der Maßnahmen
 - o Durchführung des Vergleichs von Aufwand und Nutzen in Bezug auf die Abbauleistung
 - o Genaue Kalkulation der erreichbaren THG-Einsparung
 - o Bestimmung der Vermeidungskosten für THG
 - o Betrachtung der Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaftlichkeit von Beispielanlagen
 - o Bewertung der Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen hinsichtlich des bestehenden technischen und kostenseitigen Optimierungspotentials der untersuchten Technologien

Die in diesem Rahmen beschriebenen Ergebnisse beziehen sich im Wesentlichen auf den Unterpunkt „Untersuchung der Ursachen der Untauglichkeit konventioneller Katalysatoren für Behandlung von Abgasen aus der Biogasverbrennung“.

Ergebnisse (DBFZ)

Aktivitätsbestimmung konventioneller Katalysatoren

Die Untersuchungen erfolgten mit drei konventionellen Katalysatorarten (Variante A, B und C) auf Edelmetallbasis des Partners Heraeus zur katalytischen Abgasreinigung, die im weiteren Verlauf des Projektes als Referenz herangezogen werden sollen (Referenzkatalysatorsysteme). Diese waren nicht für die Verwendung in Biogas-BHKW optimiert und unterscheiden sich hinsichtlich des Washcoats bzw. der aufgetragenen Edelmetallkomponenten. Ein entsprechender Katalysatorprobenkörper ist in Abbildung 1 dargestellt.

Die Aktivitätsbestimmung hinsichtlich der Totaloxidation von Methan im komplexen Modellabgas erfolgte mit dem am DBFZ vorhandenen und für diese Zwecke erweiterten stationären Versuchstand (VGA). Die Zusammensetzung des Testgases ist in Tabelle 1 aufgeführt. Die Raumgeschwindigkeit (GHSV) bezogen auf den Normvolumenstrom des Modellabgases betrug 100.000 h^{-1} .



Abbildung 1: Fotografie eines für diese Untersuchungen verwendeten Katalysatorprobenkörpers

Tabelle 1: Auflistung der Komponenten des Testgases und der entsprechenden Konzentration

Testgaskomponente	Konzentration
CO ₂	12 Vol.-%
H ₂ O	12 Vol.-%
O ₂	9 Vol.-%
CH ₄	2.500 ppm
CO	550 ppm
NO	120 ppm
N ₂	Rest

Die Untersuchungen mit den drei Referenzkatalysatorsystemen offenbarte folgende Aktivitätsreihenfolge für die Umsetzung von Methan: Variante B > Variante A > Variante C (siehe Abbildung 2). Die gleiche Aktivitätsreihenfolge konnte auch für die Umsetzung von Kohlenstoffmonoxid beobachtet werden.

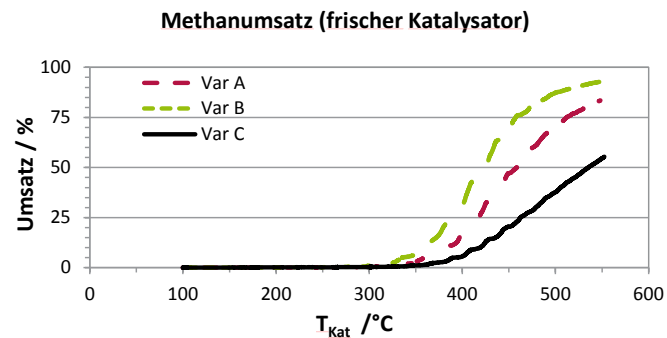


Abbildung 2: Temperatur-Umsatz-Kurven (Methanumsatz) der drei Katalysatorvarianten im frischen Zustand bei Verwendung des komplexen Modellgases und einer GHSV von 100.000 h⁻¹ (bezogen auf den Gasvolumenstrom im Normzustand)

Unter den gegebenen Bedingungen, die annähernd denen im Abgaskanal eines BHKW entsprachen, wurden mit dem aktivsten der drei Katalysatorvarianten (Variante B) bezüglich Methan bei 450 °C Umsätze von knapp 80 % erreicht. Eine Temperatur von 450 °C entspricht der Abgastemperatur in einem typischen BHKW. In Anbetracht des Bestrebens der Motoren- bzw. BHKW-Hersteller die Abgastemperatur zwecks Wirkungsgradsteigerung weiter zu senken, wurde der Entwicklungsbedarf für aktivere Katalysatoren offensichtlich.

Aufbau einer mobilen Katalysator-testanlage (MoKatTA)

Der Aufbau des mobilen Katalysatorversuchstandes (MoKatTA) erfolgte, um die im Rahmen dieses Projektes zu entwickelnden Katalysatoren auch direkt mit Abgas aus einem realen BHKW auf Aktivität sowie Stabilität testen zu können. D. h., auch Temperatur-Umsatz-Kurven direkt vor Ort mit realem Abgas sollen aufgezeichnet werden. Die Unterbringung erfolgte in einem Anhänger. Durch den separaten Aufbau (d. h. nicht in das BHKW

integriert) kann der störungsfreie Betrieb eines BHKW sowie Untersuchungen an mehreren Anlagen ermöglicht werden. Ebenso kann die Anlage ohne großen Aufwand transportiert werden.

Die Versorgung des Versuchstandes mit elektrischer Energie erfolgt über das BHKW. Über eine Hochtemperaturgasentnahmesonde wird ein Teilvolumenstrom aus dem Abgastrakt des BHKW entnommen und über eine beheizte Leitung (180 °C) in den Reaktor des Versuchstandes geleitet. Der Reaktor besteht aus Edelstahl und befindet sich eingangsseitig in einem Rohrofen, über welchen das Abfahren von Temperatur-Umsatz-Kurven ermöglicht wird. Der hintere Teil des Reaktors in dem auch die Katalysatorproben eingebracht werden befindet sich außerhalb des Rohrofens, um nicht durch dessen Wärmestrahlung beeinflusst zu werden. Damit sollen die Bedingungen im Abgastrakt des BHKW, in dem der Katalysator auch nur über den Gasvolumenstrom beheizt wird, nachgestellt werden.



Abbildung 3: Fotografien der MoKatTA: links: Außenansicht; rechts: Innenansicht und aufgestellte Hochtemperaturgasentnahmesonde

Alterungsuntersuchungen an konventionellen Katalysatoren

Zur gezielten Alterung unter realen Abgasbedingungen wurden drei frische Referenzkatalysatoren (1× Variante A, 1× Variante B, 1× Variante C) in den Abgaskanal eines BHKW der MWM GmbH eingebaut. Nach dem Ausbau der Referenzkatalysatoren nach 4 bzw. 9 Wochen wurden diese im stationären Versuchstand erneut auf Aktivität hin untersucht. Zur Installation im Abgastrakt des BHKW wurden die einzelnen Katalysatorprobenkörper in speziell angefertigte schraubbare Halterungen (siehe Abbildung 4) eingebaut, welche wiederum an einer Einschubmatrize (vgl. Abbildung 5) befestigt wurden. Die Einschubmatrize wurde senkrecht zur Strömungsrichtung in den Abgaskanal eingebracht (vgl. Abbildung 6).



Abbildung 4: Fotografie einer Halterung für die Katalysatorproben zur Installation im Abgastrakt eines BHKW



Abbildung 5: Fotografie der Einschubmatrize zur Positionierung der Katalysatorproben im Abgastrakt eines BHKW

Nach der Alterung der drei Katalysatorproben (Variante A, Variante B, Variante C) war die gleiche Aktivitätsreihenfolge in Bezug auf die Methanumsetzung festzustellen wie auch im frischen Zustand der Katalysatorproben. An den Verschiebungen der Temperatur-Umsatz-Kurven in Richtung höherer Temperaturwerte (vgl. Abbildung 2, Abbildung 7 und Abbildung 8) ging deutlich hervor, dass die Aktivität der einzelnen Katalysatorproben in Abhängigkeit von der Alterungsdauer reduziert wurde. Auch in diesem Fall galt das gleiche für die Umsetzung von Kohlenstoffmonoxid.

Mit diesen Untersuchungen konnte die mangelnde Stabilität aller drei Referenzkatalysatorarten nachgewiesen werden. Es sind weitere Untersuchungen zur Aufklärung der Gründe der Desaktivierung geplant. Die bisherigen Untersuchungsergebnisse sollen als Vergleichsgrundlage für die neu zu entwickelnden Katalysatoren herangezogen werden.



Abbildung 6: Fotografie der Vorrichtung zur Installation der Einschubmatrize in den Abgastrakt des BHKW

Methanumsatz (4 Wochen gealtert)

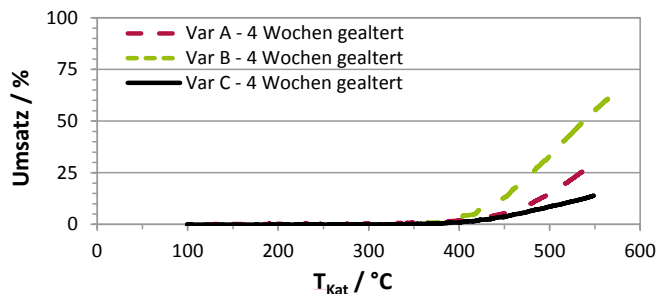


Abbildung 7: Temperatur-Umsatz-Kurven (Methanumsatz) der drei Katalysatorarten nach vierwöchiger Alterung im Abgastrakt eines Biogas-BHKW bei Verwendung des komplexen Modellgases und einer GHSV von 100.000 h^{-1} (bezogen auf den Gasvolumenstrom im Normzustand)

Methanumsatz (9 Wochen gealtert)

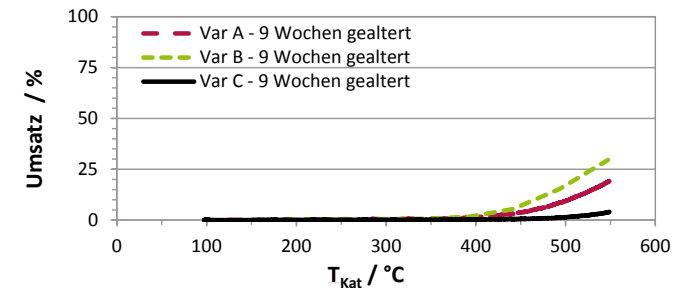


Abbildung 8: Temperatur-Umsatz-Kurven (Methanumsatz) der drei Katalysatorarten nach neunwöchiger Alterung im Abgastrakt eines Biogas-BHKW bei Verwendung des komplexen Modellgases und einer GHSV von 100.000 h^{-1} (bezogen auf den Gasvolumenstrom im Normzustand)

Regenerierung der gealterten Katalysatorproben

Zunächst wurden die gealterten Katalysatorproben mittels Druckluft gereinigt. Bei der Druckluftreinigung handelt es sich um ein gängiges Vorgehen bei Wartungsarbeiten an BHKW zur Regenerierung der verwendeten Katalysatoren.

Dem liegt die Vermutung zugrunde, dass feine Staubablagerungen, welche die äußere Oberfläche des Katalysators bzw. die Poren des Washcoats verstopfen, als eine Ursache für die Desaktivierungserscheinungen anzusehen sind. Durch Abblasen des Staubes sollten sich dann die Katalysatoren regenerieren lassen.

Es wurde darauf geachtet, dass im Rahmen dieser Untersuchungen ähnlichen Bedingungen vorlagen, wie auch bei der während Wartungsarbeiten an einem BHKW durchgeführten Druckluftreinigung, d. h. es wurde Druckluft aus einem entsprechenden Kompressor unter Verwendung einer Druckluftpistole entnommen. Gleichzeitig wurde der abgeblasene Staub auf einem Filter gesammelt, um analysiert werden zu können. Anschließend erfolgte erneut die Aufzeichnung von Temperatur-Umsatz-Kurven im stationären Versuchsstand.

Aus dem Vergleich der Temperatur-Umsatz-Kurven von gealterten und gereinigten Katalysatorproben (siehe Abbildung 9, Abbildung 10, Abbildung 11, Abbildung 12, Abbildung 13 und Abbildung 14) ergab sich, dass bei keiner der Katalysatorarten durch die Druckluftreinigung eine signifikante Änderung der Methanumsätze erzielt werden konnte. Dies galt sowohl für die Katalysatorproben, welche vier Wochen gealtert wurden, als auch für jene, die neun Wochen gealtert wurden. Für die drei untersuchten Katalysatorarten war demnach eine Regenerierung auf diese Weise nicht möglich.

Somit scheint die Vermutung, dass Ablagerungen auf der äußeren Oberfläche des Katalysators für den Aktivitätsverlust ursächlich sind, nicht zuzutreffen. Nicht ausgeschlossen werden kann aber, dass es durch den feinen Staub zur Verstopfung der Poren des Washcoats kam, wobei dieser durch Druckluftreinigung nicht aus den Poren entfernt werden konnte.

Die durch Druckluft gereinigten Katalysatorproben wurden anschließend mit Reinstwasser gewaschen. Dazu wurden diese einzeln in Probenröhrchen eingebracht, mit jeweils 50 mL Reinstwasser vollständig umspült und 10 Minuten auf einem Schütteltisch geschüttelt. Daraufhin erfolgte eine Trocknung über 12 Stunden bei $105 \text{ } ^\circ C$. Anschließend wurden erneut

Temperatur-Umsatz-Kurven aufgezeichnet, welche ebenfalls in Abbildung 9, Abbildung 10, Abbildung 11, Abbildung 12, Abbildung 13 und Abbildung 14 dargestellt sind.

An den Varianten A und B waren auch nach der Reinigung mit Reinstwasser keine signifikant erhöhten Methanumsätze zu verzeichnen. Diese Aussage gilt sowohl für die vier Wochen gealterten Katalysatorproben als auch für die neun Wochen gealterten Katalysatoren. Grundsätzlich waren die mit Variante C erzielten Methanumsätze stets geringer, als jene welche mit Variante B erzielt werden konnten. Jedoch konnten an der Katalysatorprobe der Variante C, welche für vier Wochen gealtert wurde, nach dem Spülen mit Reinstwasser Methanumsätze erzielt werden, welche nahezu den Werten im frischen Zustand entsprachen. Dieser Effekt war an der für neun Wochen gealterten Katalysatorprobe deutlich geringer

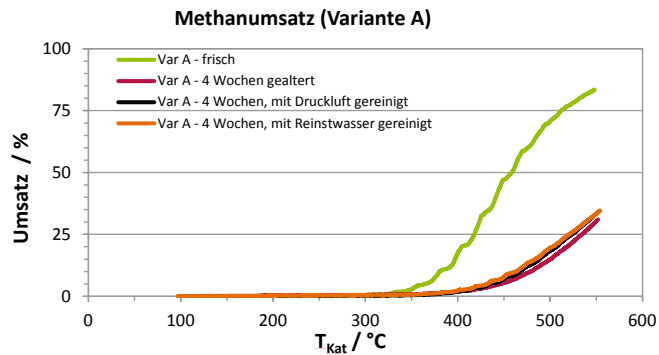


Abbildung 9: Vergleich der Temperatur-Umsatz-Kurven der Katalysatorvariante A im frischen Zustand, nach vierwöchiger Alterung, nach Druckluftreinigung der gealterten Katalysatorprobe und nach Druckluftreinigung und anschließender Reinstwasserreinigung der gealterten Katalysatorprobe.

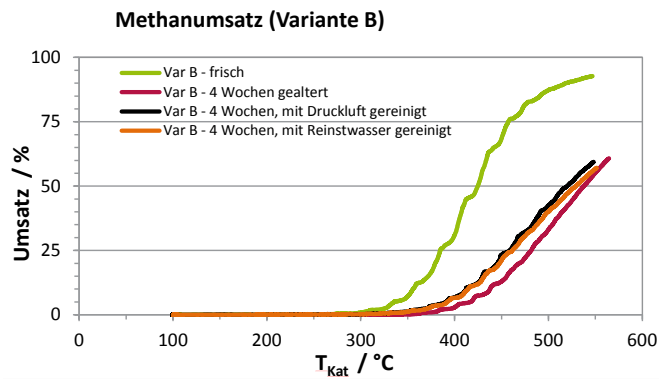


Abbildung 10: Vergleich der Temperatur-Umsatz-Kurven der Katalysatorvariante B im frischen Zustand, nach vierwöchiger Alterung, nach Druckluftreinigung der gealterten Katalysatorprobe und nach Druckluftreinigung und anschließender Reinstwasserreinigung der gealterten Katalysatorprobe

ausgeprägt. Wird angenommen, dass die Aktivitätssteigerung auf die Entfernung des feinen Staubes aus den Poren des Washcoats zurückzuführen war, erklärt dies nicht, warum der Methanumsatz bei steigender Alterungsdauer weiter abgenommen hat. Damit ist diese Annahme, auch im Hinblick auf die Tatsache, dass an den Katalysatorvarianten A und B keine Aktivitätssteigerungen erzielt werden konnten, in Frage zu stellen.

Die beiden beschriebenen Regenerierungsmaßnahmen erscheinen aufgrund der beschriebenen Beobachtungen zumindest für die untersuchten Katalysatorvarianten nicht aussichtsreich. Weitere Versuche zur Regenerierung stehen noch aus, so zum Beispiel die Behandlung mit organischen Säuren.

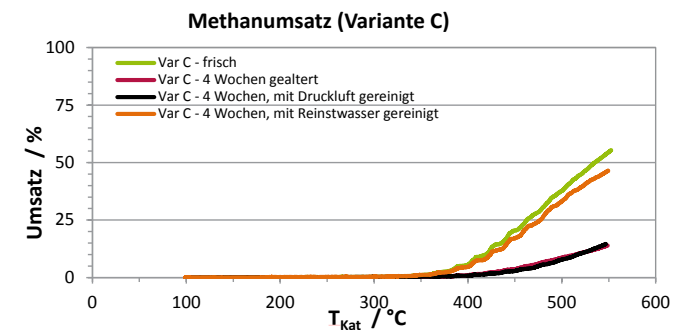


Abbildung 11: Vergleich der Temperatur-Umsatz-Kurven der Katalysatorvariante C im frischen Zustand, nach vierwöchiger Alterung, nach Druckluftreinigung der gealterten Katalysatorprobe und nach Druckluftreinigung und anschließender Reinstwasserreinigung der gealterten Katalysatorprobe

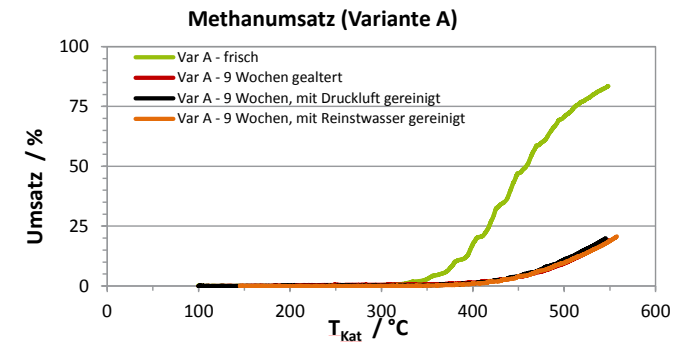


Abbildung 12: Vergleich der Temperatur-Umsatz-Kurven der Katalysatorvariante A im frischen Zustand, nach neunwöchiger Alterung, nach Druckluftreinigung der gealterten Katalysatorprobe und nach Druckluftreinigung und anschließender Reinstwasserreinigung der gealterten Katalysatorprobe

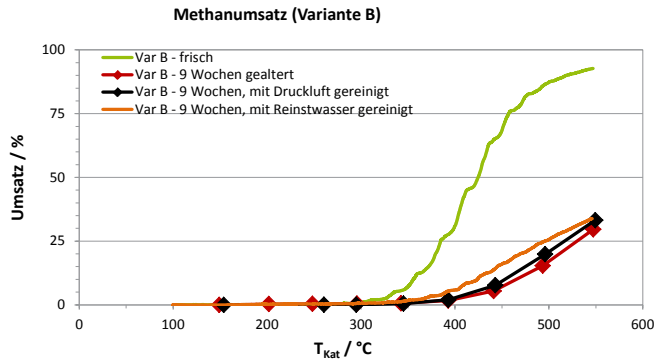


Abbildung 13: Vergleich der Temperatur-Umsatz-Kurven der Katalysatorvariante B im frischen Zustand, nach neunwöchiger Alterung, nach Druckluftreinigung der gealterten Katalysatorprobe und nach Druckluftreinigung und anschließender Reinstwasserreinigung der gealterten Katalysatorprobe.

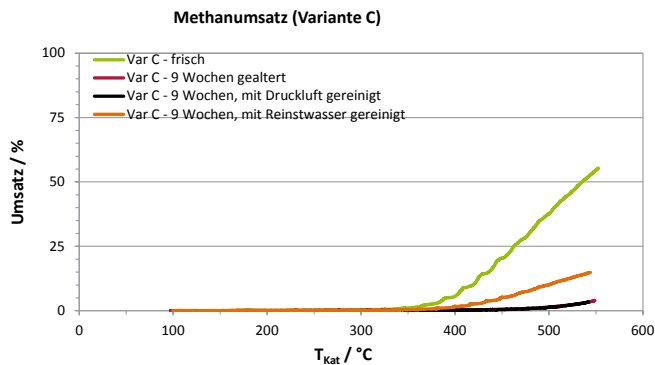


Abbildung 14: Vergleich der Temperatur-Umsatz-Kurven der Katalysatorvariante C im frischen Zustand, nach neunwöchiger Alterung, nach Druckluftreinigung der gealterten Katalysatorprobe und nach Druckluftreinigung und anschließender Reinstwasserreinigung der gealterten Katalysatorprobe

Analyse des Staubes im Abgastrakt eines realen Biogas-BHKW (nach Ottomotorenprinzip)

Es wurde eine Elementaranalyse des Staubes durchgeführt, welcher im Abgastrakt eines Biogas-BHKW der MWM GmbH gesammelt wurde. Dieses BHKW basierte auf dem Ottomotorenprinzip. In dem Staub waren nur Elemente nachweisbar, welche auf Ölasche zurückzuführen waren (siehe Abbildung 15). Die EC/OC-Analyse offenbarte, dass der Kohlenstoffgehalt im Staub sehr gering war (vgl. Abbildung 16).

Staubzusammensetzung (Elemente)

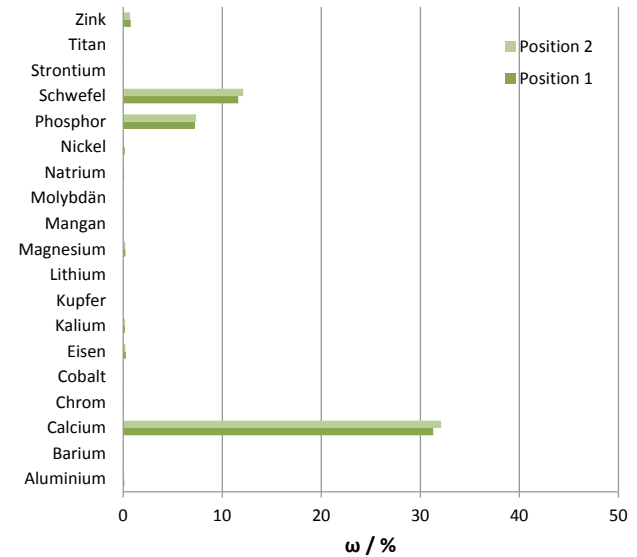


Abbildung 15: Diagramm zur Darstellung der prozentualen Massenanteile (bezogen auf die Gesamtmasse des Staubes im Abgastrakt des BHKW) der Elemente, welche mittels Elementaranalyse nachgewiesen werden konnten

EC/OC-Analyse

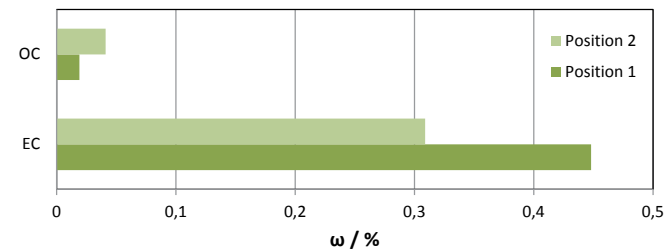


Abbildung 16: Diagramm zur Darstellung der prozentualen Massenanteile (bezogen auf die Gesamtmasse des Staubes im Abgastrakt des BHKW) des Kohlenstoffs, welcher mittels EC/OC-Analyse nachgewiesen werden konnten

Analyse des Staubes, welcher bei der Druckluftreinigung der gealterten Katalysatorproben anfiel

Der bei der Druckluftreinigung der gealterten Katalysatoren gesammelte Staub wurde ebenfalls einer Elementaranalyse unterzogen. Unter der Annahme, dass sämtliches mittels Elementaranalyse nachgewiesenes Aluminium als Al_2O_3 vorlag, wurde aus dem prozentualen Massegehalt des Aluminiums der prozentuale Massegehalt von Al_2O_3 errechnet. Dieser

betrug 77 bis 86 % (siehe Abbildung 17). Daraus konnte geschlossen werden, dass es durch die Druckluftreinigung hauptsächlich zum Austrag des Washcoats kam. Daneben waren Elemente nachweisbar, die auf Ölasche zurückzuführen waren.

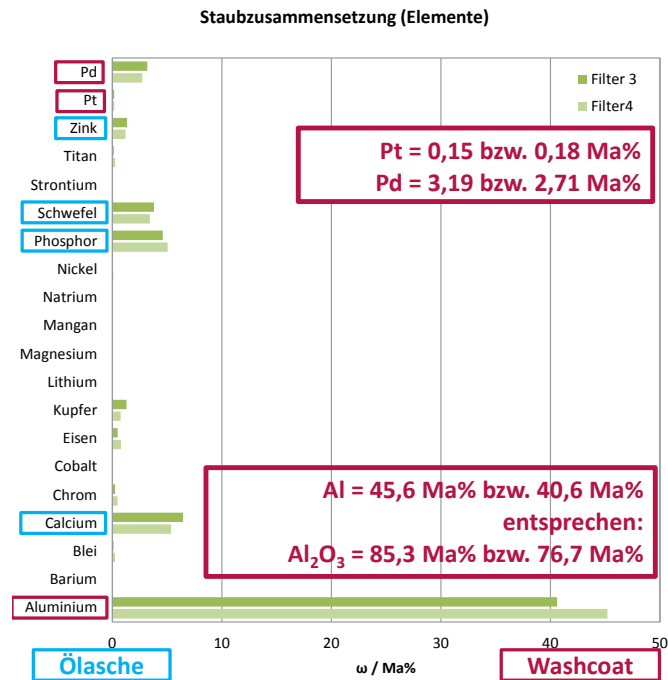


Abbildung 17: Diagramm zur Darstellung der prozentualen Massenanteile (bezogen auf die Gesamtmasse des Staubes) der Elemente, welche mittels Elementaranalyse nachgewiesen werden konnten

Schlussfolgerungen

Die getesteten Standardkatalysatoren zeigten nur im frischen Zustand eine hohe Aktivität bezüglich der Umsetzung von Methan. Jedoch verloren alle drei Katalysatorvarianten durch die Alterung im realen Abgas schnell die Aktivität bezüglich der Totaloxidation von Methan. Dementsprechend wäre die Anwendung dieses Systems unwirtschaftlich, da ein entsprechend häufiger Wechsel erfolgen muss, um stets eine ausreichend hohe Minderung der Methanemissionen zu gewährleisten.

Durch die Druckluftreinigung oder das Waschen mit Reinstwasser kann die ursprüngliche bzw. eine ausreichend hohe Aktivität nicht wieder hergestellt werden. Durch die Druckluftreinigung kam es sogar zu einem gewissen Abtrag von Washcoat aus Katalysatorproben, was mit dem Verlust an aktiver Phase verbunden war.

Ausblick

Es werden weitere Untersuchungen zur Regenerierung der gealterten Katalysatorproben erfolgen. So sind zum Beispiel Versuche zum Waschen mit Lösungen, die organische Säuren enthalten, geplant.

Weitere Versuche zur Identifikation der Desaktivierungsursachen sollen durchgeführt werden. Sobald die neuartigen Katalysatoren verfügbar sind, erfolgt deren Test mit Modelabgas und realem Abgas. Daran schließen sich die Untersuchungen mit neuartigen Katalysatoren im großen Maßstab in einem BHKW an.

Entwicklungen im effizienten Betrieb von Biogasanlagen – Ergebnisse einer Umfrage unter Anlagenbetreibern in Baden-Württemberg

Marlies Härdtlein, Ludger Eltrop

Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)
Heßbrühlstr. 49a, 70565 Stuttgart
E-Mail: marlies.haerdtlein@ier.uni-stuttgart.de

Schlagwörter: Biogas, Effizienz, Anlagenauslastung, Wärmenutzung

Zusammenfassung

Um den Stand der Technik und die Effizienz der Biogasanlagen in Baden-Württemberg (BW) zu erfassen wurde für das Betriebsjahr 2012 eine Umfrage unter Biogasanlagenbetreibern in BW durchgeführt. Knapp 18 % der Biogasanlagenbetreiber haben sich an der Umfrage beteiligt. Zur Beurteilung der Effizienz wurden der Substrateinsatz, die Gasdichtigkeit der Gärrestlager, die Verweilzeiten der Substrate im beheizten bzw. im gasdichten System, die Biogasausbeute, die Anlagenauslastung und der Umfang der inner- und außerbetrieblichen Wärmenutzung als Kriterien herangezogen. In der Summe stellen sich die Biogasanlagen als effizient betriebene Anlagen dar, wenngleich sich größenklassen- bzw. betriebsspezifisch Entwicklungs- und Optimierungspotenziale z. B. in Bezug auf die gasdichte Abdeckung der Gärrestlager oder die Auslastung der BHKW zeigen.

Summary

To assess the state of the art and the efficiency of biogas plants in Baden-Württemberg (BW), a survey was conducted among biogas plant operators in BW for the year 2012. Almost 18 % of the biogas plants operators participated in the survey. The following criteria have been taken to evaluate the efficiency of the biogas plants: substrate use, gas tightness of the digestate storage, the residence time of the substrates in the heated or in the gas-tight system, the biogas yield, plant capacity utilization and the amount of heat utilization from the CHP plant. In total, the biogas plants are operated efficiently, although plant-size class and biogas plant related development and optimization potentials have been identified e. g. with respect to the coverage of the digestate or concepts of heat utilization.

Hintergrund

Der Bestand an Biogasanlagen in Baden-Württemberg (BW) hat sich im letzten Jahrzehnt stark und rasch entwickelt (vgl. Abbildung 1). Seit dem Inkrafttreten des novellierten EEG im Jahre 2004 bis Ende des Jahres 2012 hat sich die Anzahl an Biogasanlagen verdreifacht und die installierte elektrische Leistung (fast) verzehnfacht. Nach Angaben der Staatlichen Biogasberatung BW belief sich Ende 2012 der Bestand auf 824 Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rd. 274 MW_{el} (Staatliche Biogasberatung 2013). Der Großteil der Biogasanlagenbetreiber kann eine langjährige Betriebserfahrung vorweisen. So wurden fast 75 % der Biogasanlagen in BW im Jahr 2009 oder früher in Betrieb genommen (MLR 2012). Die Anlagenbetreiber haben im Laufe der Jahre umfangreiche Erfahrungen gesammelt, um den Anlagenbetrieb zu verbessern und die Effizienz der Anlagen zu steigern (z. B. gezielte Abstimmung prozesstechnischer Parameter). Weiterhin haben sie verschie-

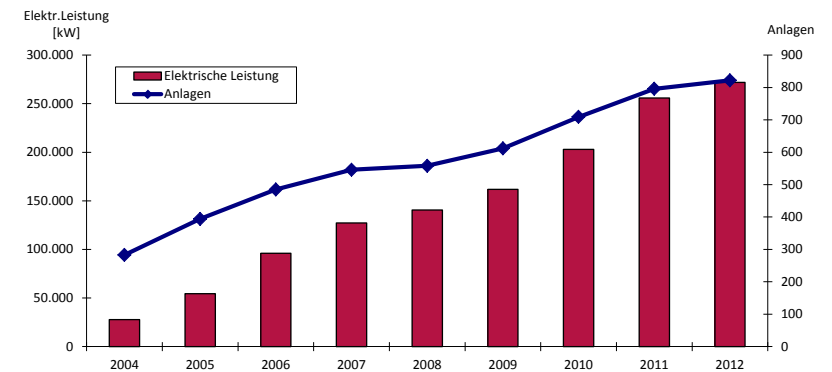


Abbildung 1: Entwicklung der Biogasanlagen in Baden-Württemberg 2004 bis 2012 (MLR 2012)

dene Maßnahmen zur Modernisierung und Erweiterung der Anlagen vorgenommen (z. B. Zubau von BHKW-Leistung) und auf spezifische Anforderungen und Möglichkeiten, die die jeweiligen Novellierungen des EEG setzten, reagiert (z. B. KWK-Bonus). Zum Teil führten diese Maßnahmen (z. B. beim Ausbau der Wärmenutzung und des Zubaus von BHKW-Leistung) zu umfangreichen Zusatzinvestitionen.

Um vor dem Hintergrund dieser vielfältigen Entwicklungen des Biogasanlagenparks in BW den aktuellen Stand und die Effizienz der Biogasanlagen zu erheben und Entwicklungs- und Optimierungspotenziale aufzuzeigen wurde für das Betriebsjahr 2012 eine Umfrage unter den Biogasanlagenbetreibern in BW durchgeführt. Die Umfrage schließt sich an frühere Befragungen der Biogasanlagenbetreiber in BW für die Jahre 2008 und 2009 an (vgl. Stenuell et al. 2011).

Methodik

In Zusammenarbeit mit der Staatlichen Biogasberatung BW wurde ein Fragebogen unter Berücksichtigung der aktuellen Rahmenbedingungen erstellt. Es wurden sowohl prozesstechnische Daten als auch substratbezogene Daten und Kostendaten abgefragt. Die Abfrage umfasste u. a.:

- Betriebscharakteristik (u. a. Größe und Art der landwirtschaftlichen Betriebe, Inbetriebnahmejahr der Biogasanlagen)
- prozesstechnische Daten an Fermenter, Nachgärer und Gärrestlager (u. a. Größen und bauliche Eigenschaften der Gärbehälter und Gärrestlager, gasdichte Abdeckung der Gärrestlager, Gasspeicherung (Typen und Größe), gemessene Biogasmenge, Störungen im Anlagenbetrieb)
- prozesstechnische Daten BHKW (u. a. Leistungen, Wirkungsgrade, Stromerzeugung, Eigenstrombedarf)
- interne und externe Wärmenutzung mit Mengenangaben
- Substrateinsatz, Substratzukauf, Transportentfernungen, Substratkosten
- Investitionskosten zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlagen, Investitionen für Nachrüstungsmaßnahmen (Ersatz-, Modernisierungs- und Erweiterungsmaßnahmen), betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten.

Anhand der Umfragedaten können Aussagen zur energetisch-technischen Effizienz und zur Klimateffizienz der Biogasanlagen abgeleitet werden. Nachfolgend wird auf folgende Kriterien fokussiert, um die Effizienz der untersuchten Anlagen zu beurteilen: Substrateinsatz, gasdichte Abdeckung Gärrestlager, Verweilzeiten, Biogasausbeute, Anlagenauslastung und Wärmenutzung. Weiterhin wird zusammenfassend ein Überblick über die Investitionsausgaben für Nachrüstungsmaßnahmen, die u. a. auch der Steigerung der Effizienz dienen, gegeben.

Die Auswertung und Beurteilung der Biogasanlagen erfolgt anhand von vier Größenklassen in Anlehnung an das EEG: < 150, 151 – 325, 326 – 500 und > 501 kW_{el}. Die einzelnen Biogasbetriebe wurden den jeweiligen Größenklassen zugeordnet. Die Auswertung fokussiert damit auf den Vergleich von Anlagen innerhalb einer Größenklasse. Hierauf aufbauend wurden gemittelte, größenklassenspezifische Auswertungsergebnisse errechnet.

Ergebnisse

Insgesamt haben sich 146 Biogasanlagenbetreiber an der Umfrage für das Betriebsjahr 2012 beteiligt. Das entspricht rd. 18 % des Biogasanlagenbestandes in BW (Stand Dezember 2012), was durchaus als repräsentativer Wert bezeichnet werden kann.

Substrateinsatz

Im Durchschnitt setzen die an der Umfrage beteiligten Anlagen 41 % Silomais, 37 % Gülle und Festmist, 10 % Grassilage, 5 % Ganzpflanzensilage (GPS) sowie 7 % Getreidekörner, Ackerfutter und sonstige Substrate ein (Abbildung 2). Der Anbau, die Ernte und die Bereitstellung von Energiepflanzen, wie z. B. Silomais, frei Biogasanlage führen zu erhöhten klimarelevanten Emissionen im Vergleich zur Bereitstellung von Reststoffen wie Gülle und

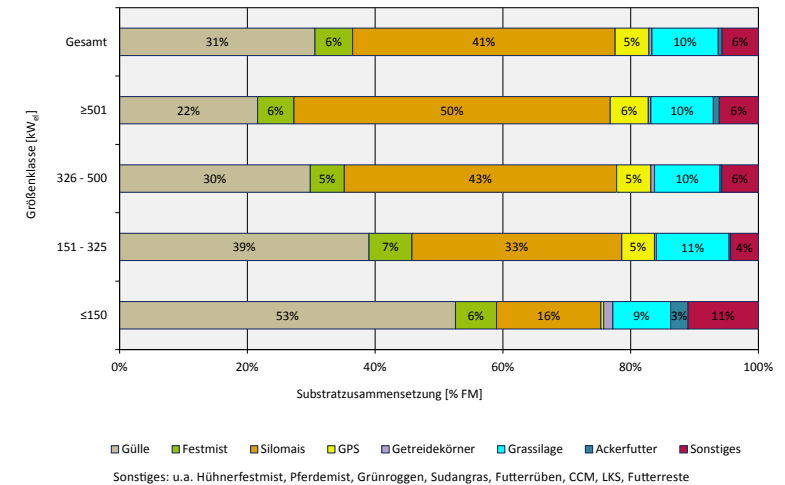


Abbildung 2: Substratzusammensetzung (in % der Frischmasse) der befragten Biogasanlagen unterschieden nach Größenklassen (Stichprobenzahl 140 Betriebe)

Festmist (Biogene Gase 2013). In dieser Hinsicht ist ein hoher Anteil an Gülle und Festmist an der Substratzusammensetzung der Biogasanlagen positiv zu bewerten.

Anteilig wird in den betrachteten Anlagen umso mehr Silomais eingesetzt, je größer die Anlage ist. Entsprechend nimmt der Anteil an Gülle ab. Während die Anlagen ≤ 150 kW im Durchschnitt noch gut 50 % Gülle einsetzen, liegt dieser Anteil bei Anlagen im Größenbereich von > 501 kW bei gut 20 %. Der Anteil an Silomais steigt entsprechend von gut 15 % bei den kleinen auf 50 % bei den größeren Anlagen an. Der Anteil an Grassilage liegt in jeder Größenklasse bei rund 10 % und zeigt sich damit unabhängig von der Anlagengröße.

Gasdichte Abdeckung Gärrestlager, Verweilzeiten, Biogasausbeute

Die Auswertung der Anlagenkonfigurationen der Biogasbetriebe zeigt, dass 70 von 146 Betrieben, d. h. fast 50 %, eine Kombination aus (meist mehreren) Gärbehältern (Fermenter und Nachgärer) und offenen Gärrestlagern besitzen. Dies stellt damit die noch vorherrschende Lösung bei den Biogasanlagen dar. Fast 20 % der Betriebe (d. h. 27 Anlagenbetreiber) haben Gärbehälter in Kombination mit offenen und gasdicht abgedeckten Gärrestlagern. Das ausschließliche Vorhandensein gasdicht abgedeckter Gärrestlager haben knapp 30 % der Betriebe (d. h. 41 Betriebe) angegeben. Die beiden letztgenannten Kombinationen gewinnen mit zunehmender Anlagengröße anteilmäßig an Bedeutung.

Für die 146 Biogasbetriebe wurden 214 Gärrestlager angegeben. Bei Anlagen ≤ 150 kW sind gut 10 % der Gärrestlager gasdicht abgedeckt, in der Größenklasse 151 – 325 kW knapp 30 %, in der Größenklasse 326 – 500 kW gut 50 % und in der Größenklasse ≥ 501 kW rd. 45 % der Gärrestlager. Im Schnitt sind damit gut 35 % aller Gärrestlager aus der Umfrage gasdicht abgedeckt. Offene Gärrestlager können wesentlich zur Verschlechterung der Klimabilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen beitragen, da ungenutztes Methan in die Luft entweicht.

Die Verweilzeit gibt an, wie viele Tage das Substrat in den Gärbehältern bzw. im gasdichten System verbleibt. In der Tendenz steigt mit zunehmender Verweilzeit die Substrataus-

nutzung an und es kann mit geringeren Restgasemissionen gerechnet werden, wobei die betriebsspezifischen Besonderheiten und Anlagenkonstellationen jeweils zu beachten sind (z. B. Reinhold et al. 2010).

Die gasdichte Abdeckung der Gärrestlager sowie die Verweilzeiten im beheizten und im gasdicht geschlossenen System zur Minimierung der Methanemissionen werden u. a. in der VDI-Richtlinie 3475, Blatt 4 geregelt („Emissionsminderung – Biogasanlagen in der Landwirtschaft. Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger). Es werden hier für bestehende Anlagen durchschnittliche Verweilzeiten im Fermentersystem bzw. im gasdicht geschlossenen System von mindestens 110 bzw. 150 Tagen angegeben.

Wie Abbildung 3 zeigt, liegt die durchschnittliche Verweilzeit des Substrates im Fermenter für alle Biogasanlagen bei 69 Tagen. Betrachtet man das beheizte System (d. h. Fermenter und Nachgärer), so steigt die durchschnittliche Verweilzeit auf 113 Tage an. Die durchschnittliche Verweilzeit im gasdichten System beträgt 162 Tage.

Tendenziell sinkt die durchschnittliche Verweilzeit sowohl im Fermenter als auch im beheizten System mit der Anlagengröße. Während die Verweilzeiten bei kleinen Anlagen durchschnittlich 73 bzw. 118 Tage betragen, liegen sie bei großen Anlagen bei 63 bzw. 103 Tagen.

Bei Berücksichtigung des gesamten gasdichten Systems konnten keine Tendenzen in Abhängigkeit der Größenklasse festgestellt werden. Die durchschnittlichen Verweilzeiten liegen zwischen 135 und 177 Tagen, wobei hier die mittleren Größenklassen im Durchschnitt die längeren Verweilzeiten aufweisen. Die betriebsspezifische Auswertung zeigt aber deutliche Unterschiede von den genannten Durchschnittswerten. Betrachtet man das gasdichte System so haben 69 der ausgewerteten 140 Betriebe (rund 50 %) Verweilzeiten von über 150 Tagen, 71 Betriebe (rund 50 %) Verweilzeiten von unter 150 Tagen. Von letzteren haben 44 Betriebe eine Verweilzeit von unter 120 Tagen. Die jeweilige Anlagenkonfiguration und das Vorhandensein von gasdicht abgedeckten Gärrestlagern und deren Volumen haben anlagenspezifisch einen großen Einfluss auf das Ergebnis.

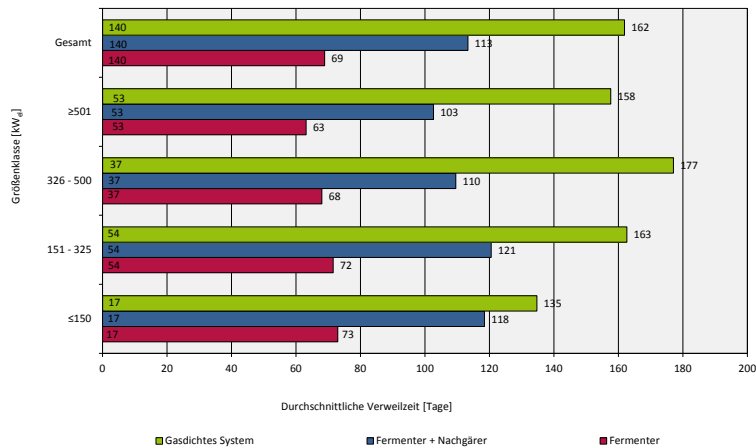


Abbildung 3: Verweilzeit (in Tagen) unterschieden nach Fermenter, Fermenter + Nachgärer sowie gesamtes gasdichtes System getrennt nach Größenklassen (Stichprobenzahl 140)

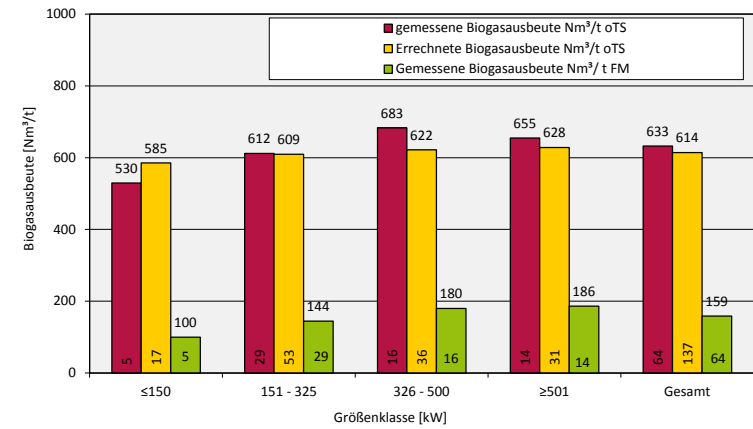


Abbildung 4: Gemessene und berechnete Biogasausbeuten (Nm³/t oTS) der Biogasanlagen unterschieden nach Größenklassen

Abbildung 4 gibt einen Überblick über die durchschnittlichen gemessenen bzw. anhand der Substratzusammensetzung errechneten Biogasausbeuten. Die auf den jährlichen Messungen der Biogasmengen beruhende gemessene Biogasausbeute, die von den Anlagenbetreibern angegeben wurde, liegt im Bereich von 530 Nm³/t oTS bei kleinen Anlagen (wobei hier nur für fünf Biogasanlagen Daten verfügbar waren) und 655 Nm³/t oTS bei großen Anlagen (Angaben von 14 Betrieben). Die aus der Substratzusammensetzung errechnete Biogasausbeute liegt zwischen 585 und 628 Nm³/t oTS (Stichprobenzahl 137). In beiden Fällen ist in der Tendenz ein Anstieg der Biogasausbeute mit zunehmender Anlagengröße zu erkennen. Abbildung 4 zeigt auch deutlich, dass die Biogasausbeute pro eingesetzter Tonne Frischmasse in den kleineren Anlagen niedriger ist als in den größeren Anlagen. Dies hängt u. a. damit zusammen, dass in den kleineren Anlagen anteilig deutlich mehr Güllesubstrat eingesetzt wird, welches deutlich niedrigere Energiedichten im Vergleich zu Silomais aufweist.

Insgesamt wurde die erzeugte Biogasmenge in nur knapp 45 % der Anlagen gemessen. Die kontinuierliche Ermittlung von Menge und Qualität des erzeugten Biogases ist jedoch eine wichtige Maßnahme zur Steigerung der Effizienz der Anlage. Die kontinuierliche Messung ermöglicht es dem Anlagenbetreiber, den Prozess der Biogaserzeugung zu überwachen, Probleme rechtzeitig zu erkennen und entsprechend gegenzusteuern. Jedoch sind verlässliche Messgeräte zu angemessenen Preisen für Biogasanlagenbetreiber momentan (noch) nicht bzw. kaum am Markt verfügbar (vgl. Biogas Forum 2012).

Anlagenauslastung

Eine hohe Auslastung der Anlagen, d. h. eine hohe jährliche Vollaststundenzahl der BHKW, ist aus Sicht der Effizienz des Anlagenbetriebs als positiv zu beurteilen. Eine hohe Anlagenauslastung lässt auf eine gute Abstimmung von Fermenter-Leistung und BHKW-Leistung sowie wenige Störungen bzw. Ausfällen an Fermenter und BHKW schließen.

Im Rahmen der Auswertung wurde unterschieden zwischen Biogasbetrieben mit einem und Biogasbetrieben mit zwei oder drei installierten BHKW. 50 % der 146 ausgewerteten Be-

triebe verfügen über ein installiertes BHKW, rd. 40 % der Betriebe haben zwei und rd. 10 % der Betriebe drei BHKW. Dabei steigt der Anteil der Betriebe mit mehreren installierten BHKW mit zunehmender Anlagengröße.

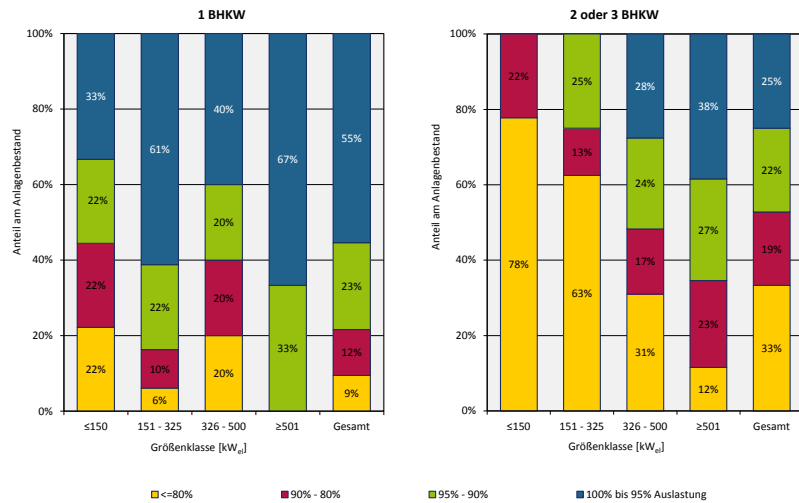


Abbildung 5: Auslastung der Biogasbetriebe unterschieden nach Anzahl der installierten BHKW und Größenklassen

Anlagen mit einem BHKW weisen in der Summe eine sehr hohe Auslastung auf. Über 75 % dieser Anlagen (d. h. 55 Betriebe) erreichen eine Auslastung von über 90 % (Abbildung 5). Die Anlagen können damit in Hinblick auf die Effizienz als sehr gut eingestuft werden. Es kann u. a. vermutet werden, dass – falls nur ein BHKW installiert ist – die Anlagenkomponenten in den meisten Fällen sehr gut aufeinander abgestimmt sind.

Bei Anlagen mit zwei oder drei BHKW weisen 47 % der Betriebe (d. h. 34 Anlagen) eine Auslastung von über 90 % auf. Im Falle des Vorhandenseins von zwei oder drei BHKW hat die Auswertung verschiedene Betriebskonstellationen aufgezeigt.

- Einige Betriebe fahren ihre zwei bzw. drei BHKW gleichermaßen mit hoher Auslastung.
- Einige Betriebe fahren ihre zwei bzw. drei BHKW gleichermaßen mit mittlerer Auslastung. Bei diesen Betrieben kann in dem einen oder anderen Fall vermutet werden, dass Kapazitäten für eine Erweiterung vorgehalten werden.
- Weiterhin haben einige Betriebe bei Erweiterungsmaßnahmen bzw. dem Neukauf eines BHKW das alte BHKW als Reserve-BHKW zurückbehalten. Dieses wird jährlich nur mit geringer Betriebsstundenzahl betrieben. Damit trägt das Reserve-BHKW nicht unmittelbar zur Stromerzeugung bei, muss aber bei der Beurteilung des Betriebes mit in die Wertung einbezogen werden.

Insgesamt gesehen zeigt sich bei Betrieben mit zwei oder drei BHKW einerseits Potenzial für eine Erhöhung der Auslastung und Effizienz der Anlagen. Andererseits bestehen auf-

grund ungenutzter BHKW-Kapazitäten ggf. aber auch Möglichkeiten z. B. zu einer flexiblen Gestaltung des Anlagenbetriebs und damit einer flexiblen Strombereitstellung.

Innerbetriebliche Wärmenutzung und Wärmeverkauf

Ein hoher Gesamtnutzungsgrad der erzeugten Wärme trägt wesentlich zu einer hohen Gesamteffizienz der Biogasanlagen bei. Aus diesem Grunde wurde sowohl der Umfang der innerbetrieblichen als auch der Anteil der verkauften Wärmemenge abgefragt. Abbildung 6 gibt einen Überblick über die Anteile der innerbetrieblichen Wärmenutzung und des Wärmeverkaufs an der insgesamt erzeugten Wärme der 146 Biogasbetriebe. Damit werden hier sowohl die Anlagen mit Wärmenutzungskonzepten als auch die Anlagen ohne Wärmenutzung in die Auswertung einbezogen. Falls die Biogasanlagenbetreiber keine Angaben zu der thermischen Leistung ihrer BHKW gemacht hatten, wurden – um die Gesamtwärmeerzeugung der Anlagen zu ermitteln – Daten aus vergleichbaren BHKW herangezogen. Weiterhin wurde pauschal ein Fermenterwärmebedarf von 20 % für alle Anlagen einheitlich berücksichtigt.

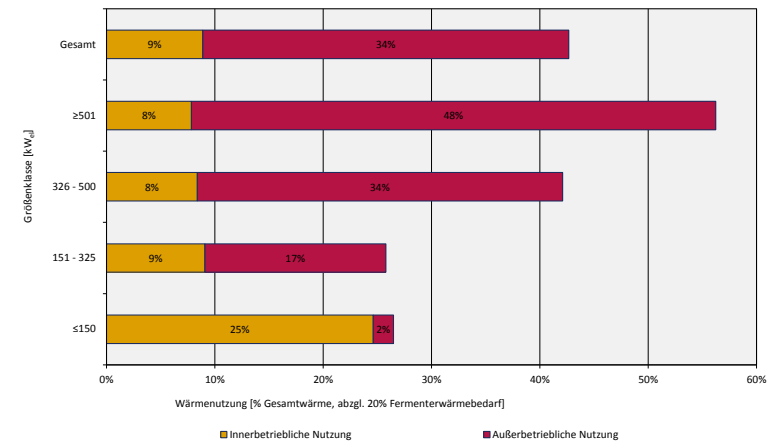


Abbildung 6: Anteile der innerbetrieblichen Wärmenutzung und des Wärmeverkaufs an der insgesamt erzeugten Wärmemenge in den BHKW aller an der Umfrage beteiligten Biogasanlagen (20 % Fermenterwärmebedarf wurde bereits abgezogen)

Im Durchschnitt aller an der Umfrage beteiligten 146 Betriebe wurden 9 % der erzeugten Wärme (abzüglich eines Fermenterwärmebedarfs von 20 %) innerbetrieblich genutzt und 34 % der erzeugten Wärme verkauft (Abbildung 6). Rechnet man einen Fermenterwärmebedarf von 20 % dazu, so liegt die Wärmenutzung als Durchschnitt aller Betriebe aus der Umfrage bei 63 %.

Zwischen den Größenklassen gibt es dabei deutliche Unterschiede. In den Größenklassen 326 – 500 kW und > 501 kW nimmt der Wärmeverkauf eine bedeutende Rolle ein. Hier werden im Durchschnitt 34 % bzw. 48 % der insgesamt anfallenden Wärme (abzüglich Fermenterwärmebedarf) verkauft. Von Bedeutung ist vor allem die Heiz- und Brauchwasserwärmeversorgung von Wohngebäuden, z. T. die Wärmeabgabe an öffentliche Versorger bzw. die Versorgung von Industriekunden. Aber auch die Holz Trocknung bzw. Brennstofftrocknung wurden häufig genannt.

Demgegenüber wird in Anlagen der Größenklasse 151 – 325 kW nur 17 % der anfallenden Wärme extern abgegeben. In der Größenklasse < 150 kW wurde im Durchschnitt nur 2 % der Wärme verkauft. Es kann vermutet werden, dass die Anlagen dieser Größenklassen oftmals noch „zu klein“ sind für umfangreiche Konzepte zur Wärmeversorgung. Insgesamt gesehen ergeben sich hieraus gerade für die kleinen Biogasanlagen besondere Herausforderungen für die Ausgestaltung geeigneter Wärmenutzungskonzepte. In der Größenklasse < 150 kW nutzten die Betriebe im Durchschnitt 25 % der Wärme für den Eigenbedarf. Neben der Beheizung von Gebäuden ist dies vor allem darauf zurückzuführen, dass hier häufig die Getreidetrocknung als Option zur internen Wärmenutzung genannt wurde.

Investitionen für Nachrüstungen

Die Biogasanlagenbetreiber haben seit der Inbetriebnahme ihrer Anlagen zum Teil umfangreiche Nachrüstungen getätigt. Dies waren u. a. Ersatz- und Modernisierungsmaßnahmen, z. B. der Austausch des veralteten BHKW bzw. der Ersatz von Rührwerken oder Feststoffeinbringtechnik. Modernisierte Anlagentechnik leistet einen Beitrag zur Steigerung der Effizienz der Anlagen. Unter anderem haben die Anlagenbetreiber in den letzten Jahren ihre Anlagen auch gezielt erweitert, d. h. die BHKW-Kapazität ausgebaut und entsprechend auch Investitionen z. B. bei Gärbehältern, Gärrestlagern oder Fahrsilos durchgeführt. Gut 50 % der Betriebe (d. h. 76) haben angegeben, seit Inbetriebnahme ihrer Anlage u. a. ihr BHKW ersetzt oder gezielt ihre Anlage erweitert zu haben. Knapp 20 % der Betriebe (d. h. 29) haben Nachrüstungen durchgeführt, die bisher keinen Ersatz oder Erweiterung des BHKW umfassten. Für 41 Betriebe liegen keine Angaben zu Nachrüstungsinvestitionen vor. Jedoch haben sich an der Umfrage 2012 rund 60 Anlagen beteiligt, die 2009 oder später in Betrieb gegangen sind. Vor allem Betreiber dieser Anlagen haben keine Angaben zu Nachrüstungsinvestitionen gemacht.

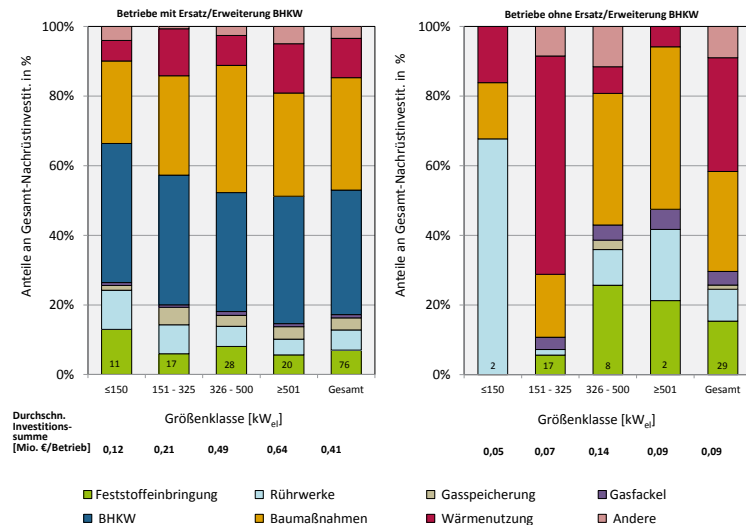


Abbildung 7: Investitionsausgaben für Nachrüstungsmaßnahmen (in % der gesamten Nachrüstinvestitionen bzw. Durchschnitt in Mio. Euro pro Betrieb) bei Biogasanlagen mit bzw. ohne Ersatz/Erweiterung der BHKW getrennt nach Größenklassen

Nachrüstungsmaßnahmen in Betrieben, die u. a. den Ersatz des BHKW oder die Vergrößerung des Biogasbetriebs umfassten, haben die Anlagenbetreiber im Schnitt 0,41 Mio. € je Betrieb gekostet (Abbildung 7, links). Die höchsten Anteile der Nachrüstinvestitionen entfielen mit durchschnittlich 36 % auf Ausgaben für BHKW und mit gut 30 % auf bauliche Maßnahmen wie z.B. den Neubau von Fermentern oder Fahrsilos. An dritter Stelle folgen – bezogen auf alle 76 Betriebe – Investitionen in die Wärmenutzung (gut 10 %). Hieran schließen sich Nachrüstungen an der Feststoffeinbringung sowie bei den Rührwerken an. Nachrüstungsmaßnahmen in Betrieben, die bisher keinen Ersatz bzw. keine Erweiterung des BHKW vorgenommen haben, bedingten im Schnitt Investitionen in Höhe von 0,09 Mio. € je Betrieb (Abbildung 7, rechts). Die höchsten Anteile der Nachrüstinvestitionen entfielen mit durchschnittlich rd. 30 % auf Ausgaben für Baumaßnahmen und die Wärmenutzung. Hieran schließen sich die Investitionsausgaben für die Feststoffeinbringtechnik und Rührwerke an.

Fazit und Ausblick

Aus energetischer Sicht und in Bezug auf Treibhausgasemissionen stellen sich die Biogasanlagen in BW insgesamt als effizient betriebene Anlagen dar. Abhängig von der Anlagengröße und betriebsspezifisch zeigt sich aber durchaus noch Entwicklungs- und Optimierungspotenzial.

In Hinblick auf den Substrateinsatz sind kleine Biogasanlagen im Durchschnitt durch höhere Anteile an Gülleinsatz gekennzeichnet. Mit zunehmender Anlagengröße nimmt der Anteil an Gülle ab und der Anteil an Silomais zu. In den kleinen Größenklassen ist der Anteil an gasdicht abgedeckten Gärrestlagern mit 10 % bis 30 % an den Gärrestlagern dieser Größenklassen vergleichsweise gering. Die Größenklassen 326 – 500 kW und > 501 kW sind durch höhere Anteile von 45 bis 50 % an gasdicht abgedeckten Gärrestlagern gekennzeichnet. Offene Gärrestlager können zu nennenswert erhöhten Treibhausgasemissionen aus Biogasanlagen beitragen. Das Vorhandensein gasdicht abgedeckter Gärrestlager hat betriebsspezifisch ebenfalls einen nennenswerten Einfluss auf die Verweilzeit der Substrate im gasdichten System. Gut 50 % der Betriebe aus der Umfrage weisen Verweilzeit von über 150 Tagen im gasdichten System auf und erfüllen damit bereits die Vorgaben, die an Biogasanlagen über die VDI-Richtlinie 3475 (Blatt 4) gestellt werden.

Anlagen mit einem BHKW weisen im Durchschnitt eine sehr hohe Auslastung auf, da Fermenter- und BHKW-Leistung meist sehr gut aufeinander abgestimmt sind. Anlagen mit zwei oder drei BHKW haben im Durchschnitt eine geringere Auslastung. Hier zeigt sich betriebsspezifisch Potenzial zur Steigerung der Auslastung oder für einen flexiblen Anlagenbetrieb. Der Ausbau der Wärmenutzung, der einen wesentlichen Beitrag zu einer hohen Gesamteffizienz der Biogasbetriebe leistet, ist insbesondere in den Größenklassen über 326 kW weit vorangeschritten. Hier haben die Anlagenbetreiber in den letzten Jahren umfangreiche Maßnahmen zum Ausbau der Wärmenutzung ergriffen. Dies zeigt sich sowohl am aktuellen Anteil der Wärmenutzung als auch an den getätigten Investitionen der Anlagenbetreiber für z. B. den Bau von Wärmenetzen. Insgesamt gesehen haben die Anlagenbetreiber seit Inbetriebnahme ihrer Anlagen z. T. umfangreiche Nachrüstinvestitionen getätigt, die u. a. auch einen wichtigen Beitrag zur Steigerung der Effizienz der Anlagen geleistet haben.

Projektförderung

Das Projekt wurde gefördert durch das Land Baden-Württemberg und das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz (MLR) mit Mitteln der Baden-Württemberg Stiftung. Der Projektbericht ist verfügbar auf der Internetseite der Bioenergieforschungsplattform des MLR Baden-Württemberg (<http://www.bioenergieforschungsplattform-bw.de/pb/,Lde/Startseite>).

Literatur

BIOGAS FORUM BAYERN (2012): Empfehlungen für die messtechnische Ausstattung landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Nr. IV – 7/2012. URL: www.biogas-forum-bayern.de/ (Stand: 13.01.2014).

BIogene Gase (2013): Universität Hohenheim (Institut für Agrartechnik); Universität Stuttgart (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung und Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik); Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Stuttgart; Universität Karlsruhe – DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut; Karlsruher Institut für Technologie – Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse. Schlussbericht zum Vorhaben „Systemanalyse Biogene Gase BW“, verfügbar auf der Internetseite der Bioenergieforschungsplattform BW. URL: <http://www.bioenergieforschungsplattform-bw.de/pb/,Lde/Startseite> (Stand 14.05.2014).

KURATORIUM FÜR TECHNIK UND BAUWESEN IN DER LANDWIRTSCHAFT (KTBL) (2009): Faustzahlen Biogas. Hrsg. v. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft, 2. Auflage, Darmstadt.

MINISTERIUM FÜR LÄNDLICHEN RAUM UND VERBRAUCHERSCHUTZ (MLR) (2012): Entwicklung der Biogasanlagen in Baden-Württemberg sowie den Stadt- und Landkreisen. MLR Ref. 51 und Staatliche Biogasberatung Baden-Württemberg 2004 bis 2012. Bearbeitung LEL Schwäbisch-Gmünd. Verfügbar als Excel-Sheet, URL: www.landwirtschaft-bw.info (Stand: 12.06.2013).

REINHOLD, G.; KOHLHASE, M.; GÖDEKE, K. (2010): Bedeutung verfahrenstechnischer Parameter für die Biogasausbeute und das Restgaspotential. 4. Rostocker Bioenergieforum, 27.-28.10.2010. Rostock. URL: www.tll.de/ainfo/pdf/biop0111.pdf (Stand: 12.06.2013).

STAATLICHE BIOGASBERATUNG BADEN-WÜRTTEMBERG (2013): Interne Datensammlung, Angaben zur durchschnittlichen Leistung der Biogasanlagen in BW im Betriebsjahr 2012 bezogen auf Größenklassen.

STENULL, M.; HÄRDTLEIN, M.; ELTROP, L. (2011): Mobilisierung von Effizienzreserven aus Biogasanlagen in Baden-Württemberg – Ergebnisse aus einer Umfrage für das Betriebsjahr 2009 – gefördert durch das Ministerium für Ländlichen Raum, Ernährung und Verbraucherschutz Baden-Württemberg mit Mitteln der Landesstiftung Baden-Württemberg, Stuttgart.

Mobile Versuchsanlage zur Ertragssteigerung/ Prozessoptimierung von Biogasanlagen (VESBA)

Jens Zosel¹, Andreas Klockow¹, Matthias Schelker¹, Wolfram Oelßner¹, Ralf Winterberg², Peter Zimmermann³, Volker Seela⁴, Michael Mertig¹

¹ Kurt-Schwabe-Institut für Mess- und Sensortechnik e.V. Meinsberg
Kurt-Schwabe-Straße 4, 04736 Waldheim
E-Mail: zosel@ksi-meinsberg.de

² CORDES+WINTERBERG GbR, Seestraße 2A, 39175 Biederitz

³ TEB Ingenieurbüro Peter Zimmermann, Mühltaler Straße 6, 12555 Berlin

⁴ elbe bioenergie GmbH, Rathenower Straße 29, 39576 Stendal

Schlagwörter: Optimierung, Biogasprozess, portable Anlage, Multisensorik, Gelöstgasmessung, Telemetrie

Zusammenfassung

Mit dem Projekt werden die Ziele verfolgt, durch kleintechnische Prozesssimulation und -modellierung in unmittelbarer Nachbarschaft zu Biogas-Großanlagen mit den dort verfügbaren Substraten die Biogasgewinnung aus unterschiedlichen biogenen Medien zu optimieren, die Effizienz und Betriebssicherheit dieser Großanlagen deutlich zu verbessern und damit den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu erhöhen und zur umweltfreundlichen Energiebedarfsdeckung und Abfallverwertung beizutragen. Dazu wurde eine portable Biogas-Versuchsanlage (VESBA) mit vollautomatisierter Betriebsführung, Fernüberwachung und umfangreicher Ausstattung an Online-Messtechnik entwickelt, hergestellt und im Feldeinsatz neben einer Biogas-Großanlage erprobt, die mit einem Mischsubstrat aus Maissilage, Hühnertrockenkot und Rindergülle betrieben wird. Für die VESBA wurden u. a. neue Sensoren zur Bestimmung gelöster Gase (Wasserstoff und Methan), zur Erkennung von Schaumbildung und für die präzise Füllstandsmessung erstmals über lange Zeiträume im Feldeinsatz getestet. Die Anlage gestattet die lückenlose Fernüberwachung aller Parameter und ermöglicht eine flexible, zeitlich eng getaktete Fütterung eines breiten Spektrums fester, breiiger und flüssiger Eingangssubstrate. Im kontinuierlichen Feldeinsatz über mehr als drei Monate konnten umfangreiche Praxiserfahrungen gesammelt, die Zuverlässigkeit des Konzeptes unter Beweis gestellt und wichtige Hinweise für das Fütterungsregime der Großanlage abgeleitet werden.

Summary

The goals of the project presented here consist in the small scale process simulation and modeling in the direct vicinity of industrial scale biogas production plants with the on-site available forage to optimize biogas production efficiency, to improve operation reliability

and therefore to increase the fraction of renewable energies for electrical power supply as well as to contribute to ecological energy conversion and waste processing. To attain these goals a portable biogas testing plant (VESBA) with fully automated operating control, telemonitoring and extensive multi-parameter online measuring technique was developed, manufactured and tested continuously over more than three months beside an industrial scale biogas plant, converting a mixture of maize silage, poultry and cattle manure into electricity and heat. The VESBA enables interruption-free remote control of a variety of measuring parameters and operating conditions. It is designed to establish automatically flexible and tightly clocked feeding of a broad spectrum of solid, pulpy and liquid forage substrates. During the long-term field test substantial practical experiences were collected, the concept reliability could be proved and important information for the feeding regime of the industrial plant was derived.

Problemstellung

Mit unterschiedlichen und wechselnden Substraten sowie biogenen Reststoffen betriebene Biogasanlagen zeigen häufig instabiles Betriebsverhalten und werden deshalb oft weit unterhalb ihres möglichen Leistungspotenzials betrieben (FNR 2009). In vielen Fällen besteht die Ursache für dieses Phänomen in einem unzureichenden Prozess-Monitoring. Einschlägige Studien und eigene Arbeiten haben deutlich gezeigt, dass der aktuelle Anlagenbestand nur bedingt für die Nutzung dieser Substrate geeignet ist. Insbesondere ist das Fermentationsvolumen zahlreicher großtechnischer Anlagen für die Nutzung problematischer oder langsam abbaubarer Substrate (Festmist, Hühnertrockenkot, Hirse- und Grassilage) zu gering bemessen. Bei den meisten der in Deutschland vorhandenen Biogasanlagen besteht deshalb ein Optimierungspotenzial von mindestens 10 %. Um dieses Potential zu erschließen, wurden in der Vergangenheit bereits Konzepte mit mobilen Versuchsanlagen entwickelt und erprobt, die zu vor Ort einsetzbaren Versuchsmustern bzw. Prototypen führten (DAIO Engineering 1999), (Antikainen 2011), (ULTRAWAVES GmbH 2012). Diese Anlagen ließen ein nur eingeschränktes Prozessmonitoring zu und waren meist darauf gerichtet, nur die Frage nach der grundsätzlichen anaeroben Vergärbarkeit bestimmter Substrate bzw. Substratgemische und dem zu erwartenden Methanertrag zu klären. Es wurden darüber hinaus mit solchen mobilen halbertechnischen Biogasanlagen erste Ansätze verfolgt, um im Feld ein auf Großanlagen übertragbares Langzeit-Monitoring zu etablieren (Krebs 2009), (Rosenberger 2013). Weiterhin sind mobile Biogasanlagen bereits kommerziell verfügbar, mit denen bekannte Substratgemische in vorher optimierten Prozessen ohne größere Baumaßnahmen vor Ort umgesetzt werden können (agriKomp GmbH 2012). Die in diese Versuchs- bzw. Produktionsanlagen integrierte Mess- und Sensortechnik lässt jedoch keine umfassende Prozesscharakterisierung zu, so dass Untersuchungen eventueller Instabilitäten und auch eine Prozessoptimierung mit diesen Prototypen bzw. Produkten nur sehr eingeschränkt möglich sind.

Mittels der hier vorgestellten mobilen Biogas-Versuchsanlage VESBA soll diese Lücke gefüllt und damit weitere Umsetzungspotenziale erschlossen werden. Dabei waren folgende Ziele zu erreichen:

- Komplexe Erfassung des Ist-Zustandes,
- Optimierung der Substratvorbehandlung,
- Verbesserung der Prozesseffizienz,
- Erhöhung des Methanertrags,
- Vermeidung toxischer Effekte sowie
- Repowering von Anlagen.

Lösungsansatz

Die mobile Biogas-Versuchsanlage VESBA ist mit Vorrichtungen zur Fütterung mit festen und flüssigen Substraten ausgestattet. Viele, teilweise neu entwickelte Sensoren im Gärmedium und im Biogas ermöglichen die sichere und schnelle Erfassung des Zustandes des Biogasmediums. Ein neues Messsystem zur In-situ-Bestimmung des gelösten Wasserstoffs im flüssigen Inhalt des Fermenters (Schelter et al. 2013) liefert in Echtzeit Schlüsselinformationen, die als Basis für abzuleitende verfahrenstechnische Maßnahmen hinsichtlich der Prozessoptimierung sowie auch der Erkennung von Belastungsgrenzen zur sicheren Vermeidung von Systemabstürzen geeignet sind.

Ein wesentliches Entwicklungsziel des VESBA-Projekts war, den sicheren Anlagenbetrieb im Feldeinsatz mit minimalem Personalaufwand zu gewährleisten. Als sinnvolle Lösung erweist sich hierfür, die Anlage durch den Aufbau einer stabilen Datenverbindung über das Mobilfunknetz für Berechtigte kontrollierbar zu machen. Auf diese Weise wird die permanente Anlagenüberwachung bei gegebener Möglichkeit, direkt auf die Steuerung einzuwirken, realisiert. Zusätzlich konnte durch eine mehrstufige Übertragung der Messdaten auch bei Hardwareausfall eine hohe Datensicherheit erzielt werden.

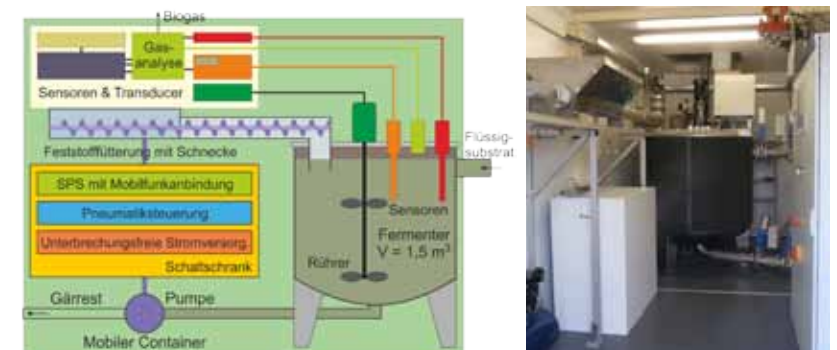


Abbildung 1: Schema und Innenansicht der portablen Biogas-Anlage VESBA mit verschiedenen Möglichkeiten der Feststoff- und Flüssigfütterung

Technische Realisierung

Die in Abbildung 1 gezeigte mobile Biogasanlage ist in einem transportablen Container untergebracht, der mit einem für 20'-Container (6,06 m Länge) vorgesehen LKW mit On-board-Kran innerhalb von 30 min verladen werden kann. Sie enthält einen zylindrischen Fermenter mit 1,5 m³ Fassungsvermögen, der durch ein Rohr- und Pumpsystem an eine kommerzielle Biogasanlage gekoppelt werden kann.

Zur Fütterung fester Substrate wurden automatische Fütterungseinrichtungen entwickelt. Insbesondere wurden neue Lösungen gefunden, um dem vergleichsweise kleinen Fermenter auch sehr grobstückige Substrate unter Sauerstoffabschluss quasi-kontinuierlich zuführen zu können, wobei nur einmal täglich Substrat nachgefüllt werden muss. Die Biogasanlage verfügt außerdem über einen weiteren Vorratsbehälter mit Dosiervorrichtung zur automatischen Fütterung flüssiger Substrate.

Die in Tabelle 1 aufgeführten Sensoren sorgen für die sichere und schnelle Erfassung des Zustandes des Biogasmediums. Das neu entwickelte In-Situ-Messsystem zur Bestimmung des gelösten Wasserstoffs besteht im Wesentlichen aus einer Extraktionseinheit, einem Gaschromatographen und einer Festelektrolyt-Zelle, die als coulometrischer Detektor eingesetzt wird (Schelter et al. 2013).

Mittels einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS 750 der Fa. WAGO) wurden Automatisierung, Signalverarbeitung und Datenaufzeichnung der mobilen Biogasanlage implementiert. Die Visualisierung aller Parameter und die Bedienung von manuell ansprechbaren Komponenten erfolgt über einen Kontrollrechner mit berührungssensitivem Monitor.

Tabelle 1: Übersicht über die in der mobilen Biogasanlage enthaltenen prozessnahen Sensoren

Sensor	Messgröße
Extraktionseinheit mit GC	Gelöster Wasserstoff
Glaselektrode	pH-Wert
Redoxelektrode	Redoxpotenzial
Referenzelektrode	Bezugspotenzial für pH- und Redox-Messung
Infrarot-Gassensoren	Methankonzentration im Biogas
	Kohlendioxidkonzentration im Biogas
Amperometrischer Gassensor	Wasserstoffkonzentration im Biogas
Thermischer Massestromsensor	Biogas-Volumenstrom
Drucksensoren (3 Stück)	Füllstand und Druck im Headspace
Leitfähigkeitssensor	Schaumerkennung
PT-1000-Sensor	Fermenter-Innentemperatur
PT-100-Sensoren (4 Stück)	Heizungstemperaturen
PT-100-Sensoren (6 Stück)	Anlagentemperaturen

Die Anlage wird bei Ausfällen oder Störungen an wichtigen Aggregaten automatisch in sichere Betriebszustände überführt, wobei berechnete Personen durch eine kurze Fehlermitteilung per Mobilfunk darüber informiert werden. Diese Übertragung wird außerdem zur telemetrischen Anlagensteuerung sowie für den Messdatentransfer genutzt.

Ergebnisse

Zur Untersuchung wesentlicher Eigenschaften der VESBA wurde ein Langzeitversuch an einer Biogas-Großanlage durchgeführt, die mit einem Substratgemisch aus Maissilage, Hühnertrockenkot (HTK) und Rindergülle (48/27/25 Masse-%) gefüttert wird. Zugrunde lag die Fragestellung, auf welche Weise und in welchem Ausmaß sich der HTK-Anteil ohne größere Prozessbeeinträchtigungen erhöhen lässt. Der Fermenter der VESBA wurde zu Beginn mit Gärsubstrat befüllt, das unmittelbar zuvor aus der Biogas-Großanlage entnommen worden war. Mit der Fütterung des o. g. Substratgemisches wurde sofort nach der Befüllung begonnen. Nach einer Startphase mit konstanter Fütterung der Anteile wurde der HTK-Anteil zugunsten der Maissilage kontinuierlich auf etwa 35 Masse-% erhöht, eine weitere Stabilisierungsphase abgewartet und im letzten Drittel des Versuches dessen Anteil auf etwa 49 Masse-% gesteigert. Der Verlauf der gefütterten Substratanteile sowie des für die Schaumbekämpfung zugeführten Wassers ist in Abbildung 2 dargestellt.

Während der Startphase wurden die Betriebsparameter der VESBA an das Substratgemisch angepasst und der Prozess optimiert. Eine Anpassung betraf die Fermenterheizung, die gemäß Abbildung 3 aus vier flexiblen und getrennt ansteuerbaren Heizmatten bestand, die auf die 2 mm dicke Edelstahl-Wandung des Fermenters aufgeklebt waren. Der Temperaturregelung lag zunächst ein Zweipunkt-Heizer mit einer Hysterese > 20 °C zugrunde, wobei im eingeschwungenen Zustand während einer Heizphase die vier Heizmatten einzeln im Umlaufbetrieb angeschaltet wurden (Abbildung 3). Der sich dadurch für das wandnahe

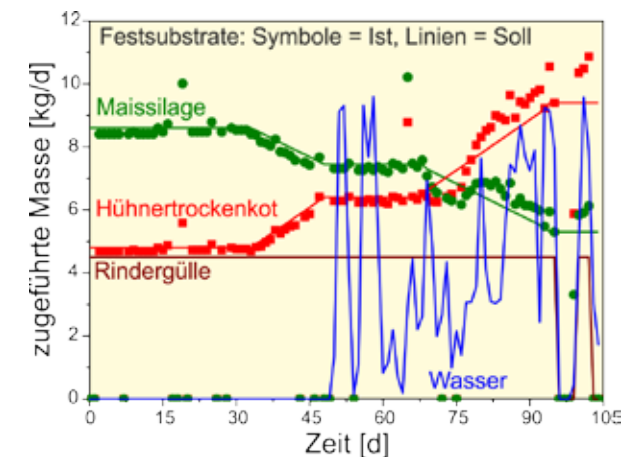


Abbildung 2: Verlauf der Masse-Anteile der täglich gefütterten Substrate sowie des für die Schaumbekämpfung zugeführten Wassers während des Langzeit-Feldversuches

Gärsubstrat ergebende thermische Stress während der Heizphase bildete sich mit überraschend kurzer Ansprechzeit sowohl in den aus dem Biogas gewonnenen Signalen als auch bei der Gelöst- H_2 -Konzentration ab, wie die in Abbildung 4 dargestellten Kurven belegen. Neben dem gut sichtbaren sofortigen steilen Anstieg von Methan- und Wasserstoffvolumenstrom im Biogas zeigt sich ein zeitlich verzögerter zweiter Anstieg, der durch die steigende Temperatur im gesamten Substrat hervorgerufen wird. Der zeitlich verzögerte Anstieg des Signals des Gelöst- H_2 -Sensors nach einer Heizperiode ist auf dessen Positionierung in der Fermentermitte zurückzuführen, da die Auswirkungen des Thermopulses hier deutlich später wirksam wurden.

Der Vergleich zwischen dem Gelöst- H_2 -Partialdruck und dem H_2 -Volumenstrom im Biogas während des in Abbildung 4 gezeigten Teils der Startphase belegt, dass im Verlauf einer Woche der Wasserstoff nur im Substrat akkumuliert wird. Dieses Phänomen kann gemäß Literatur (Pauss et al. 1990) u. a. darauf zurückgeführt werden, dass sich im Gasraum

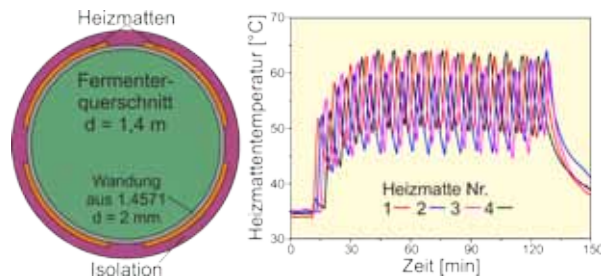


Abbildung 3: Fermenterheizung und typischer Temperaturverlauf an den Heizmatten während einer Heizphase bei nicht optimierter Zweipunktregelung

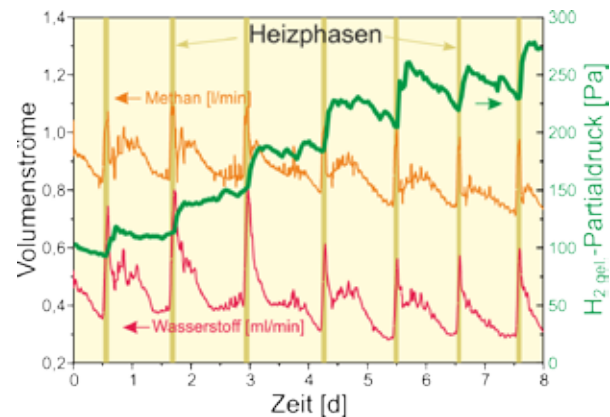


Abbildung 4: Verlauf von Gelöst- H_2 -Partialdruck sowie Methan- und H_2 -Volumenstrom im Biogas während der Startphase bei Zweipunkt-Regelung der Heizung

von Biogas-Fermentern bereits nach wenigen Tagen Bakterienkulturen ansiedeln können, die den gasförmig emittierten Wasserstoff gemeinsam mit Leckage-Sauerstoff als Energiequelle nutzen. Der Kurvenverlauf ist ein Indiz für diese Ursache.

Nachdem die Heizungsregelung so optimiert wurde, dass die pro Heizvorgang lokal eingebrachte Energiemenge ein Minimum annimmt, sank der Gelöst- H_2 -Partialdruck sofort deutlich ab, wie die Resultate in Abbildung 5 belegen. Damit war ein stabiler Anlagenbetrieb gesichert. Die Methanproduktion erhöhte sich bis zum Beginn der Steigerung des HTK-Anteils.

Zu Beginn dieser Steigerungsphase des HTK-Anteils ging die Methanbildung deutlich zurück und mündete in ein Minimum nach etwa 48 Versuchstagen. Dieser Rückgang ging einher mit einem deutlichen Anstieg der Viskosität des Gärmediums und war außerdem durch eine massive Schaumbildung gekennzeichnet. Nach der Installation einer Schaumbekämpfung auf der Basis einer Wasservernebelung gemäß Abbildung 6 stabilisierte sich der Prozess wieder. Die verringerten Methanvolumenströme zum Ende der HTK-Steigerungsphase sind auf verringerte Fütterungsraten der festen Substrate zurückzuführen. Diese werden u. a. durch eine abnehmende Förderfähigkeit des Maissilage/HTK-Gemisches im installierten Schneckenförderer verursacht, da HTK die Anhaftung des Substrates an den Behälterwänden sowie die Brückenbildung verstärkt.

Wie oben bereits beschrieben, muss für eine zuverlässige Prozessführung insbesondere bei kritischen Substratumstellungen ein System zur Schaumerkennung und -bekämpfung im Biogasfermenter unbedingt vorhanden sein, da die Schaumbildung ein frühes Gefahrenzeichen für Prozessinstabilitäten ist. Um bislang ungelöste Probleme bei der Schaumbekämpfung in Labor-Biogasfermentern zu umgehen, wurde das in Abbildung 6 aufgeführte Sensor-Aktor-System neu entwickelt und erprobt. Es besteht aus zwei Edelstahl-Leitfähigkeitselektroden und einem Perforator mit Pralldüse, durch den impulsartig flüssige Medien zur Schaumbekämpfung vernebelt werden. Bei Auftreten von Schaum (Schaumsignal > 10 %) wurden pro Stunde durch die Pralldüse 15 Druckimpulse von je

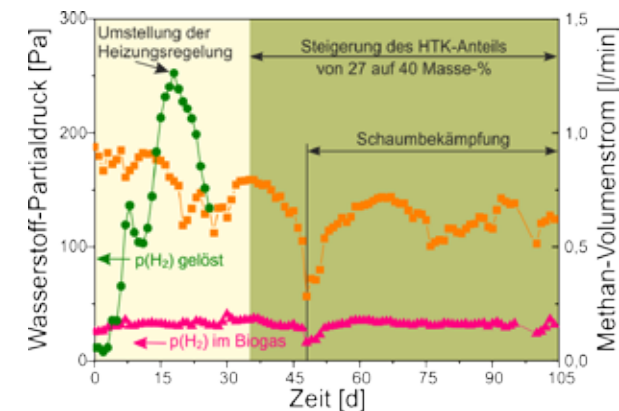


Abbildung 5: Verlauf von Methan-Volumenstrom und Wasserstoffpartialdrücken im Biogas sowie im Substrat während des Langzeitversuches neben einer Biogas-Großanlage

20 ml Wasser abgegeben. Das Design der Pralldüse und die fluiddynamische Auslegung ermöglichten eine scheibenförmige Vernebelung von Wasser im Gasraum des Fermenters in einem Bereich mit einem Durchmesser von etwa 60 cm. Im Bereich dieser Vernebelung waren alle weiteren Sensoren positioniert, so dass der Prozess auch bei Schaumbildung ohne Unterbrechung zuverlässig weitergeführt werden konnte.

Der in Abbildung 7 gezeigte Tagesverlauf des vom Messwandler gemäß Abbildung 6 erhaltenen Ausgangssignals ist für das Auftreten von Schaum typisch. Die Wirksamkeit dieses Sensor-/Aktor-Systems konnte über mehrere Wochen Prozessdauer demonstriert werden, wobei der Verlauf des dabei dosierten Wassers gemäß Abbildung 2 eine extrem sporadische Schaumbildung belegt.

Das Signal der in Abbildung 6 aufgeführten Leitfähigkeitselektroden zur Schaumerkennung kann nur dann langfristig stabil korrekt interpretiert werden, wenn andererseits eine zuver-

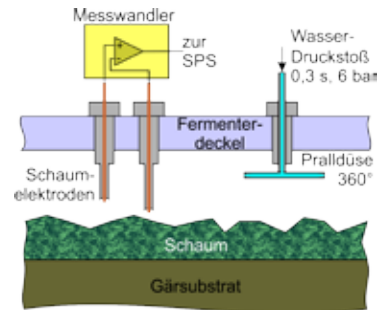


Abbildung 6: Sensor/Aktor-System zur Erkennung und Bekämpfung von Schaum

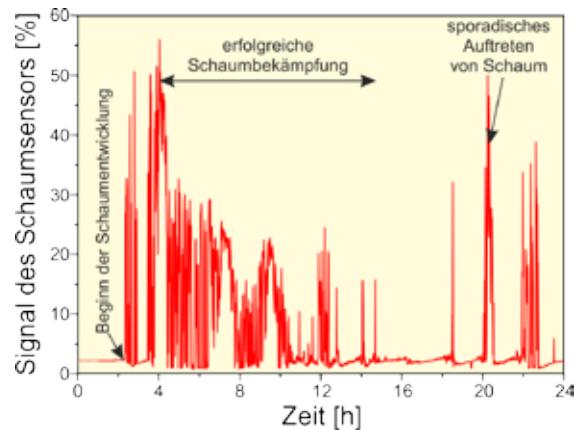


Abbildung 7: Typischer Tagesverlauf des Signals des Schaumsensors während der Phase der HTK-Steigerung

lässige Füllstandsregelung verfügbar ist. Dazu wurden in die VESBA drei Drucksensoren installiert, von denen einer den Gasdruck im Gasraum überwacht und die beiden weiteren in unterschiedlicher Höhe im Gärsubstrat angebracht wurden. Auf diese Weise lassen sich sowohl das Gasraum-Volumen als auch die Substratdichte korrekt überwachen.

Der in Abbildung 8 aufgeführte Kurvenverlauf zur Substratdichte belegt, dass diese im Verlauf des Feldversuches Schwankungen um mehr als 10 % vom Maximalwert unterworfen war, so dass mit einem einzelnen Drucksensor keine adäquate Füllstandskontrolle möglich gewesen wäre. Die Ursache für das ausgeprägte Dichteminimum am Tag Nr. 31 konnte nicht zweifelsfrei ermittelt werden und besteht wahrscheinlich ebenfalls in einer Zunahme der Viskosität des Gärsubstrates, die zu einer verzögerten Aufstiegs geschwindigkeit der Biogasblasen und somit zu einem höheren Gasanteil im Gärmedium führt.

Die Raumbelastung mit organischer Trockensubstanz (oTS) erhöhte sich während des Feldversuches durch die Steigerung des HTK-Anteils von 3 kg oTS/(m³ · d) auf Werte von bis zu 4 kg oTS/(m³ · d).

Zusammenfassend kann eingeschätzt werden, dass die mit der VESBA im Feldeinsatz gewonnenen Resultate den Betreibern der entsprechenden Biogas-Großanlage eine Reihe wertvoller Informationen liefern, mit denen sich der Anlagenbetrieb sowohl ökonomisch als auch prozesstechnisch weiter optimieren lässt, ohne ein Sicherheitsrisiko eingehen zu müssen.

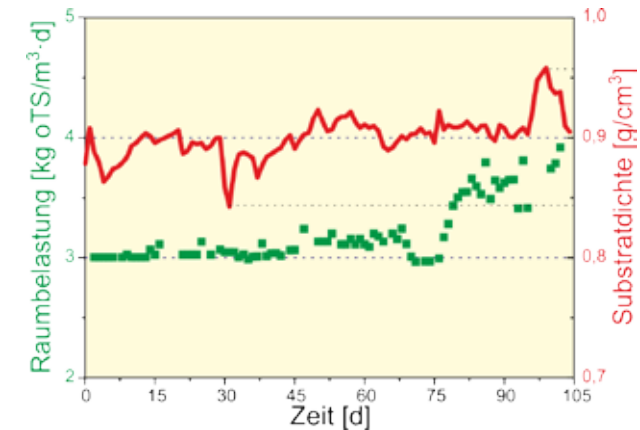


Abbildung 8: Verlauf der Dichte des Gärsubstrates und der Raumbelastung mit organischer Trockensubstanz in der VESBA während des Langzeit-Feldversuches

Schlussfolgerung und Ausblick

Mobile Biogas-Versuchsanlagen schaffen völlig neue Möglichkeiten, bestehende Biogasanlagen zu optimieren und weitere Biogaspotenziale zu erschließen. Die hier vorgestellte Anlage ist ein flexibel einsetzbares Werkzeug, das insbesondere für die Beurteilung von Anlagen zur Verwertung biogener Rest- und Abfallstoffe hervorragend geeignet ist. Die gewonnenen wissenschaftlichen Erkenntnisse zur Technologie und Dynamik von Biogasprozessen sollen auf reale Biogasanlagen übertragen werden. Weiterhin ist vorgesehen, die Online-Sensorik der VESBA im Hinblick auf die Bestimmung von flüchtigen Fettsäuren zu erweitern.

Literatur

AGRIKOMP GmbH (2012): Güllewerk, die mobile Biogasanlage. (Broschüre). URL: <http://www.biogastech-nik.de/downloads.html> (Stand: 02.03.2014).

Antikainen, E. (2011): Mobile biogas plant, Savonia university of applied sciences, Finland, Projektinformation, URL: www.savonia.fi/ymparistotekniikka (Stand: 04.02.2014).

DAIO ENGINEERING, Co. LTD., TOKYO JAPAN (1999): Semi-mobile small Biogas plant, Biogas Application 5/99.

FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. (FNR) (2009): Biogas-Messprogramm II.

KREBS, C. (2009): Vergleich des Betriebes von Biogasreaktoren unterschiedlicher Baugröße. Diplomarbeit, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Deutsches Biomasse-Forschungszentrum Leipzig.

PAUSS, A.; ANDRE, G.; PERRIER, M.; GUIOT, S.R. (1990): Liquid-to-Gas Mass Transfer in Anaerobic Processes: Inevitable Transfer Limitations of Methane and Hydrogen in the Biomethanation Process, Appl. Environ. Microb. 56, S. 1636-1644.

ROSENBERGER, S.; HAMNANN-STEINMEIER, A.; LIETMANN, M.; KEILAU, J. (2013): Optimierung von Biogasanlagen. Forschungsbericht der Fakultät Ingenieurwissenschaften und Informatik der Hochschule Osnabrück, S. 103.

SCHELTER, M.; ZOSEL, J.; OELSSNER, W.; GUTH, U.; MERTIG, M. (2013): A solid electrolyte sensor for trace gas analysis. Sensors and Actuators B: Chemical 187, S. 209-214, DOI: 10.1016/j.snb.2012.10.111 (Stand: 14.02.2014)

ULTRAWAVES GmbH (2012): Mobile container plant. (Broschüre). URL: <http://www.ultrawaves.de/> (Stand: 12.02.2014).

Projektförderung

Das dieser Arbeit zugrunde liegende Vorhaben wurde gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestags unter dem Förderkennzeichen 03KB045. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren, die für die Förderung danken.

Die Autoren danken Herrn A. Kohlhaas und Herrn S. Krause, Bioenergie Büstedt GmbH & Co. KG, Velpke, für die ausgezeichnete Betreuung der VESBA während des Langzeitfeldversuches.

MultiSens - Multipositionssensorik und lanzenbasierte Probenahme zur Optimierung und Flexibilisierung von Biogasprozessen

Erich Kielhorn¹, Sandra Pässler², Christian Hälsig³, M. Nicolas Cruz Bournazou¹, Winfried Vonau², Peter Neubauer¹, Stefan Junne¹

¹ Technische Universität Berlin, Institut für Biotechnologie, Fachgebiet Bioverfahrenstechnik, Ackerstrasse 76 ACK24, 13355 Berlin
E-Mail: erich.kielhorn@tu-berlin.de
www.bioprocess.tu-berlin.de

² Kurt-Schwabe-Institut Meinsberg, Kurt-Schwabe-Straße 4, 04736 Waldheim

³ teleBITcom GmbH, Potsdamer Str. 18A, 14513 Teltow

Schlagwörter: Multipositionssensorik, Probenahme, Prozesssteuerung, Prozesskontrolle

Zusammenfassung

Obwohl es sich bei Biogasanlagen um aus biotechnologischer Sicht hochkomplexe Systeme handelt, erfassen die bestehenden Überwachungssysteme in Biogasanlagen nur wenige Parameter. Sie basieren auf Sensoren, die fest installiert sind und somit lediglich punktuelle Informationen über den Zustand des Prozesses liefern. Durch die Größe der Biogasreaktoren und die diskontinuierliche Durchmischung herrschen jedoch keine homogenen Verhältnisse im laminaren Fließfeld vor. Es kommt abhängig von der Betriebsweise zur Bildung von zeitlichen und örtlichen Gradienten. Die unzureichende Kenntnis über anlagenspezifische Kenngrößen kann dazu führen, dass die geringe messtechnische Ausstattung nicht ausreicht, um Störungen frühzeitig zu erkennen oder die Betriebsführung zu optimieren.

Im Rahmen des Projekts „MultiSens“ wurden für ein besseres Monitoring von Anlagen mobile Probenahme- und Sensorsysteme entwickelt und an bestehenden Anlagen eingesetzt, um mögliche Gradienten und deren Einfluss auf den Biogasprozess zu untersuchen. Mikrosensoren zum Einsatz in Multiparametersonden wurden weiterentwickelt, um ihre Langzeitstabilität in Biogasfermentern sicherzustellen. Der Aufbau als Multiparametersonde erlaubt dabei einen einfachen Einbau in Bestandsanlagen und den mobilen Einsatz in der Flüssigphase zur Identifikation von kritischen Stellen. Die Messköpfe sind in portable Lanzenysteme integriert, welche die Verbringung der Sensoren an verschiedene Stellen im Inneren des Reaktors ermöglichen. Zeitgleich wurde die lokale als auch die Fernübertragung der Daten mit Funktechnik konzipiert. Parallel dazu wurden Probenahmesysteme entwickelt, welche die begleitende Entnahme von Proben aus dem Kern der Flüssigphase erlauben.

Es konnte gezeigt werden, dass die Detektion von Gradienten mit Mikrosensoren für die Erfassung des pH-Wertes, des Redoxpotenzials und der Temperatur möglich ist. Die Offline-Analyse der ortsvariablen Proben erbrachte den Nachweis der ungleichmäßigen Verteilung von prozessrelevanten Metaboliten und weiteren Zielparametern. Die Online-Datenerfassung und deren Verfügbarkeit über eine Web-Plattform wurden demonstriert. Diese Daten können für eine modellbasierte Prozesssteuerung eingesetzt werden und so zu einer verbesserten Anlagenführung beitragen.

Summary

From a biotechnological point of view, biogas plants represent highly complex systems, however, only a few parameters are recorded with the existing monitoring systems. They are based on sensors, which are permanently installed, thus providing only punctual information about the state of the process. Due to the size of the biogas reactors and the discontinuous mixing, no homogeneous conditions exist in the laminar flow field. Depending on the mode of operation, temporal and spatial gradients are formed. The little knowledge about plant-specific parameters leads to an insufficiency of measurement equipment for the early detection of disturbances and for the optimization of the plant operation.

In the project „MultiSens“, mobile sampling and sensor systems for improved plant monitoring have been developed and applied in order to investigate the occurrence of gradients in the fluid phase in industrial plants and their influence on the biogas process. Microsensors for the application in multi-parameter probes have been improved to ensure their long-term stability when used in biogas digesters. The multi-parameter design allows an easy integration in the plant infrastructure and mobile application in the liquid phase for the identification of critical points. The probes are integrated into portable lance systems, allowing the positioning of sensors at different locations inside the reactor. Simultaneously, the local and the remote transmission of data have been designed including wireless technology. In parallel, sampling systems have been developed that allow the concomitant removal of samples from the core of the liquid phase.

It has been shown that the detection of gradients is achievable with microsensors for measuring the pH-value, the redox potential and the temperature. The offline analysis of the samples provided evidence of the uneven distribution of process-relevant metabolites and other target parameters. The online data collection and its availability on a web platform have been demonstrated. This data can be used for a model-based process control and thus lead to an improved plant operation.

Hintergrund

Der Einsatz biogener Reststoffe in Biogasanlagen, deren Nährwert pro Charge starken Schwankungen unterliegt, ruft insbesondere bei Umstellungen der Substratzusammensetzung große Prozessinstabilitäten hervor. Etwaige Störungen treten dabei zuerst am Reaktionsort, also der mikrobiologischen Zelle auf. Deshalb sollte eine Überwachung des Prozesses möglichst nahe an der Zelle, also in der Flüssigphase, stattfinden. Anders als in der Gasphase ist nur ein Phasenübergang von der Zelle in die Flüssigphase zu überwinden, d. h. der Einfluss von Diffusion und Vermischung ist geringer als bei Messungen in der Gasphase. Allerdings ist bedingt durch die technischen Gegebenheiten die Ausstattung

von Analysesystemen in der Gasphase in Biogasanlagen wesentlich besser. Eine alleinige Betrachtung der Gasphasenzusammensetzung greift aber insbesondere bei der Detektion von Prozessstörungen zu kurz, da diese oftmals erst mit starker zeitlicher Verzögerung in der Gasphase detektierbar sind. Im Gegensatz zur Gasphase bestehen für den Einsatz von Sensorik in der Flüssigphase größere Herausforderungen an die einzusetzende Technik. Die Sensoren müssen wartungsarm und die Messwerte trotzdem zuverlässig sein. Treten Gradienten auf, muss dies bei der Auswahl der Parameter, bei der Anzahl und des Einsatzortes (z. B. Eintauchtiefe) der Sensoren berücksichtigt werden.

Insgesamt ist die Ausstattung der meisten Biogasanlagen mit Mess- und Regeltechnik immer noch unzureichend, wie z. B. im Biogas-Messprogramm II des Johann-Heinrich-von-Thünen-Instituts ersichtlich, in dem über 400 Anlagen untersucht wurden (Weiland 2009). Dies wird als einer der Gründe für eine ineffiziente Produktion gesehen (Schütte 2007). Während aber in der Gasphase noch relativ viele Parameter untersucht werden, kommt neben Temperatur- und Füllstandsmessung nur unregelmäßig eine Erfassung weiterer relevanter Prozessgrößen in Praxisanlagen zum Einsatz. Damit sind die bisher üblichen Überwachungsmethoden von Biogasanlagen eventuell nicht in der Lage, hinreichend schnell auf Prozessinstabilitäten zu reagieren. Gerade im Hinblick auf eine bessere Einbindung von Biogasanlagen in regional geschlossene Kreisläufe und zur Steigerung der Nachhaltigkeit der Biogasproduktion steigt die Häufigkeit von Substratwechseln und Beladungsänderungen. Hier ergeben sich bei ungenügender messtechnischer Ausstattung Risiken für den Anlagenbetrieb. Erschwerend kommt hinzu, dass durch die Größe der Biogasreaktoren und die diskontinuierliche Durchmischung keine homogenen Verhältnisse im laminaren Fließfeld herrschen – es kommt zur Bildung von Gradienten, sowohl örtlich wie auch zeitlich. Randgängig eingebaute Messgeräte geben nicht unbedingt ein Bild über die herrschenden Verhältnisse im Fermenter. Durch die anlagenspezifische Zusammensetzung der Flüssigphase und unterschiedliche Fahrweisen und Geometrien muss der Einfluss der Gradienten für jede Anlage spezifisch untersucht werden.

Ziel des Projekts „MultiSens“ ist es daher, mobile Probenahme- und Sensorsysteme zu entwickeln, die sowohl kostengünstig als auch einfach einsetzbar und wartungsarm sind. Diese können in Bestandsanlagen implementiert werden. Durch die mobile Online- und Offline-Analytik können prozesszustandsabhängig Gradienten untersucht und kritische Zonen, an denen Störungen zuerst detektierbar sind, identifiziert werden. Darauf aufbauend werden Positionen für die Probenahme und Prozessüberwachung festgelegt. Im Ergebnis soll ein auf den Prozesszustand abgestimmtes Sensorik- und Probenahmeverfahren zu einer Verminderung der Betriebsrisiken führen. Lassen sich die Auswirkungen von Substratwechseln besser überwachen, führt ein an die lokalen Gegebenheiten angepasstes Füttermanagement zudem zu einer Erhöhung der Prozessflexibilität. Schließlich soll die neuartige Überwachungsstrategie in die vorhandene Infrastruktur durch Anwendung von drahtloser Datenübertragung integrierbar sein. Die gewonnenen Daten können Prozessleitsysteme unterstützen und Regelungsmechanismen verbessern.

Methodik / Aktivitäten

Um das Konzept der mobilen Probenahme und Sensorik zu testen, wurde an einer Hydrolysestufe einer zweistufigen 500 kW-Biogasanlage Vorversuche durchgeführt. Bestehende Sensoren (T, pH und Redoxpotenzial) wurden für die Nutzung im Biogassubstrat weiter-

entwickelt und in je drei wasserdichten Messköpfen eingebaut. Diese wurden an einem Edelstahlrohr in 0,1 m, 1,0 m und 1,6 m Tiefe unter der Oberfläche befestigt (Abbildung 1). Die Messköpfe sind mit einem Schutzkorb versehen, der die Elektroden vor mechanischen Beanspruchungen schützt. Da der Füllstand des Hydrolysebeckens schwankt, wurde der obere Messkopf schwimmend installiert. Damit kann eine Füllhöhenchwankung von bis zu 0,8 m ausgeglichen werden. Mit diesem Aufbau wurden die Parameter in verschiedenen Flüssigkeitsschichten ermittelt und gleichzeitig die Langzeitstabilität der Elektroden getestet (Junne et al. 2012a).

Die Elektroden sind direkt an eine Funkübertragung angeschlossen. Damit können die kontinuierlich erhobenen Messwerte über das Mobilfunknetz ortsunabhängig abgerufen werden. Die über lizenzfreien Kurzstreckenfunk eingehenden Messwerte werden über das GSM-Netz in eine Datenbank eingespeist und stehen über ein Webportal zur Verfügung. Mit dieser Technik ist es möglich, bei Parameterüberschreitungen (und damit Prozessstörungen) gezielt Datenpakete mit hoher Datendichte zu übermitteln und dezentral auszuwerten. Insbesondere bei der Nachrüstung von Anlagen entfällt durch die Verbindung mit der Funktechnik die Verkabelung. Lediglich eine externe Stromzufuhr wird benötigt.

Zur Offline-Analyse wurde die Hydrolysestufe an knapp 50 Positionen beprobt. Nach erfolgter Laboranalyse lassen sich Gradienten in einem Verteilungsmuster darstellen, wie z. B. die Konzentration an Essigsäure (Abbildung 2), und der optimale Ort für einen ent-

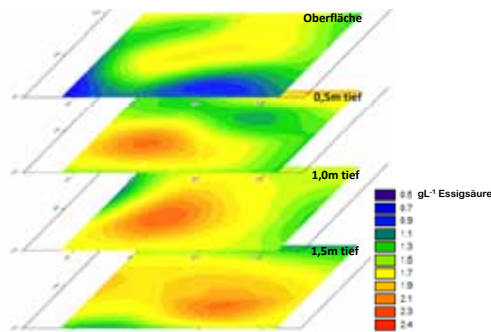


Abbildung 2: Schematisches Verteilungsmuster (Draufsicht) der Essigsäurekonzentration in einem Hydrolysebecken in vier Schichttiefen (0 m, 0,5 m, 1 m, 1,5 m). Die „kritische“ Zone mit erhöhter Essigsäurekonzentration ist orange eingefärbt.



Abbildung 1: Multipositionssensorlanze. Drei Messköpfe mit je drei Elektroden (T, pH, RedOx) sind untereinander an einer Eintauchlanze angebracht (links). Einbausituation in Hydrolysestufe mit schwimmendem Messkopf auf der Flüssigkeitsoberfläche (rechts).

sprechenden Störsensor bestimmen, wenn die Gradienten wie in diesem Beispiel signifikant größer sind als die Bestimmungsgenauigkeit.

Um die gasdichten Fermenter von Bestandsanlagen mit Sensorik nachzurüsten, müssen entweder neue Zugänge geschaffen oder bestehende Öffnungen genutzt werden. Zur Erleichterung des Einbaus und Nutzung auch kleiner Stutzen, wurden die benutzten Elektroden miniaturisiert. Dies erleichtert zudem den mobilen Einsatz.

Die miniaturisierten Elektroden sind in Abbildung 3 (links) dargestellt. Sie sind für den Einsatz im Biogasmedium optimiert und wurden in einer Kapsel zu einer Mehrparametersonde zusammengefasst (Abbildung 3, rechts). Diese Sonden sind in portable Lanzensysteme integriert, welche die Verbringung der Sensoren in das Innere des Reaktors ermöglichen. In Abbildung 4 ist ein Elektrodenkopf auf der Spitze einer Lanze dargestellt, der über 3 m tief in den Reaktor eingeführt werden kann und über einen Funkanschluss kontinuierlich Daten aus dem Inneren des Fermenters liefert.



Abbildung 3: Miniaturisierte Elektroden: Links: Temperaturfühler (Pt1000), Redox-(Platin), Referenz- und pH-Elektrode (Glas). Durchmesser: max. 4 mm, Länge: 40 mm. Standzeiten: > 4 Wochen ohne Nachkalibrierung. Rechts: eingebaute in Sensorkopf

Um die Sensoren auch variabel in der Tiefe positionieren zu können, wurde im laufenden Betrieb eine Zugangsschleuse am Kopfraum des Fermenters angebracht. Über ein inneres Führungsrohr können die Sensoren in horizontaler Richtung verschoben und gleichzeitig in unterschiedliche Tiefen abgesenkt werden. Dies ermöglicht die datenbasierte, ortsabhängige Beschreibung der verschiedenen Parameter über den Verlauf des Prozesses. Gleichzeitig wurden Probenahme-systeme entwickelt, welche die begleitende Entnahme von Proben aus dem Kern der Flüssigphase erlaubt. Die Offline Analyse im Labor wird mit den Online Daten korreliert und der Einfluss von Gradienten sowie die Wahl des Entnahmeortes für die Prozessüberwachung evaluiert.



Abbildung 4: Mehrfachelektrodenkopf aufgesetzt auf eine 4-m-Edstahl Lanze (oben). Einbausituation am Fermenter mit Kabelanschluss an Kurzstreckenfunk (unten)



Abbildung 5: Zugangsschleuse für Messsonde, die an einer 6 m langen Lanze in den Reaktor getaucht wird

Unter dem Reaktorboden (4 m Eintauchtiefe) eine Vielzahl von Proben aus dem Inneren des Reaktors entnommen und im Labor auf ihre Inhaltsstoffe analysiert, um mögliche Gradienten von der Wand bis hin zur Behältermitte zu identifizieren. Zurzeit wird eine maximale horizontale Eindringtiefe von 3 m erreicht, die bereits die Beprobung von Schichten erlaubt, die deutlich außerhalb der laminaren Wandströmung liegen. In einem nächsten Entwicklungsschritt sollen Carbonfaserverstärkte Kunststofflanzen (CFK) den Operationsradius auf bis zu 6 m erweitern.

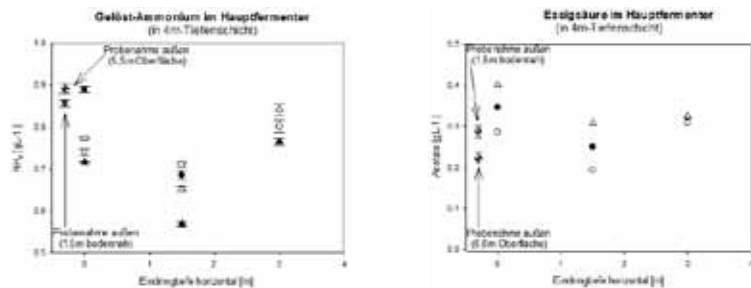


Abbildung 6: Konzentration an Ammonium (links) und Essigsäure (rechts) in einem 2000 m³-Biogasserfermenter abhängig von der Entfernung des Probenahmepunktes von der Reaktorwand (Eindringtiefe). Die Proben wurden 2 m oberhalb des Behälterbodens (4 m Eintauchtiefe) entnommen. Als Vergleichsproben (geviertelt dargestellte Punkte am linken Graphenrand) dienten Proben, die von außen über ein Absperrhahn abgelassen wurden (boden-nah in einer Höhe von 1,5 m und am Kopf des Reaktors in einer Höhe von 5,5 m).

Tiefenmessungen wurden ebenfalls an der Versuchsbiogasanlage der Universität Hohenheim „Unterer Lindenhof“ durchgeführt. Die Fermenter dieser Anlage haben ein stabiles Dach mit insgesamt zwölf DN200 Zugangsöffnungen. Eigentlich vorgesehen für Probenahmen, wurden diese Zugänge benutzt, um die entwickelten Mehrparameterensonden bis zum Boden des Reaktors abzusenken. Dazu wurde eine gasdichte Schleuse entwickelt, die auf die Schieber montiert wird und es erlaubt, den eigentlichen Messkopf an einer 6 m langen Stange in die Reaktorflüssigkeit zu tauchen (Abbildung 5).

Ergebnisse

An einem Fermenter (Volumen: 2000 m³) wurden horizontal in einer Höhe von 2 m oberhalb des Fermenter-

bodens (4 m Eintauchtiefe) eine Vielzahl von Proben aus dem Inneren des Reaktors entnommen und im Labor auf ihre Inhaltsstoffe analysiert, um mögliche Gradienten von der Wand bis hin zur Behältermitte zu identifizieren. Zurzeit wird eine maximale horizontale Eindringtiefe von 3 m erreicht, die bereits die Beprobung von Schichten erlaubt, die deutlich außerhalb der laminaren Wandströmung liegen. In einem nächsten Entwicklungsschritt sollen Carbonfaserverstärkte Kunststofflanzen (CFK) den Operationsradius auf bis zu 6 m erweitern.

Exemplarisch dargestellt sind hier Messwerte für den Gehalt an Ammonium und Essigsäure in der Flüssigphase der Biogasanlage (Probenzentrifugat), dargestellt in Abbildung 6.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Verhältnisse im nahen Randbereich von denen in tieferen Bereichen in der Flüssigphase unterscheiden. Insgesamt schwanken die Werte für die Ammoniumkonzentration um bis zu 30 %, die Essigsäurekonzentrationen sogar um bis zu 50 %. Wandnah wurden jeweils die höchsten Konzentrationen gemessen, die tiefsten in 1,5 m Entfernung von der Behälterwand. Zudem erscheinen hier die Mehrfachmessungen bei größeren Eindringtiefen konsistenter. Die Messwertstreuung nimmt mit der Entfernung von der Wand ab. Auch die Messwerte der Vergleichsproben an außenliegenden Entnahmestellen unterscheiden sich signifikant voneinander. Dies deutet ebenfalls Konzentrationsunterschiede in Bezug auf den vertikalen Probenahmeort an. Die Ergebnisse zeigen die Bedeutung der Auswahl des Messortes in Gärbehältern. Obwohl der untersuchte Reaktor nahezu kontinuierlich gerührt wird, bestehen Gradienten nicht nur in vertikaler, sondern auch in horizontaler Richtung. Zwar konnte bisher nicht geklärt werden, ob bei Prozessstörungen die Gradienten stärker oder schwächer ausgeprägt sind. Es ist jedoch davon auszugehen, dass Störungen zunächst dort sichtbar werden, wo bereits hohe Konzentrationen von üblichen Störstoffen zu finden sind.

Vertikale Gradienten wurden am Versuchsreaktor der Universität Hohenheim untersucht. Dabei wurden vom Dach des Fermenters Probenahmegefäße und Messsonden lotrecht von oben in die Flüssigkeit des Behälters abgesenkt. Die Konzentrationsunterschiede abhängig von der Tiefe des Beprobungspunktes sind hier nicht so groß wie am zuvor untersuchten Reaktor. Dennoch schwanken hier die Werte für den Ammoniumgehalt um bis zu 20 %, für den Essigsäuregehalt noch um ca. 10 % (Abbildung 7). Die niedrigsten Werte finden sich hier jeweils bei 3 m Tiefe.

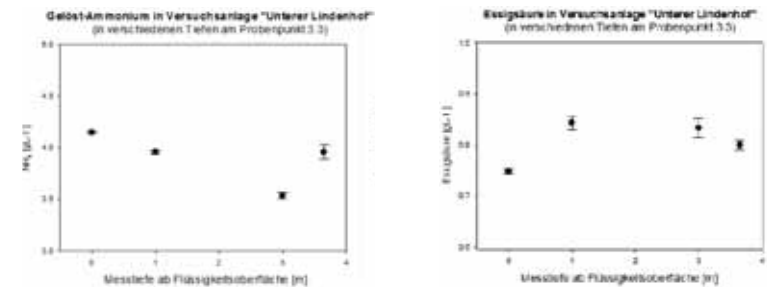


Abbildung 7: Konzentration an Ammonium (links) und Essigsäure (rechts) in einem 1000m³-Biogasserfermenter abhängig von der Entfernung des Probenahmepunktes von der Flüssigkeitsoberfläche. Der Beprobungspunkt 3.3 befindet sich im Zentrum des Reaktors

Durch die kontinuierliche Messung mit dem Multiparametersensor konnte am Beispiel des Redoxpotenzials sehr anschaulich gezeigt werden, wie sich die Messwerte mit der Eintauchtiefe der Messlanze verändern (Abbildung 8).

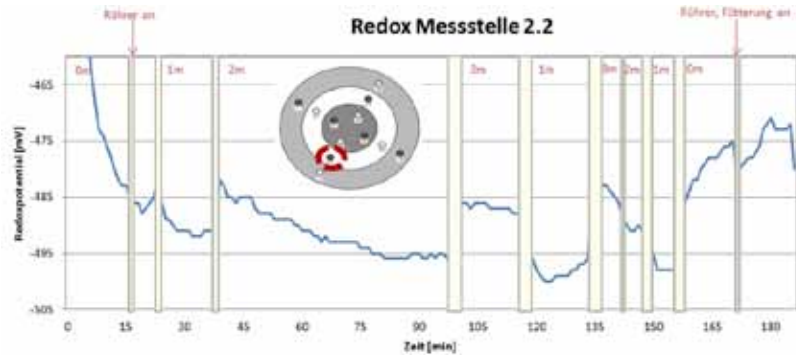


Abbildung 8: Redox-Potenzial in einem 1000m³-Biogasfermenter über die Zeit in Abhängigkeit von der Eintauchtiefe der Messelektrode (vom Dach aus bis zu 3 m in die Flüssigkeit abgesenkt, Tiefen jeweils in Rot dargestellt). Der Messpunkt befindet sich auf halber Strecke zwischen Reaktorwand und Mittelpunkt (siehe roter Kreis auf Draufsichtsskizze des Reaktordaches).

An dem gewählten Messpunkt, der sich ungefähr auf halber Strecke zwischen Behälterwand und Behältermitte befindet, lassen sich Schwankungen des Messwertes von ca. 10 % feststellen. An einem anderen Messpunkt stellen sich die Verhältnisse jedoch wieder anders dar. Im zweiten Beispiel, einem Messpunkt nahe dem Zentrum, sind die Unterschiede im Redoxpotenzial deutlich geringer ausgeprägt (Abbildung 9).

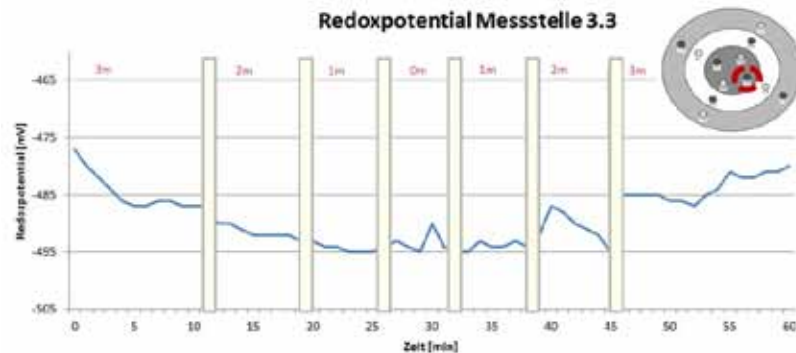


Abbildung 9: Redox-Potenzial in einem 1000m³-Biogasfermenter über die Zeit in Abhängigkeit von der Eintauchtiefe der Mess-elektrode (vom Dach aus bis 3 m in die Flüssigkeit abgesenkt, Tiefen jeweils in Rot dargestellt). Der Messpunkt befindet sich auf halber Strecke zwischen Reaktorwand und Mittelpunkt (siehe roter Kreis auf Draufsichtsskizze des Reaktordaches)

Fazit

Es konnte gezeigt werden, dass Gradienten in der Flüssigphase existieren, sowohl in vertikaler als auch in horizontaler Richtung. Die Auswahl des Probenahmepunktes und der Ort der Sensorik sollten daher entsprechend ausgewählt werden. Da die Gradienten abhängig sind von der Prozessführung und der Anlagenfahrweise sowie von der Behältergeometrie

und stark variieren können, ist eine anlagenspezifische Lösung notwendig. Nur so kann ihre Bedeutung im Einzelfall abgeschätzt werden. Selbst wenn die Online-Sensorik nicht immer die Sensitivität besitzt, um Gradienten korrekt zu detektieren, so ist doch davon auszugehen, dass Störungen an kritischen Stellen vergleichsweise frühzeitig gemessen werden können.

Direktes Ergebnis des Projektes sind neue, kommerzialisierbare Mess- und Probennahmesysteme für Biogasreaktoren, die eine einfache und kostengünstige Nachrüstung von Bestandsanlagen mit Multiparameter-Sensorik erlauben. Durch die Anwendung innovativer Funktechnik wurde der Einsatzspielraum für die mobilen Messaufnehmer wesentlich erweitert. Im Projektverlauf wurde damit eine Plattformtechnologie entwickelt, die in alle gängigen, geschlossenen Biogasreaktortypen integriert werden kann.

Ausblick

Es gibt zahlreiche Ansätze, um weitere Sensoren für die Online-Bestimmung von Prozessmetaboliten in die industrielle Anwendung zu überführen. Zurzeit laufen u. a. Forschungsvorhaben, die eine Miniaturisierung von Offline-Messungen zur Bestimmung volatiler Fettsäuren durchführen oder aber im Labor bereits erfolgreich eingesetzte Sensorik zur Messung der Gelöst-Wasserstoffkonzentration im industriellen Maßstab testen (Junne et al. 2013). Diese und weitere Arbeiten werden zukünftig den Einsatz von Sensorik zur Überwachung der Flüssigphase in Gärprozessen verbreitern und zusammen mit der Messung in der Gasphase die Basis für eine verbesserte Prozesskontrolle schaffen.

Um die entsprechenden Daten für eine optimierte Überwachung und Steuerung nutzen zu können, werden derzeit mehrere Strategien verfolgt, u. a. die Anwendung von Modellen basierend auf neuronalen Netzen oder die Mechanismenerkennung (Cruz-Bournazou et al. 2009, Junne et al. 2012b). Beide Methoden erlauben eine vergleichsweise einfache Adaption an die spezifischen Prozesse der jeweiligen Anlage. Allerdings kann jede Prozesskontrolle hin zu einer Flexibilisierung der Anlagenfahrweise nur so gut sein wie die Parametermessung durch die Sensoren. Hier gilt es weiterhin, innovative Lösungen zu einer weiter gesteigerten Standzeit und einfachen Handhabung zu entwickeln. Um den Datentransfer und die Speicherung so effizient wie möglich zu gestalten, sollten Daten abhängig vom Prozesszustand übermittelt und gespeichert werden. Ist die Sensorik in den Modellprozessen etabliert, kann darauf aufbauend die Entwicklung einer Prozesssteuerung folgen, die die Einhaltung günstiger Kultivierungsbedingungen auch im Kern des Bioreaktors erlaubt. Dadurch wird der Einsatz der Sensoren als prozessanalytisches Werkzeug ermöglicht.

Projektförderung

Die Autoren danken für die Unterstützung der Arbeiten im Rahmen des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, FKZ O3KB059.

Literatur

- CRUZ-BOURNAZOU, M.N.; ARELLANO-GARCIA, H.; SCHONEBERGER, J.; WOZNY, G. (2009): From data to mechanistic-based models. *Chemical and Process Engineering Selected full texts* 30, S. 291-306.
- JUNNE, S.; FENSKE, M.; HÄLSIG, C.; HÖRIG, A.; KIELHORN, E.; NEUBAUER, P.; PÄSSLER, S.; PFEIFFER, D.; RICHTER, A.; SCHELTER, M.; VONAU, W.; ZIMMERMANN, P.; ZOSEL, J. (2013): Optimization of Sensor Technology for efficient Fermentation of biogenic Residues and Waste in Biogas Plants. In: *Conference proceedings of 21st EU BC&E*. Copenhagen.
- JUNNE, S.; KIELHORN, E.; CRUZ-BOURNAZOU, M.N.; FENSKE, M.; HÄLSIG, C.; HÖRIG, A.; NEUBAUER, P.; PÄSSLER, S.; VONAU, W. (2012a): MultiSens – Multipositionssensorik und lanzenbasierte Probenahme zur Optimierung und Flexibilisierung von Biogasprozessen. In: *Konferenz Energetische Biomassenutzung – Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft*, Berlin, S. 152-162.
- JUNNE, S.; KIELHORN, E.; CRUZ-BOURNAZOU, M.N.; NEUBAUER, P. (2012b): Steuerungs- und Regelungskonzepte für den Einsatz an Biogasanlagen. In: *2. VDI-Konferenz Prozessmesstechnik an Biogasanlagen*, VDI Wissensforum GmbH, Fulda, S. 147-155.
- SCHÜTTE, A. (2007): Messen, Steuern, Regeln in der Biogaserzeugung. In: F. N. R. e.V. (Hrsg.): *Gülzower Fachgespräche*, Vol. 27, Hannover, S. 207.
- WEILAND, P. (2009): Biogas-Messprogramm II. J. H. v. Thünen-Institut (Hrsg.), Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow, S. 168.

Optimaler Einsatz der Mischtechnik in Biogasreaktoren

Manuel Brehmer, Matthias Kraume

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Verfahrenstechnik,
Ackerstraße 76, 13355 Berlin
E-Mail: manuel.brehmer@tu-berlin.de

Schlagwörter: Mischtechnik, Rührregime, Rheologie, Viskoelastizität

Zusammenfassung

Die Mischtechnik in Biogasreaktoren ist eine der Schlüsseltechnologien in Hinblick auf den ökonomisch und biologisch optimalen Anlagenbetrieb. Allerdings erfolgen die Auslegung und der Betrieb bis dato rein empirisch. Zur Optimierung des Rührregimes in Biogasanlagen wurden daher umfangreiche Untersuchungen bezüglich des Einflusses der Rheologie auf den Propellerfreistrahler am Einzelrührwerk durchgeführt. Aufbauend auf den Ergebnissen erfolgten anschließend Mischzeituntersuchungen in einer Technikumsanlage zur Ermittlung der optimalen Rührwerkspositionierung und -anzahl.

Für eine möglichst genaue Abbildung der realen Strömungsverhältnisse erfolgte im Vorfeld für eine Vielzahl an Gärsubstraten eine rheologische Charakterisierung. Dabei wurde sowohl auf ein Rohrviskosimeter als auch auf ein Propellerrührer zurückgegriffen. Neben dem im Jahresverlauf zum Teil stark schwankenden strukturviskosen Fließverhalten konnte auch ein viskoelastisches Verhalten bei Substraten, wie zum Beispiel Gras- oder Maissilage nachgewiesen werden. Auf Basis dieser Ergebnisse und Vorversuche wurde als Modellstoffsystem für die fluidodynamischen Untersuchungen in der Technikumsanlage Xanthan gewählt.

Durch die hohen Viskositätswerte und das strukturviskose Fließverhalten kann es, wie am Einzelrührwerk eindrucksvoll sichtbar wird, zu einer Strömungsumkehr kommen. In diesem Fall wird aus einem Axial- somit ein Radialförderer. Wie den Ergebnissen weiter zu entnehmen ist, ist dieses Verhalten auch von der Drehfrequenz abhängig. Mit kommerziellen numerischen Strömungssimulationsprogrammen kann diese Strömungsumkehr jedoch für die gegebene Propellergeometrie bei strukturviskosem Fließverhalten nicht nachgebildet werden. Somit muss zur Optimierung der Rührwerksposition im Fermenter auf experimentelle Untersuchungen zurückgegriffen werden. Mit Hilfe der Mischzeitbestimmung lässt sich bei einem Einsatz von drei Rührwerken durch Variation des Azimutwinkels und des spezifischen Wandabstands zeigen, dass eine Ringströmung nicht zwangsläufig die optimale Strömungsart darstellt. Allerdings ist eine Korrespondenz der Rührwerke unabhängig von deren Ausrichtung zwingend erforderlich.

Summary

Mixing is an essential element in a biogas plant for an optimal economic and biologic operating system. However, the dimensioning and operation are purely empirical until now. Therefore, to optimize the flow field, a wide range of researches were performed to determine the impact of the rheology to the open jet of a stirrer. Based on these results, mixing time measurements were carried out to localize the optimal position and number of stirrers in a biogas plant.

In advance, a rheological characterization was done for diverse substrates, by using a pipe viscosimeter and a propeller mixer, to get an illustration of the real flow conditions as precisely as possible. A viscoelastic behavior for substrates like grass or corn silage has been proven, in addition to the pseudoplastic flow behavior, which fluctuates strongly over the year. Based on these results, xanthan gum solution, which has nearly the same rheological characteristics, was chosen for the fluid dynamic analyses in the pilot plant.

Due to the high viscosity values and the shear thinning behavior, a flow inversion can happen as impressively shown by a single stirrer. In this case the axial conveyer becomes radial. This behavior is also dependent on the rotation frequency, as the results reflect. However, this flow reversal cannot be replicated by using commercial Computational Fluid Dynamics (CFD) programs for the given propeller geometry and pseudoplastic flow behaviors. So, to optimize the position of the stirrer in the fermenter, one has to conduct experimental studies. Comparing the mixing time by varying the azimuth angle and the specific wall distance of the three inserted stirrers, it can be shown that a circulating stream does not necessarily provide the optimal flow regime. However, correspondence of the stirrers is mandatory, regardless of their position.

Hintergrund

Bei Biogasanlagen erfolgt die Auslegung und Positionierung der Misch- und Rührtechnik trotz des hohen Eigenstrombedarfs von bis zu 54 % (Dachs & Rehm 2006) bis dato rein empirisch (Eder & Schulz 2007). Dies liegt nicht zuletzt an den wenig verfügbaren Daten bezüglich real existierender Verweil- und Mischzeiten oder der notwendigen Strömungsinintensität. Dabei sind diese Parameter für eine Vermeidung von Prozessstörungen, wie der Schaum-, Sink- und Schwimmschichtenbildung oder einer optimalen Raum-Zeit-Ausbeute der Fermenter elementar wichtig. Untersuchungen, die im Rahmen des Forschungsprojekts „Optgas“ an unterschiedlichen Biogasanlagen durchgeführt wurden, zeigten unabhängig von der eingesetzten Mischtechnik große Stagnationszonen und somit ein erhebliches Optimierungspotential bezüglich einer Vermeidung der Sink- und Schwimmschichtenbildung. Bereits die exakte Bestimmung der in diesem Zusammenhang wichtigsten physikalischen Stoffeigenschaften, der Viskosität, erweist sich jedoch als schwierig.

In zahlreichen Publikationen wurde das Fließverhalten von Gärsubstraten bisher beschrieben. Ein Vergleich dieser ist allerdings nur schwer möglich, da erhebliche Unterschiede bezüglich der eingesetzten Messmethodik, der Vorbehandlung der Substrate und Substratzusammensetzung bestehen (Achkari-Begdouri & Goodrich 1992, El-Mashad 2005, Türk 1990). Übereinstimmung besteht in dem strukturviskosen Fließverhalten und der über das Jahr stark schwankenden Viskosität. Neben dem strukturviskosen Fließverhalten spielt bei einer exakten Beschreibung der Fluidynamik auch das viskoelastische Verhal-

ten eine entscheidende Rolle. Diesbezüglich sind in der Literatur für Gärsubstrate jedoch nur sehr spärliche Informationen zu finden. Bei einem viskoelastischen Verhalten bleibt das Stoffsystem nach einer Belastung teilweise deformiert. Die bleibende Deformation entspricht dann dem viskosen Anteil. Folglich muss die sofortige, anteilige Rückdeformation der elastische Anteil sein (Mezger 2006).

Das beschriebene rheologische Verhalten beeinflusst den Propellerfreistrah, so dass die klassische Strahltheorie aus der Schiffsforschung hier nicht angewendet werden kann. Vor diesem Hintergrund werden in den nachfolgend aufgeführten Untersuchungen die Auswirkungen des Fließverhaltens auf den Propellerfreistrah und folglich auf das Rührregime beschrieben. Da die Tauchmotorrührwerke mit einer Einsatzhäufigkeit von ca. 64 % (VTI 2009) eine überdurchschnittlich hohe Relevanz aufweisen, wird diese Mischtechnik als Beispiel gewählt.

Methodik

Zur rheologischen Charakterisierung stehen eine Vielzahl an unterschiedlichen Messmethoden und -systemen bereit, welche jedoch nicht alle gleichermaßen gut geeignet sind (Liebetrau et al. 2012). So kann es bei einem Einsatz von Rührwerken zur Verzopfung kommen. Bei klassischen koaxialen Messsystemen für Rheometer ist das Spaltmaß für die im Gärsubstrat enthaltenen Partikelgrößen häufig zu klein, wodurch die erhöhte Wandreibung eine Messung unbrauchbar macht. Vor diesem Hintergrund wurde eine Charakterisierung der Gärsubstanz mit einem Rohrviskosimeter durchgeführt (vgl. Abbildung 1). Dabei kann auf Basis einer Differenzdruck- und Volumenstrommessung auf die Viskosität in Abhängigkeit der Scherrate geschlossen werden. Um einen möglichst großen Scherraten- und Substratbereich abdecken zu können, stehen Rohre mit einem Durchmesser von 28, 43 und 68 mm zur Verfügung. Auf Grund der Messgenauigkeit der eingesetzten Drucksensoren und MID-Durchflussmesser erstreckt sich der Messbereich zwischen einer Scherrate von 1 und 200 s^{-1} . Die Viskosität kann dabei zwischen 0,01 und 60 $Pa \cdot s$ liegen. Neben der Beschreibung des strukturviskosen Fließverhaltens erfolgt die Bestimmung des elastischen Anteils durch Kriechversuche. Dabei wird über einen Zeitraum von 110 s eine konstante Schubspannung gehalten. Anschließend erfolgt in der Kriecherholungsphase eine sofortige Entlastung des eingesetzten Blattrührers. Die Deformation wird sowohl in der Belastungs- als auch Entlastungsphase gemessen. Anhand dieser kann anschließend in der Kriecherholungsphase sowohl der elastische als auch viskose Anteil bestimmt werden.

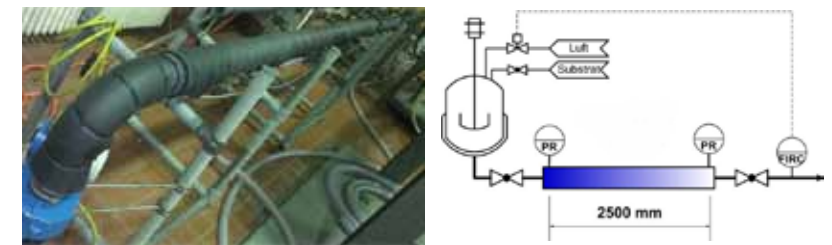


Abbildung 1: Rohrviskosimeter zur Bestimmung des Fließverhaltens von Gärsubstraten

Für die fluiddynamischen Untersuchungen wird mit Xanthan ein Modellstoffsystem gewählt, welches ähnliche rheologische Eigenschaften wie das Gärsubstrat aufweist, jedoch frei von Partikeln und transparent ist. Die Untersuchungen erfolgen in einer dem großtechnischen Biogasfermenter geometrisch ähnlichen Technikumsanlage. Dabei wurden sowohl das Verhältnis von Propeller- zu Behälterdurchmesser, als auch das Füllhöhe/Propellerdurchmesser-Verhältnis konstant gelassen. Die Bestimmung des Geschwindigkeitsprofils am Einzelrührwerk erfolgte in einem separaten, rechteckigen Behälter. Die Kantenlängen wurden dabei so gewählt, dass kein Wandeinfluss auf den sich bildenden Propellerfreistrahle besteht.

Als Messtechnik kam die Constant Temperatur Anemometry (CTA) zum Einsatz. Bei dieser Messtechnik wird der Sensor auf einer im Mittel konstanten Temperatur gehalten. Durch das umströmende Medium erfährt dieser jedoch einen Wärmeverlust und somit eine Temperatur- und Widerstandsabnahme. Die diesen Wärmeverlust ausgleichende zusätzliche elektrische Leistung bringt die Wheatstonesche Messbrücke aus dem Gleichgewicht. Der sich ergebene Spannungsunterschied an der Brücke kann erfasst und mit der Fluidgeschwindigkeit korreliert werden. Diese Korrelation muss vor der eigentlichen Messung separat für jedes Medium bestimmt werden. Hierfür steht ein Schleppkanal zur Verfügung, in dem die Sonde mit konstanten, vorab definierten Geschwindigkeiten bewegt wird. Analog zur Veröffentlichung von BRUNN (1996) kann die Korrelation durch ein Polynom 5. Grades oder durch Exponentialfunktionen beschrieben werden. Nachteilig bei der Heißfilmanemometrie ist die Bestimmung der Strömungsrichtung des Fluids. Mit Hilfe der Sonde kann eine um 180° gedrehte Strömung nicht unterschieden werden. Parallel zur Geschwindigkeitsmessung wurde daher durch Anfärbung des Modellstoffsystems der Strömungsverlauf visualisiert.

Die Mischzeitbestimmung erfolgte auf Basis der Neutralisationsreaktion von 0,2 N Natronlauge und 0,2 N Schwefelsäure. Als Indikator kommt Phenolphthalein zum Einsatz, dessen Farbumschlag bei einem pH-Wert von ca. 8,3 erfolgt. Um gleichbleibende Viskositäten während der Versuche zu gewährleisten, wurden sowohl die Lauge als auch die Säure mit einer Xanthanlösung von 5 g/kg_{H₂O} vor jedem Versuch vermischt. Durch einen Überschuss an Schwefelsäure wurde eine Mischgüte von 96 % realisiert. Die Vorteile dieses Farbumschlagsverfahrens liegen in der Einfachheit der Durchführung und der Möglichkeit einer gleichzeitigen Lokalisierung von Stagnations- und Totzonen.

Ergebnisse

Neben der Abhängigkeit der Viskosität von der Scherrate wird das Rührregime durch einen viskoelastischen Anteil des Fluids entscheidend beeinflusst. Mit Hilfe von Kriechversuchen konnte dieser Anteil qualitativ auch für Gärsubstrate bestimmt werden und wird im Folgenden für Maissilage beispielhaft diskutiert. Die Auswirkungen einer Änderung von Viskosität und strukturviskosem Fließverhalten auf den Propellerfreistrahle und das sich ausbildende Rührregime werden im Anschluss aufgezeigt.

Rheologie

Zur Charakterisierung des Fließverhaltens ist die Wahl des Messverfahrens von großer Bedeutung. Entsprechende Ansätze sind in Abhängigkeit der Partikelform und -größe in der Messmethodensammlung diskutiert worden (Liebetrau et al. 2012). Keine Aussage gibt die Messmethodensammlung jedoch über mögliche Messverfahren zur Bestimmung des viskoelastischen Verhaltens. Am Beispiel von Maissilage erfolgt im Folgenden daher zum einen eine rheologische Charakterisierung unter Einsatz verschiedener Messmethoden und zum anderen eine qualitative Bestimmung des viskoelastischen Anteils mit Hilfe des bereits vorgestellten Kriechversuchs. Entsprechend der Erwartungen liegt die mit Hilfe eines Propellerrührers gemessene Fließkurve von Maissilage über den Messwerten des Rohrviskosimeters (vgl. Abbildung 2). Diese höheren Werte des Propellerrührers folgen aus einer Verzopfung des Rührorgans durch die Fasern der Maissilage. Die Abweichungen zwischen den beiden Rohrviskosimetern lassen sich auf Messschwankungen zurückführen. Auf Basis des Ostwald-de-Waele-Ansatzes ergeben sich folgende Gleichungen:

Propellerrührer (d = 120 mm):

$$\eta_s = 36,6 [Pa \cdot s^{0,17}] \cdot \dot{\gamma}^{(0,17-1)} \quad (1)$$

Rohrviskosimeter (Ø 45 mm):

$$\eta_s = 18,5 [Pa \cdot s^{0,25}] \cdot \dot{\gamma}^{(0,25-1)} \quad (2)$$

Rohrviskosimeter (Ø 68 mm):

$$\eta_s = 17,9 [Pa \cdot s^{0,22}] \cdot \dot{\gamma}^{(0,22-1)} \quad (3)$$

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
η_s	Scheinbare Viskosität	Pa · s
$\dot{\gamma}$	Scherrate	s ⁻¹

Für selbiges Substrat ist in Abbildung 3 die Kriechkurve dargestellt. Ersichtlich ist der Erhalt einer permanenten Restdeformation am Ende der Entlastungsphase. Diese Restdeformation mit einem Anteil von 40 % spiegelt den viskosen Anteil des viskoelastischen Verhaltens wieder. Ein ähnliches Verhalten ist u. a. von Polymerlösungen bekannt und führt beim Rühren zum Beispiel zum sogenannten Weissenberg-Effekt. Dabei kriecht das Fluid auf Grund von Normalspannungen an der rotierenden Welle nach oben, die klassische Trombenbildung bleibt aus (Himmelsbach 2012).

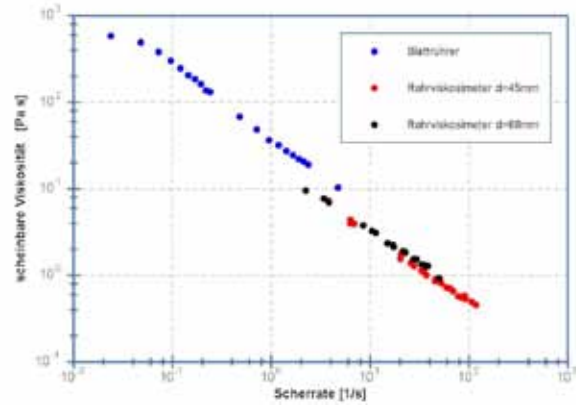


Abbildung 2: Fließkurven von Maissilage mit einer Trockenmasse von 8 % bei einer Temperatur von 21,5 °C

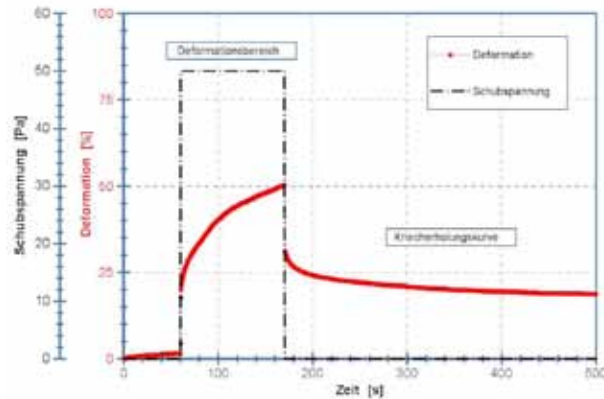


Abbildung 3: Kriechversuch zur Bestimmung des viskoelastischen Anteils am Beispiel von Maissilage mit einer Trockenmasse von 8 %

Propellerfreistrahle

Gemäß der bereits erwähnten Strahltheorie induziert ein Propeller sowohl axiale als auch radiale Geschwindigkeiten. Dabei erfährt insbesondere die axiale Geschwindigkeitskomponente zwischen Saug- und Druckseite des Propellers eine deutliche Zunahme (Kornev 2009). Bei dem im Rahmen der Untersuchungen genutzten mittelviskosen, newtonschen Invertzuckersirup, kommt es hingegen zu einer Strömungsumkehr auf der Druckseite des Propellerührwerks. Diese ist unabhängig von der Drehfrequenz und dem Propellerdurchmesser. Auf der Saugseite des Propellers bleibt die Strömungsrichtung hingegen unverändert. Exemplarisch ist in den Abbildung 4 und Abbildung 5 das Strömungsprofil, mit angefärbtem Invertzuckersirup visualisiert, dargestellt. Bei parallel erfolgten Strömungs-

simulation, bei denen die Viskosität des Invertzuckersirups von 0,466 Pa · s berücksichtigt wurde, konnten die Strömungsverhältnisse reproduziert werden. Auf Grund der geringen Rührer-Reynoldszahl erfolgte die Strömungsberechnung ohne Turbulenzmodell.

$$Re = \frac{n \cdot d^2 \cdot \rho}{\eta_{eff}} \leq 43 \quad (4)$$

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
	Effektive Viskosität	Pa · s
d	Rührwerksdurchmesser	m
n	Drehfrequenz	s ⁻¹
ρ	Dichte	kg · m ⁻³

Ein Vergleich von stationärer und instationärer Simulation erbrachte ebenfalls keine signifikanten Änderungen im Strömungsbild. In Abbildung 6 ist daher der Vektorplot einer stationären, laminaren Simulation mit 3 Mio. Zellen dargestellt.

Analog zur qualitativen Darstellung des Strömungsverlaufs zeigt auch der quantitative Vergleich des axialen Geschwindigkeitsprofils zwischen Experiment und Numerik eine gute Übereinstimmung. Gemäß der Abbildung 7 ergaben sich hier hauptsächlich in der Nähe des Rührwerks Abweichungen. Diese können auf den Einfluss der Sonde und die Modellwahl in der Numerik zurückgeführt werden.



Abbildung 4: Visualisierung des Propellerfreistrahls in Invertzuckersirup bei einer Drehfrequenz von 500 Upm



Abbildung 5: Visualisierung des Propellerfreistrahls in Invertzuckersirup bei einer Drehfrequenz von 3000 Upm

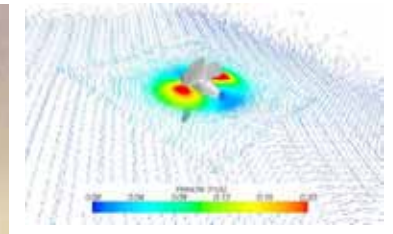


Abbildung 6: Vektordarstellung des Strömungsregimes am Rührwerk bei einer Viskosität von 0,466 Pa*s und einer Drehfrequenz von 500 Upm

Ähnlich wie bei Invertzucker verhält es sich bei einem Einsatz von Xanthanlösungen. Xanthan ist ein natürlich vorkommendes Polysaccharid, welches in wässrigen Lösungen, ähnlich den Substraten der Biogasanlagen, ein strukturviskoses Fließverhalten zeigt. Unter Einsatz dieses Mediums kommt es in Abhängigkeit der Drehfrequenz zu einer Strömungsumkehr (vgl. Abbildung 8 und Abbildung 9). Dieser Wechsel von einem Axial- zu einem Radialförderer konnte in der numerischen Strömungssimulation jedoch nicht nachgebildet werden. In dieser wird, genau entgegen den visuellen Beobachtungen, auf der Druckseite des Propellers bei einer Drehfrequenz von 500 Upm eine Strömung in Richtung des

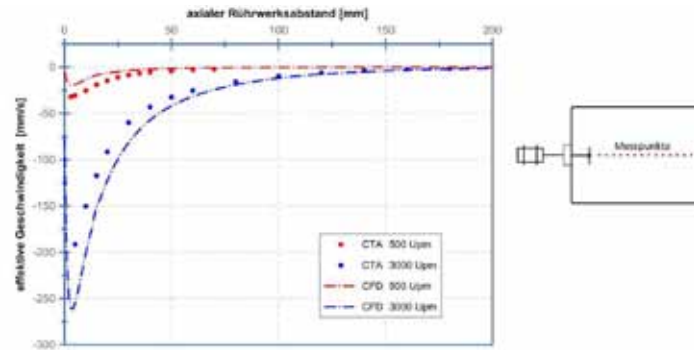


Abbildung 7: Axiales Geschwindigkeitsprofil eines Propellerrührwerks in Invertzuckersirup (0,466 Pa · s) bei 500 und 3000 Upm

Propellers und bei einer Drehfrequenz von 3000 Upm eine Strömung entsprechend der Propellertheorie vorhergesagt (vgl. Abbildung 10). Eine Beschreibung des Rührregimes auf Basis reiner numerischer Werte ist somit bis dato nicht möglich bzw. bedarf einer steten experimentellen Überprüfung.

Eine mögliche Ursache der fehlerhaften Strömungsberechnung ist die Beschreibung der Grenzschicht auf dem Propellerblatt. Wie von ROFFE et al. (1996) beschrieben, kann es zum Wandgleiten bei Xanthanlösungen kommen, wodurch der Impulstransport in das Fluid reduziert wird. Dieses Phänomen wird in der Numerik jedoch nicht berücksichtigt.



Abbildung 8: Visualisierung des Propellerfreistrahls in einer Xanthanlösung mit 1 g/kg_{H₂O} bei einer Drehfrequenz von 500 Upm

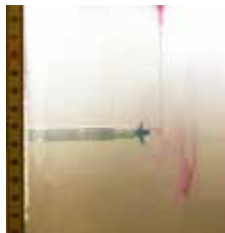


Abbildung 9: Visualisierung des Propellerfreistrahls in einer Xanthanlösung mit 1 g/kg_{H₂O} bei einer Drehfrequenz von 3000 Upm

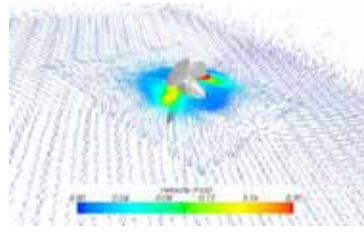


Abbildung 10: Vektordarstellung des Strömungsregimes am Rührwerk unter Berücksichtigung der Rheologie der Xanthanlösung mit 1 g/kg_{H₂O} und einer Drehfrequenz von 500 Upm

Mischzeiten

Durch das Wissen um die Sensitivität des Propellerfreistrahls auf Viskositätsänderungen lassen sich bereits Aussagen zur Reichweite eines Propellerrührwerks und folglich auch zur zwingend erforderlichen Korrespondenz dieser ableiten. Wie deshalb zu erwarten war, kommt die Großraumströmung in der Technikumsanlage unter Einsatz von drei Rührwer-

ken, deren Propellerrührorgane jeweils einen Durchmesser von 20 mm aufwiesen, bei Xanthanlösungen mit einer Konzentration oberhalb von 3 g/kg_{H₂O} zum Erliegen. Das Rührregime beschränkt sich dann auf einen kleinen, rührwerksnahen Bereich. Entsprechend ergibt sich für Xanthankonzentrationen unterhalb der genannten Grenzkonzentration ein stetiger Anstieg der Mischzeit (vgl. Abbildung 11). Die Bestimmung der repräsentativen Viskosität erfolgt dabei auf Basis des Metzner-Otto und Ostwald-de-Waele-Ansatzes:

$$\dot{\gamma} = C_{MO} \cdot n \quad (5)$$

$$\eta_s = K \cdot (C_{MO} \cdot n)^{(m-1)} \quad (6)$$

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
$\dot{\gamma}$	Scherrate	s ⁻¹
C_{MO}	Metzner-Otto-Konstante	-
n	Drehfrequenz	s ⁻¹
η_s	Scheinbare Viskosität	Pa · s
K	Ostwaldfaktor	Pa · s ^m
m	Fließexponent	-

Wie in Kapitel „Propellerfreistrah“ gezeigt wird, führt auch eine Erhöhung des Leistungseintrags in Form einer Erhöhung der Drehfrequenz nicht zwangsläufig zu einer Vergrößerung des von der Strömung erfassten Volumens. Vielmehr kann eine Drehfrequenzsteigerung zur Strömungsumkehr führen und so die Reichweite des Propellerstrahls zusätzlich reduzieren. Eine direkte Übertragung auf die großtechnische Biogasanlage sollte jedoch nicht vorgenommen werden. Gemäß den Ausführungen von KRAUME (2003) ergeben sich durch das Scale-up stets Veränderungen des Strömungsregimes am Rührwerk und im Fermenter. Für eine Xanthankonzentration von 1 g/kg_{H₂O} wird abschließend der Einfluss des Azimutwinkels α und des spezifischen Wandabstands ($\delta \cdot d^{-1}$) dargestellt. Die Xanthankonzentration wurde gewählt, da sie dem Fließverhalten biogener Reststoffe entspricht. Gemäß der Abbildung 12 zeigt sich eine deutliche Reduktion der Mischzeit bei einem Azimutwinkel von 85°. Diese ist auf die Ausbildung einer Ringströmung bei kleineren Azimutwinkeln zurückzuführen. Dabei kommt es zu einer stabilen, schlecht durchmischten Zone im Behälterzentrum und im Wandbereich der Technikumsanlage. Bei einer Positionierung von 85° wird der Bereich im Zentrum von der Kernströmung jedoch mit erfasst und reduziert somit die Mischzeit (vgl. Abbildung 13).

Würde der Impulseintrag des Propellerrührwerks allerdings nicht ausreichen, um ein Flüssigkeitsstrahl zu erzeugen, welcher bis in das Reaktorzentrum reicht, brähe das Strömungsregime analog zu den obigen Ausführungen zusammen. In dem dargestellten Fall

ergeben sich somit zwar für den großen Azimutwinkel geringere Mischzeiten, durch das Fehlen der Zirkulationsströmung würde die Gefahr der Stagnationsbildung bei Viskositätschwankungen jedoch steigen.

Auch bei der Wahl des spezifischen Wandabstands ist die Charakteristik des Propellerfreistrahls von entscheidender Bedeutung. Unter den gegebenen Randbedingungen (Xanthanlösung mit $1 \text{ g/kg}_{\text{H}_2\text{O}}$, drei Rührwerke und Propellerdurchmesser mit 20 mm) ergibt sich mit zunehmendem Wandabstand ein stetiger Anstieg der Mischzeit. Ursache hierfür sind die schlecht durchmischten Wandbereiche zwischen zwei Rührwerken, welche mit einem größer werdenden Wandabstand anwachsen.

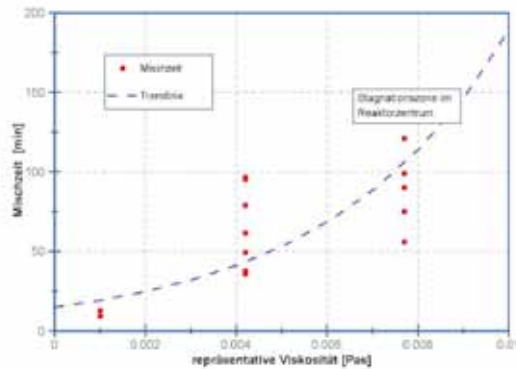


Abbildung 11: Einfluss der repräsentativen Viskosität auf die Mischzeit bei einem Azimutwinkel von $\alpha = 75^\circ$ und einem spezifischen Wandabstand von 3,5 mm/mm

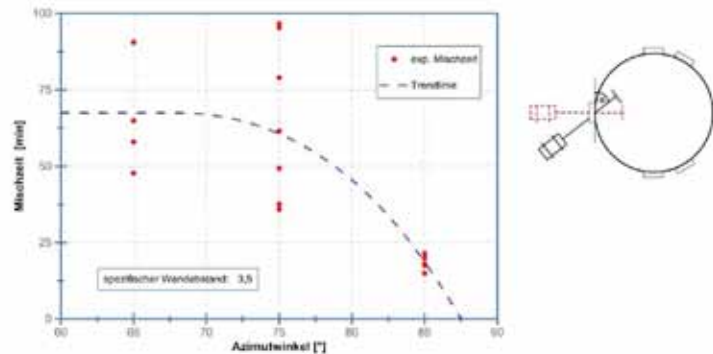


Abbildung 12: Einfluss des Azimutwinkels auf die Mischzeit unter Einsatz einer Xanthanlösung mit $1 \text{ g/kg}_{\text{H}_2\text{O}}$ bei einem spezifischen Wandabstand von 3,5 mm/mm

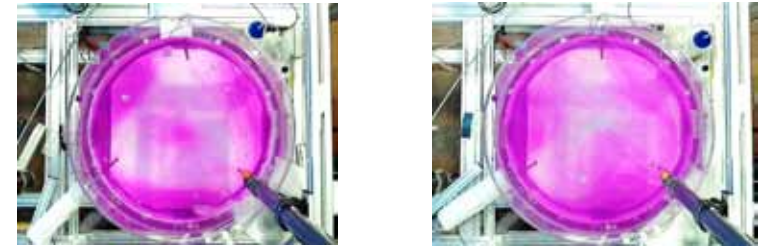


Abbildung 13: Rührregime in der Technikumsanlage bei einem Azimutwinkel von 75° (links) und 85° (rechts) unter Verwendung einer Xanthanlösung mit $1 \text{ g/kg}_{\text{H}_2\text{O}}$ und einem spezifischen Wandabstand von 3,5 mm/mm

Fazit

Wie die dargestellten Ergebnisse erkennen lassen, sind für eine möglichst hohe Raum-Zeit-Ausbeute auf Basis eines optimierten Rührregimes in Biogasanlagen genaue Daten zum sich ausbildenden Propellerfreistrahls und zur Abhängigkeit von Mischzeit und Rührwerkspositionierung erforderlich. Durch die aufgezeigte, große Abhängigkeit des Propellerfrei-

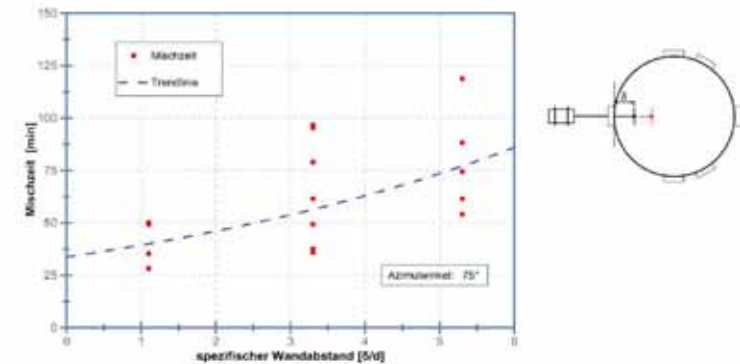


Abbildung 14: Einfluss des spezifischen Wandabstands auf die Mischzeit unter Einsatz einer Xanthanlösung mit $1 \text{ g/kg}_{\text{H}_2\text{O}}$ bei einem Azimutwinkel von 75°

strahls von der Rheologie des zu mischenden Mediums stellt eine vollständige und exakte Beschreibung des Fließverhaltens eine zentrale Bedeutung dar. Dabei ist eine Beschreibung bei Gärsubstraten ausschließlich auf Basis des Ostwald-de Waele- oder des Herschel-Bulkley-Ansatzes jedoch nicht ausreichend, da neben dem strukturviskosen Fließverhalten noch ein viskoelastischer Anteil nachgewiesen werden konnte. Des Weiteren ist eine einmalige rheologische Charakterisierung nicht ausreichend. Durch Wechsel im Substratmix ergeben sich über das Jahr Veränderungen im Fließverhalten, was folglich auch zu Veränderung beim Propellerfreistrahls führt (Brehmer & Kraume 2013, Rostalski 2010). So

führt ein Anstieg der Viskosität nicht nur zu einer Reduktion der Reichweite des Freistrahls und zu einer Vergrößerung des Ausbreitungswinkels sondern kann zur Strömungsumkehr auf der Druckseite des Propellers führen. Diese Strömungsumkehr ist bei strukturviskosen Medien nicht nur von der effektiven Viskosität am Rührorgan sondern auch von dessen Drehfrequenz abhängig. Somit kann eine Erhöhung der Reichweite nicht immer durch eine Erhöhung des Leistungseintrags in Form einer höheren Drehfrequenz realisiert werden. Es bedarf daher einer Positionsanpassung der Rührwerke in der Anlage. Auf Basis von Mischzeitversuchen konnten hier erste Anhaltspunkte erarbeitet werden. Allerdings ergeben sich zwischen einem Einsatz von drei und vier Rührwerken (Brehmer & Kraume 2013) noch keine eindeutigen Erkenntnisse.

Eine auf numerischen Ergebnissen basierende Vorhersage der optimalen Positionierung ist bis dato ebenfalls nicht möglich. So konnte beispielsweise eine auf der Druckseite des Propellerrührwerks auftretende Strömungsumkehr bei strukturviskosen Medien nicht reproduziert werden.

Auf Grund der noch geringen Datenbasis ist zum derzeitigen Zeitpunkt ein empirisches Vorgehen bei der Auslegung und dem Betrieb der Rührtechnik an den großtechnischen Biogasanlagen auch weiterhin erforderlich. Allerdings lässt sich mit Gewissheit sagen, dass ohne eine regelmäßige Anpassung der Rührwerksposition an das Fließverhalten der Gärsubstrate die Gefahr der Sink- und Schwimmschichtenbildung auf Grund der sich bildenden Stagnationszonen steigt. Zudem verschlechtert sich der Gasaustritt in diesen Bereichen und es kommt zu einem Anstieg des Füllstands.

Ausblick

Aus den Ergebnissen der bis dato erfolgten fluiddynamischen Untersuchungen wird deutlich, dass eine Auslegung und Positionierung der Rührwerke auf Grundlage von Wassermessungen nicht zielführend sein wird. Sollte der in Biogasanlagen eingesetzte Substratmix zudem weiter dynamisiert werden, ist aus unserer Sicht eine permanente Steuerung der Rührtechnik zwingend erforderlich. Durch diese könnten signifikante Einsparungen bei den Energiekosten erzielt, Ausfallzeiten der Biogasanlagen auf Grund von Prozessstörungen reduziert und die Raum-Zeit-Ausbeute gesteigert werden. Neben einer Regelung auf Basis von Viskositätsmessungen wäre eine solche auch auf Basis einer Schubmessung am Rührwerk denkbar.

Literatur

- ACHKARI-BEGDOURI, A.; GOODRICH, P. R. (1992): Rheological properties of moroccan dairy cattle manure. In: *Bioresource Technology*, Bd. 40, Nr. 2, S. 149–156.
- BREHMER, M.; KRAUME, M. (2013): Vergleichende Untersuchungen an großtechnischen Biogasreaktoren – Mikrobiologische, verfahrenstechnische, ökologische und ökonomische Bewertung und Optimierung. Teilprojekt: Prozessverständnis und Durchmischung, Abschlussbericht, Förderkennzeichen: FKZ 03KB018D.
- BRUUN, H. H. (1996): Hot-film anemometry in liquid flows. In: *Measurement Science and Technology*, Bd. 7, Nr. 10, S. 1301–1312.
- DACHS, G.; REHM, W. (2006): Der Eigenstromverbrauch von Biogasanlagen und Potenziale zu dessen Reduzierung. SeV-Studien 01, Solarenergieförderverein Bayern e. V. (Hrsg.), München.
- EDER, B.; SCHULZ, H. (2007): *Biogas-Praxis: Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit*. 4. Auflage, ökobuch Verlag, Staufen.
- EL-MASHAD, H. M. (2005): Rheological properties of dairy cattle manure. In: *Bioresource Technology*, Bd. 96, Nr. 5, S. 531–535.
- HIMMELSBACH, W. (2012): *Ekato – The Book*. 3. Auf., Ekato Holding GmbH – ISBN 978-3-00-037510-1
- JOHANN HEINRICH VON THÜNEN-INSTITUT (VTI) (2009): Biogas-Messprogramm II. Projekt: „Bundesmessprogramm zur Bewertung neuartiger Biomasse-Biogasanlagen“, Förderkennzeichen: 22003405, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) – ISBN 978-3-9803927-8-5
- KORNEV, N. (2009): *Propellertheorie*. Shaker Verlag, Rostock – ISBN 978-3-8322-8266-0
- KRAUME, M. (2003): *Mischen und Rühren: Grundlagen und moderne Verfahren*. Wiley-VCH, Weinheim – ISBN 3-527-60336-0
- LIEBETRAU, J.; PFEIFFER, D.; THRÄN, D. (2012): Messmethodensammlung Biogas – Methoden zur Bestimmung von analytischen und prozessbeschreibenden Parametern im Biogasbereich. Bd. 7, Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassennutzung“, Leipzig – ISSN 2199-2762
- MEZGER, T.G. (2006): *Das Rheologie Handbuch: Für Anwender von Rotations- und Oszillations-Rheometern*. Vincentz Network GmbH und Co. KG, Hannover – ISBN 3-87870-175-6
- ROFE, C. J.; DE VARGAS, L.; PEREZGONZÁLEZ J.; LAMBERT R.K.; CALLAGHAN P.T. (1996): Nuclear magnetic resonance imaging of apparent slip effects in xanthan solutions. Bd. 40, Nr.6, S. 1115-1128.
- ROSTALSKI, K. (2010): Einfluss variabler Randbedingungen auf das Mischvolumen und die Effizienz bei der Stoffwandlung in Reaktoren zur Biogaserzeugung am Praxisbeispiel. 13. Köthener Rührer-Kolloquium, Vortragssammlung, S. 95-105 – ISBN 978-3-86011-026-3
- TÜRK, M. (1990): Rheologische Eigenschaften von Faulschlamm nach anaerober Fermentation von Gülle im Biogasreaktor. *Agrartechnik*, Bd. 40, Nr. 10, S. 451-454.

LEIPZIGER SCHAUMTESTER – Testset und dessen Verwendung zur Bestimmung der Schaumneigung von Substrat in Biogasanlagen

Lucie Moeller, Frederike Krieg, Daniel Beyer, Yvonne Köster, Roland A. Müller, Andreas Zehndorf

Department Umwelt- und Biotechnologisches Zentrum - UBZ
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH - UFZ
Permoserstraße 15, 04318 Leipzig
E-Mail: lucie.moeller@ufz.de

Schlagwörter: Biogas, Schaum, Prozessstörungen

Zusammenfassung

Zirka 80 % der Biogasanlagen, die biogene Abfälle nutzen, haben Probleme mit übermäßiger Schaumbildung im Biogasreaktor. Biogasanlagen, die nachwachsende Rohstoffe vergären, sind nicht so oft betroffen. Der Grund hierfür liegt in der starken Schwankung der Quantität und der Qualität der Substrate, die den Abfallanlagen täglich zugeführt werden. Bei einer NawaRo-Anlage ist der Substratmix meistens über mehrere Monate stabil.

Eine wesentliche Rolle bei der Schaumbildung, aber auch -stabilisierung, spielen vor allem Substrate, die viel Protein und/oder Schleimstoffe (Polysaccharide wie Pektin und Pentosane) beinhalten. Darüber hinaus hat der Maß der Zerkleinerung des Substrates einen Einfluss auf die Schaumentwicklung. Weil aber auch die Viskosität des Fermenterinhalt selbst die Intensität der Schaumbildung wesentlich beeinflusst, sind allgemeingültige Aussagen über Schaumneigung von Substraten kaum möglich. Um den Anlagenbetreibern trotzdem ein wirksames Instrument zur Einschätzung der Gefahr der Schaumbildung zur Verfügung zu stellen, wurde das Testset LEIPZIGER SCHAUMTESTER entwickelt. Mit Hilfe dieses Geräts erfährt der Betreiber innerhalb von kurzer Zeit, ob das neue Substrat in seiner Anlage Schaumbildung verursachen kann. Das Gerät eignet sich auch für die Diagnose von Ursachen der Schaumbildung im Biogasreaktor.

Summary

Approximately 80 % of biogas plants that treat biogenic waste have problems with excessive foam formation in the biogas reactor. The reason for this is the strong oscillation of both the quantity and the quality of daily added substrates. Biogas plants utilizing renewable resources are not so often affected by this phenomenon because the substrate mix stays stable for several months.

Substrates play a crucial role not only in foam formation but also in foam stabilization – especially substrates that contain excessive proteins and/or mucilage (i. e. polysaccharides as pectin and pentosanes). Moreover, the size of the substrate disintegration affects the foaming in process of anaerobic digestion. As the viscosity of the digestate itself influences the intensity of foam production to a great extent, it is not possible to make broad generalizations about foam-forming substrates. The LEIPZIG FOAM TESTER has been developed in order to provide biogas plant operators with a quick and effective tool for estimating the danger of foam formation in their biogas plant. The biogas plant operator can discern in a short time whether the new substrate will activate foam formation in the biogas plant. The LEIPZIG FOAM TESTER is also suitable for diagnosing the cause for foam formation in already affected biogas plants.

Einleitung

Den Angaben des Fachverbandes Biogas zu Folge ist die Anzahl der Biogasanlagen Ende 2012 auf 7.515 angestiegen (www.biogas.org). Im weiteren Ausbau ist jedoch mit einer starken Abnahme dieser Tendenz zu rechnen. Vielmehr werden die bestehenden Anlagen in ihrer Leistung optimiert. Ein Faktor, der die Leistung der Biogasproduktion stark beeinflusst, ist die Bildung von Schaum im Biogasfermenter. Bis vor kurzem blieb dieses Phänomen in der Wissenschaft unbeachtet. Im Jahr 2009 wurde ein Verbundprojekt gestartet, das die Optimierung der großtechnischen Biogasreaktoren aus verfahrenstechnischer, mikrobiologischer, ökologischer und ökonomischer Sicht zum Ziel hatte (Förderkennzeichen: 03KB018). Ein Teilprojekt dieses Verbundprojektes hatte die Aufgabe, die Bildung von Schaum in Biogasanlagen zu untersuchen und Frühwarnindikatoren für übermäßige Schaumbildung zu entwickeln. Die Erfahrungen aus der Praxis, die im Laufe dieses Projektes u. a. in Form von Umfragen gesammelt wurden, aber auch die Entwicklung eines Testsets zur Bestimmung der Schaumneigung der Substrate für Biogasanlagen, werden in diesem Artikel zusammengefasst dargestellt.

Ergebnisse

Häufigkeit der Schaumbildung im Biogasfermenter

Eigene Umfragen zeigten, dass etwa 80 % der Biogasanlagen, die biogene Rest- und Abfallstoffe nutzen, Probleme mit übermäßiger Schaumbildung im Biogasfermenter hatten (Moeller et al. 2012a). Dieses Phänomen kommt auch in Biogasanlagen vor, die nachwachsende Rohstoffe nutzen, wenn auch nicht so häufig. Den Umfragen des Sächsischen Staatsministeriums für Umwelt und Landwirtschaft zur Folge schäumten im Jahr 2012 14 % der befragten NawaRo-Biogasanlagen (Brückner 2013).

Folgen der Schaumbildung im Biogasreaktor

Die Schaumbildung ist für die Anlagenbetreiber oft ein schwerwiegendes Problem. Bei starker Schaumentwicklung kommt es häufig zu Verstopfungen von Gasleitungen, die dann gespült werden müssen, um Verluste von Biogas zu vermeiden. Darüber hinaus werden Verkrustungen an den Reaktorwänden gebildet, es kommt zu Störung von Messsonden und zum Ausfall von Rezirkulatspumpen, die nicht auf die Förderung von Gas ausgelegt sind

(Schaum besteht aus 90 % aus Gas) (Moeller et al. 2013a). Laut der Aussage eines Betreibers kam es bei seiner Anlage zu einem Zwischenfall, wo sich der ganze Fermenterinhalt in Schaum umwandelte und das Dach des Biogasreaktors so schwer beschädigt wurde, dass dieses eine aufwändige Reparatur benötigte. Die Folgekosten dieses Schadens erreichten eine halbe Million Euro (Moeller et al. 2012a). Aber auch Kosten anderer Art können durch Schaum verursacht werden, wie z. B. hohe Energiekosten als Folge der Umstellung des Rührregimes (Beispiel: ein Anlagenbetreiber musste mehrere Monate permanent rühren, um die chronische Schaumentwicklung im Biogasreaktor in Grenzen zu halten), erhöhte Personalkosten infolge von Überstunden (nächtliche Kontrollen und außerplanmäßige Einsätze an Wochenenden), Reinigungskosten und Kosten für Antischaummittel.

Maßnahmen bei Schaumbildung im Biogasfermenter

Als häufigste Maßnahme bei übermäßiger Schaumbildung wird die sog. „Hungerkur“ von Anlagenbetreibern genannt. Dabei wird die Tagesmenge der zugeführten Substrate drastisch reduziert, damit die Anlagenbiologie wieder ins Gleichgewicht kommt. Als weitere Maßnahmen werden die Umstellung des Rührregimes, die Reduzierung des Fermenterinhalt sowie die Zuführung von Wasser angegeben. In manchen Fällen, wenn die Schaumbildung als Folge von Mangelerscheinungen auftritt, bringt die Zufuhr von Spurenelementlösung Abhilfe (Moeller et al. 2012a). Die Nutzung von Antischaummitteln wird von Anlagenbetreibern eher skeptisch betrachtet. Als eine billige Variante wird oft ein Pflanzenöl angesetzt. Einige Anlagenbetreiber berichteten allerdings von einer gewissen Adaption des Systems, sodass immer mehr Pflanzenöl in den Biogasreaktor zudosiert werden musste, um den gebildeten Schaum effektiv bekämpfen zu können.

Ursachen von Schaumbildung in Biogasanlagen

Obwohl das Phänomen der Schaumbildung im Biogasfermenter so häufig ist und oft schwere Folgen mit sich bringt, sind seine Ursachen für die Anlagenbetreiber meistens nicht direkt nachvollziehbar. Die Anlagenbetreiber fühlen sich alleingelassen und der Situation ausgeliefert. Bisher gibt es nur wenige Studien zu diesem Thema, sodass bei einem Schaumereignis meistens eine Trial-error-Methode für die Lösung des Problems gewählt wird.

Auf der Basis der Umfragen und der Erfahrungen aus der Praxis als auch der Untersuchung der betrieblichen Daten und Parameter wurden die häufigsten Ursachen der Schaumbildung identifiziert (Moeller et al. 2013b). Eine wesentliche Rolle spielt hier die Prozessführung, die in ungünstigen Fällen zu Störungen wie Schaumbildung führen kann. Hier spielen vor allem folgende Effekte eine Rolle: Überfütterung (auch infolge von Ablagerungen im unteren Bereich des Fermenters, die auf vernachlässigte Instandhaltung des Biogasreaktors zurückzuführen sind), Nährstoffmangel (infolge von einseitiger Fütterung), plötzliche Temperaturschwankungen (meistens als Folge eines technischen Defekts) und ungünstiges Rührmanagement (Moeller et al. 2013b). Auch die Nutzung von Desinfektionsmitteln in der Tierzucht bei Anlagen, die Wirtschaftsdünger zur Biogaserzeugung nutzen, ist hier von wesentlicher Bedeutung. Das zeigt das Beispiel einer NawaRo-Biogasanlage, die über mehrere Monate schäumte. Die Abhilfe schaffte erst der Austausch des Mittels zur Desinfektion der Ferkelställe.

Zu den Ursachen der Schaumbildung zählt auch die Nutzung von risikoreichen Substraten. Dabei handelt es sich um Substrate, die Stoffe beinhalten, die zur Schaumbildung aber auch zur Schaumstabilisierung beitragen. Aus der tiermedizinischen Forschung, die sich mit der Schaumbildung im Pansen von Wiederkäuern beschäftigt, ist bekannt, dass diese Stoffe vor allem zu den Proteinen und Polysacchariden (Schleimstoffe) gehören (Moeller et al. 2012c). Konkret handelt es sich zum Beispiel um Getreideschrot, bei dem enzymatische Proteine aber auch Polysaccharide wie Stärke und Pentosane die Schaumbildung provozieren (Zehle 2009) oder um die Zuckerrübe, bei der die Saccharose in Kombination mit dem Polysaccharid Pektin eine wesentliche Rolle bei der Schaumbildung spielt. Die Polysaccharide erhöhen die Viskosität des Gärmaterials, sodass die Gasblasen nicht entweichen können und in der Matrix eingeschlossen bleiben (Howarth et al. 1986). Bei der Schaumentwicklung ist auch die Zerkleinerung des Substrats von großer Bedeutung. Je feiner das genutzte Getreideschrot gemahlen wird, desto intensiver fällt die Schaumbildung im Gärmaterial nach seiner Zugabe aus (Abbildung 1) (Moeller et al. 2013b). Feinpartikel bieten mehr Fläche für Mikroorganismen, die somit mit Substrat besser versorgt werden und schneller Biogas produzieren, aber auch schneller schaumstabilisierende Stoffe freilassen. Aus der Praxis ist bekannt, dass Getreide in Form vom ganzen Korn vergoren werden kann. Eine Überprüfung der Qualität der Vergärung von solchem Substrat im Vergleich zum aufgeschlossenen Korn z. B. in Form von Schrot steht noch aus.

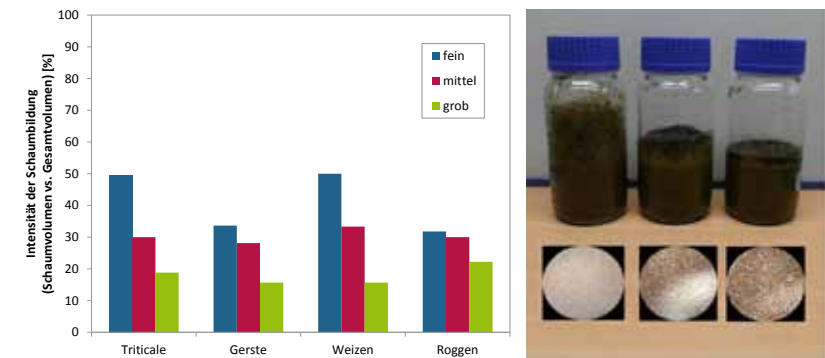


Abbildung 1: Links) Intensität der Schaumbildung im Gärmaterial aus einer NawaRo-Anlage mit 2 % (w/w) fein bis grob gemahlenem Getreideschrot vermengt, nach 23 Stunden Versuchsdauer. Rechts) Foto vom Versuchsansatz mit Triticaleschrot als Substrat (im unteren Bereich des Bildes Fotos von 0,5 mm; 1 mm und 4 mm Triticaleschrot)

LEIPZIGER SCHAUMTESTER

Die Intensität der Schaumbildung hängt nicht nur vom Substrat selbst ab, sondern auch von der Beschaffenheit des Fermenterinhalt. Eine bedeutende Rolle spielt hier die Viskosität des Gärmaterials. Je höher die Viskosität des Gärmaterials ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass das zugegebene schaumprovozierende Substrat eine Schaumbildung verursacht (Moeller 2013a). Aus diesem Grund sind allgemeingültige Aussagen, was die Schaumneigung von Substraten in Biogasanlagen betrifft, nicht möglich. Eine Möglichkeit für die Orientierung über die Wahrscheinlichkeit der Schaumbildung im gegebenen Biogasreaktor bietet hier das neu entwickelte Testset LEIPZIGER SCHAUMTESTER (Abbildung 2), (Moeller et al. 2013a). Innerhalb von einigen Stunden erfährt der Anlagenbetreiber, ob das neu zu verwendende Substrat in seiner Anlage Schaumbildung verursacht oder ob er das Substrat ohne Bedenken einsetzen kann. Der Test ist einfach durchführbar: Gärmaterial, das vorzugsweise zuvor gesiebt wurde, damit es möglichst homogen ist, wird mit dem zu testenden Substrat vermischt. Das Gemisch wird gründlich verrührt und bei konstanter Temperatur über mehrere Stunden stehen gelassen. Die Temperatur muss im Bereich der im Reaktor vorherrschenden Temperatur liegen (der Schaumtester kann sowohl für mesophile als auch für thermophile Biogasanlagen genutzt werden) und darf nicht schwanken. So wird gesichert, dass die ggf. auftretende Schaumbildung auch tatsächlich die Folge der Zugabe des zu testenden Substrates ist. Eine Kultivierung bei Raumtemperatur führte in Laborversuchen nicht zur Schaumbildung, obwohl die gleiche Kombination Gärmaterial-Substrat bei konstanter Temperatur von 38 °C stark schäumte.

Das Gärmaterial selbst kann bei der Kultivierung auch eine Schaumschicht produzieren. Damit die tatsächliche Schaumentwicklung durch die Einbringung des zu testenden Substrates eingeschätzt werden kann, sollte eine Referenz ohne Substrat mitgeführt werden. Im Fall des LEIPZIGER SCHAUMTESTERS sollte das Gärmaterial vor der Zugabe des Substrates einige Stunden im Gerät temperiert werden und nach der Einschätzung der Schaumbildung im Gärmaterial selbst kann die Zuführung des Substrats erfolgen. Für den Fall der starken Schaumentwicklung wurde eine integrierte Schaumfalle entwickelt.



Abbildung 2: LEIPZIGER SCHAUMTESTER - Testset zur Bestimmung der Schaumneigung von Substrat in Biogasanlagen

Fazit und Ausblick

Die Schaumbildung im Prozess der anaeroben Vergärung bei der Biogasproduktion ist ein häufiges Phänomen, dem bisher in der Wissenschaft nur wenig Aufmerksamkeit geschenkt wurde. Im Laufe des Projektes „Bioprozesstechnische Untersuchungen zur Schaumbildung und Auswirkungen von Antischaummitteln“ wurden mit Hilfe von umfangreichen Umfragen von Biogasanlagenbetreibern, Analysen der betrieblichen Daten, labortechnischen Versuchen und chemischen Analysen die häufigsten Ursachen für die übermäßige Schaumbildung im Biogasreaktor gesammelt und ausgewertet. Als eine Art Frühwarnindikator wurde ein Testset zur Beurteilung der Schaumfähigkeit von Substraten entwickelt

– der LEIPZIGER SCHAUMTESTER. Mit Hilfe dieses Tools können Anlagenbetreiber frühzeitig einschätzen, ob das neu angesetzte Substrat Schaumbildung im Biogasreaktor verursachen kann. Darüber hinaus kann dieser Test zur Diagnose von bereits aufgetretener Schaumbildung genutzt werden. Das Gerät kann sowohl für mesophile als auch für thermophile Anlagen ausgelegt werden.

Literatur

- BRÜCKNER, C. (2013): „Biogas in Sachsen – Aktueller Stand. Vortrag im Rahmen des „Biogas-Fachgesprächs“, DBFZ, Leipzig am 23. 1. 2013, URL: <http://www.dbfz.de/web/referenzen-publikationen/fachgespraeche.html> (Stand: 17. Oktober 2013).
- HOWARTH, RE.; CHENG, K-J.; MAJAK, W.; COSTERSTON, J W. (1986): Ruminant bloat. In: Milligan LP, Grovum WL, Dobson A (Eds.) Control of digestion and metabolism in ruminants. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, USA, S. 516-527.
- MOELLER, L. (2013a): LEIPZIGER SCHAUMTESTER – Testset und dessen Verwendung zur Bestimmung der Schaumneigung von Substrat in Biogasanlagen. In: Tagungsband 6. Innovationskongress Biogas 2013, S. 151-156.
- MOELLER, L.; GÖRSCH, K.; KÖSTER, Y.; MÜLLER, R.A.; ZEHNSDORF, A. (2013b): Schaumbildung und Schaumvermeidung in Biogasanlagen. UFZ-Bericht 01/2013.
- MOELLER, L.; GÖRSCH, K.; MÜLLER, R.A.; ZEHNSDORF, A. (2012a): Bildung von Schaum in Biogasanlagen und seine Bekämpfung – Erfahrungen aus der Praxis. In: Landtechnik, Bd. 67, Nr. 2, S. 108-111.
- MOELLER, L.; GÖRSCH, K.; NEUHAUS, J.; ZEHNSDORF, A.; MÜLLER, R.A. (2012b): Comparative re-view of foam formation in biogas plants and ruminant bloat. In: Energ. Sustain. Soc., Bd. 2, Nr. 12, S. 1-9.
- MOELLER, L.; KRIEG, F.; ZEHNSDORF, A. (2013c): Wirkung von Getreideschrot auf die Schaumbildung in Biogasanlagen. Landtechnik, Bd. 68, Nr. 5, S. 344-348.
- MOELLER, L.; ZEHNSDORF, A.; BEYER, D. (2013c): Testset zur Bestimmung der Schaumneigung von Substrat für Biogasanlagen. Gebrauchsmuster, DE 202013000693U1.
- ZEHLE, F. (2009): Die Entstehung von Schaumstrukturen in Backwaren und deren Vorprodukten. Informationsmaterial der IGV GmbH zur iba 2009. URL: <http://www.igv-gmbh.de/images/docs/schaumstrukturen.pdf> (Stand: 17. Oktober 2013).

Das Bundesmessprogramm und die Transformation des Energiesystems

Martin Zeymer

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
E-Mail: martin.zeymer@dbfz.de

Schlagwörter: Biomassevergasung, THG-Vermeidungskosten, KWK, Gestehungskosten, Energiesystem, externe Effekte, Energiesystem

Zusammenfassung

Die fortschreitende Transformation des Energiesystems durch ein verstärktes Angebot Erneuerbarer Energien (EE) verändert die technologischen Herausforderungen. Besonders das fluktuierende Energieangebot aus Wind und Photovoltaik erfordert zur Nachfragedeckung vermehrt flexibel agierende Kraftwerke und erhöhte Reservekapazität. Damit hierfür nicht nur bestehende fossil-thermische Kraftwerke zunehmend unwirtschaftlich genutzt und vor allem THG-Reduktionsziele nicht gefährdet werden, bedarf es neuer Lösungsansätze, um die Einspeisung von EE-Kraftwerken zu steuern. Die Biomassevergasung besitzt im Bereich der kleintechnischen KWK nicht nur das technische Potenzial, diese Aufgabe teilweise zu übernehmen, sondern kann auch emissions- sowie kostensenkend Akzente setzen.

Dafür ist jedoch zum einen die bedarfsgerechte Anlagenauslegung ergebnisbestimmend, zum anderen ist eine flexible Förderung abseits oder ergänzend zur starren EEG-Vergütung die maßgebende Voraussetzung für die Marktimplementierung.

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten ist die Ausdehnung der Systemgrenze auf die Netzebene zwingend notwendig, um die positiven Effekte der kleintechnischen Biomassevergasung erfassen zu können und sie mit anderen EE-Technologien (Wind, Photovoltaik) vergleichbar zu machen. Erfolgt eine Berücksichtigung der positiven Effekte im Bereich der Netzstabilisierung und des Aufbaus von gesicherter Kraftwerkskapazität, so sinken die Gestehungskosten um 30 % und die THG-Vermeidungskosten unter 100 €/t_{CO₂-Äq.}

Summary

The ongoing transformation of our energy system due to an increasing supply with renewable energies (RE) leads to new technological challenges. Fluctuating RE such as wind and solar power entail the need for flexible power plants and back-up capacity in order to secure grid stability. Since existing fossil thermal power plants will become more and more uneconomic in undertaking this task and are also undermining the aim of reduced GHG-emissions, new strategies are needed to manage RE-power plants' dispatch. Due to the technical potential of small scale biomass gasification CHP, it can partly contribute to grid stability. At the same time, emissions and costs can be reduced.

To benefit from these advantages, demand-driven plant concepts are essential. Furthermore, a flexible instrument is needed to foster market implementation, be it outside or in addition to the EEG's fixed feed-in tariffs.

When calculating the levelized costs of electricity (LCOE), the system boundary should be extended to the grid level. By this means, the positive effects of small scale biomass gasification CHP can be illustrated and the LCOE can be compared to fluctuating RE. If the positive effects of grid stabilisation and back-up capacity are taken into account, the LCOE decrease by 30 % and the GHG mitigation costs drop below 100 €/t_{CO₂-Eq.}

Hintergründe

Im Verbundvorhaben „Bundesmessprogramm zur Weiterentwicklung der kleintechnischen Biomassevergasung“¹ konnte für eine kleintechnische KWK-Option eindeutig gezeigt werden, dass seit dem Jahr 2008 ein großer Schritt in den Bereichen Anlagenbestand, technische Verfügbarkeit, Wirkungsgrad, Kommerzialisierung und THG-Minderung gelungen ist (Zeymer et al. 2013). Bis zum Jahr 2012 konnten allein die beiden größten Hersteller kleintechnischer Biomassevergaser 70 Anlagen mit je 180 kW_{el} und 107 mit je 30 kW_{el} in Deutschland vermarkten. Im Jahr 2013 ist von einer Marktsättigung in Deutschland auszugehen, was eine Verlagerung ins europäische Ausland nach sich ziehen wird. Aus Sicht des Klimaschutzes spricht die ausgeprägte ökologische Nachhaltigkeit jedoch für einen weiteren aktiven Ausbau in Deutschland. Mit einem THG-Minderungspotenzial von 700 gCO_{2,Äq.}/kWh_{el} ergibt sich für bestehende Anlagen mit einer Leistung von 16 MW_{el} eine absolute THG-Einsparung von 61.000 t/a.

Nicht zuletzt findet durch systematische Messungen und die Validierung verschiedener Anlagenmodelle ein förderpolitisch angestrebter Technologietransfer zwischen Herstellern (Spanner Re², Burkhardt GmbH, Stadtwerke Rosenheim) und wissenschaftlichen Institutionen statt.

Das Potenzial, besonders auf der Bereitstellungsebene, wird dabei jedoch nicht ausgeschöpft, da die derzeitige starre EEG-Vergütung Stärken nicht optimal fördert. Ohne eine genaue monetäre Quantifizierung der positiven Effekte einer bedarfsgerechten bzw. flexiblen Bioenergieerzeugung, wie es durch die Biomassevergasung technisch möglich ist, können neue Förderinstrumente nur auf Basis heuristischer Methoden (z. B. Versuch und Irrtum) fußen. Der rückläufige Anlagenzubaue zeigt trotz überaus positiver Ergebnisse des Bundesmessprogramms, dass das EEG 2012 mit Marktprämie und fehlender Flexibilitätsprämie für feste Biomasse kein geeignetes Werkzeug ist, die kleintechnische KWK zu fördern. Die Ziele sind daher:

- (i) Geeignete Einsatzbereiche und die mögliche Betriebsweise von hocheffizienten KWK am Beispiel der Biomassevergasung anhand ökologischer und ökonomischer Gesichtspunkte zu identifizieren. Dabei findet der mittelfristige Umbau der Energieinfrastruktur bis 2030 und der Herausforderung der gesicherten Energiebereitstellung in Szenarien Berücksichtigung.

¹ Verbundvorhaben mit der Hochschule Zittau/Görlitz, dem Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung und dem Bayerisches Zentrum für Angewandte Energieforschung e.V. (FKZ 03KB017).

(ii) Instrumente zu erarbeiten, die die kleintechnische KWK am Beispiel der Biomassevergasung entsprechend zielgenau und damit kostensenkend im Markt platzieren, um diese vielseitige Technologie nicht in ein Nischendasein zu drängen. Generell gilt es, die positiven Effekte der kleintechnischen Biomasse-KWK, die aufgrund von Ineffizienzen nicht ausreichend vom Markt nachgefragt werden, aufzuzeigen und das Potenzial durch konkrete Maßnahmen zu mobilisieren. Nur so ist es möglich, die Weichen für eine nachhaltige Nutzung der limitierten biogenen Ressourcen zu stellen und damit Bioenergie kosteneffizient, bedarfsgerecht, ökologisch und sozialverträglich bereitzustellen.

Das Energiesystem im Wandel

Nachdem einigen Herstellern der Sprung von Demonstrationsanlagen hin zu kommerziellen Anlagen gelungen ist, bremsen starre Vorgaben des EEG 2012 die weitere Verbreitung aus. Feste Vergütungssätze des EEG verhindern eine bedarfsgerechte Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomasse, da eine möglichst unregelmäßige Betriebsweise bei Volllast betriebswirtschaftlich meist vorteilhaft ist. Damit werden jedoch die THG-Minderungspotenziale dieser Anlagen und positive Effekte auf der Bereitstellungsebene² nicht ausgeschöpft. Gleichzeitig erhöhen Ineffizienzen im EEG 2012 die (volkswirtschaftlichen) Energiebereitstellungskosten.

Spielte die bedarfsgerechte Energiebereitstellung 2010 durch erneuerbare Energien noch eine untergeordnete Rolle, zeigt sich 2030 eine deutlich andere Situation, sofern der Ausbau der EE nach der BMU-Leitstudie angenommen wird (siehe Abbildung 1). So ist mindestens von einer Ausweitung der installierten Leistung von 16 GW auf 63 GW im Bereich Photovoltaik und von 28 GW auf 65 GW bei Windenergieanlagen auszugehen. Damit steigt nicht nur die negative Residuallast von 0 Stunden im Jahr 2010 auf 821 h in 2030³ bei gleichzeitiger Reduzierung der Volllaststunden zu Residuallastdeckung⁴ von 5.900 h/a in 2010 auf 3.400 h in 2030 (Schmid 2010).

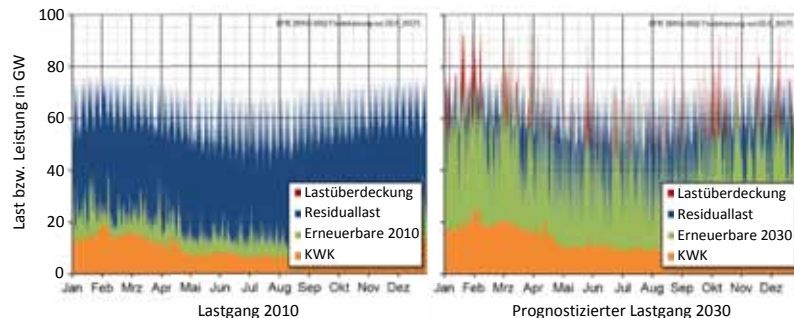


Abbildung 1: Strombereitstellung und -verbrauch für die Jahre 2010 und 2030 nach SCHMID (2010)

² Biomasse weist mit 88 % der Kraftwerksleistung eine deutlich höhere gesicherte Leistung als Strom aus Wind (5 - 10 %) oder Sonne (1 %) auf (DENA 2010). Bei kleintechnischen Biomassevergasern liegt der Anteil über 90 %. Damit haben diese Anlagen einen Kapazitätseffekt, wodurch Neuinvestitionen in fossile thermische Backup-Kraftwerke entfallen.

³ Laut Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE 2012) führt dies zu 8.000 GWh „Überschussstrom“ pro Jahr für das Jahr 2030. KWK-Anlagen und Erneuerbaren Energien sind dabei als „Must-Run“-Anlagen angenommen.

⁴ Residuallast oder auch Restlast ist die Differenz zwischen Verbraucherlast und Strombereitstellung aus Erneuerbaren Energien die durch den konventionellen Kraftwerkspark gedeckt wird.

Zudem können aktuelle Marktpreise für Strom und Regenergie keine langfristigen Technologiepfadentscheidungen steuern, zumal externe Kosten fossiler Energieträger nicht enthalten sind (Gawel et al. 2013). Durch den noch deutlichen technologischen Anpassungsbedarf für einen flexiblen Betrieb sowie andererseits um finanzielle Einbußen eines flexiblen Betriebs auf der Produktionsebene zu kompensieren, besteht somit ein gezielter Förderbedarf für die kleintechnische KWK, wobei die Bereitstellungsebene dadurch entlastet wird.

Methodik

Die nachfolgende Betrachtung ist eine erweiterte Betrachtung der Ergebnisse des Bundesmessprogramms zur Weiterentwicklung der kleintechnischen Biomassevergasung. Nachdem die ökonomische und ökologische Vorteilhaftigkeit sowie eine technische Reife kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen festgestellt wurde, kann nun der kosteneffiziente Ausbau sowie die bedarfsgerechte und flexible Energieerzeugung aufgezeigt werden. Aufbauend können dann technologieoptimierte Förderinstrumente erarbeitet werden, damit keine Fehlallokation limitierter Biomassepotenziale und wohlfahrtssteigernder Einsatz erfolgt. Um die Effekte einer flexiblen und bedarfsgerechten Energiebereitstellung mittels kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen sichtbar zu machen, erfolgt zunächst eine Gestehtungskostenrechnung, wie in Abbildung 2 dargestellt.

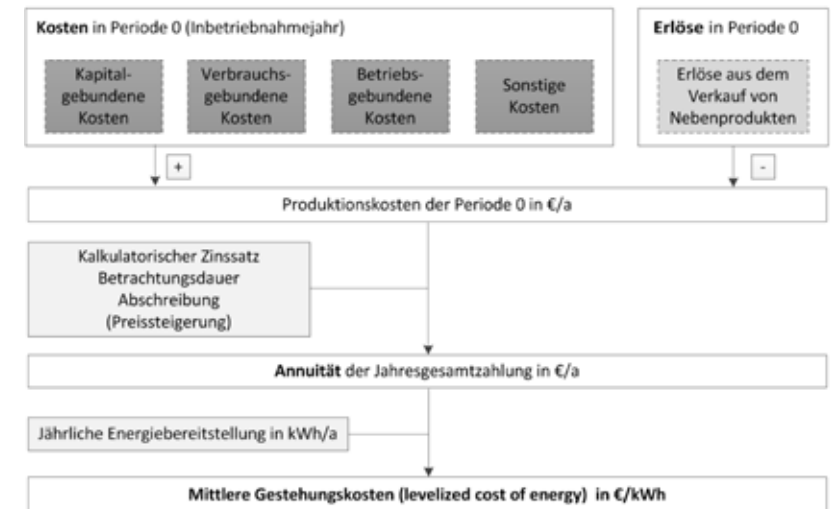


Abbildung 2: Berechnung der Gestehtungskosten basierend auf der Annuitätenmethode ZEYMER (2013)

Wie in ZEYMER (2013) detailliert beschrieben, ist der Ausgangspunkt der Berechnung die jährlichen Produktionskosten des Hauptprodukts abzüglich der Erlöse für Nebenprodukte. Da von einer annähernd jährlich konstanten Energiebereitstellung über den Betrachtungsraum auszugehen ist, erfolgt die Berechnung der mittleren Gestehtungskosten mittels Gleichung 1 in Anlehnung an OECD/IEA (2010).

$$GSK_m = \frac{A}{E} \quad (1)$$

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
GSK_m	Mittlere Gesteungskosten	€ct/kWh
A	Annuität der Kosten abzüglich der Erlöse für Nebenprodukte	€/kWh
E	Jährliche, konstante Energiebereitstellung	kWh/a

Nun bieten die Gesteungskosten (frei Anlage) zwar eine Grundlage, um verschiedenen erneuerbare Energien und über fossile Energieträger bereitgestellte Energien (hier elektrische Energie) miteinander zu vergleichen. Dazu ist nur eine vernachlässigbar erscheinende Annahme zu treffen – die Technologien sind gleichartig, wodurch die vorgelagerten und nachgelagerten Systeme nicht gesondert zu betrachten sind. Da dies aber mitnichten zutrifft, entsteht bei einer derartigen Vorgehensweise ein gravierender Fehler bzw. eine Fehlinterpretation. Um dem vorzubeugen, sind, wie in Abbildung 2 dargestellt, bei einem Vergleich von EE die Bereitstellungskosten und bei einem Vergleich fossiler mit EE die Systemkosten heranzuziehen. Nur so kann eine annähernd vergleichbar Gegenüberstellung der Kosten, die die technologiespezifischen Merkmale berücksichtigt, erfolgen.

Besonders deutlich sind die Unterschiede z. B. bei der Energiebereitstellung auf Netzebene aus Biomasse im Vergleich zu Wind oder Photovoltaik. Das wesentlich höhere gesicherte Leistungsangebot von Biomasseanlagen trägt somit aktiv zu einer Kraftwerksparkerweiterung bzw. -substitution bei, ohne auf Schattenkraftwerke angewiesen zu sein. Gleichzeitig ist eine wesentlich kostengünstigere Netzinfrastruktur notwendig, da eine bedeutend stetigere bzw. bedarfsgerechte Energiebereitstellung im Vergleich mit elektrischer Energie aus Windenergie- oder Photovoltaikanlagen möglich ist.

Die Ebene der Systemkosten spielt maßgeblich bei dem Vergleich mit fossilen Energieträgern eine Rolle, da bei einer derartigen Betrachtung alle externen Effekte Berücksichtigung finden, also z. B. mögliche Schadenskosten der THG-Emissionen. Wobei keine einheitliche Methodik vorliegt und derartige Betrachtungen äußerst aufwendig sind und zu stark divergierenden Ergebnissen führen können.

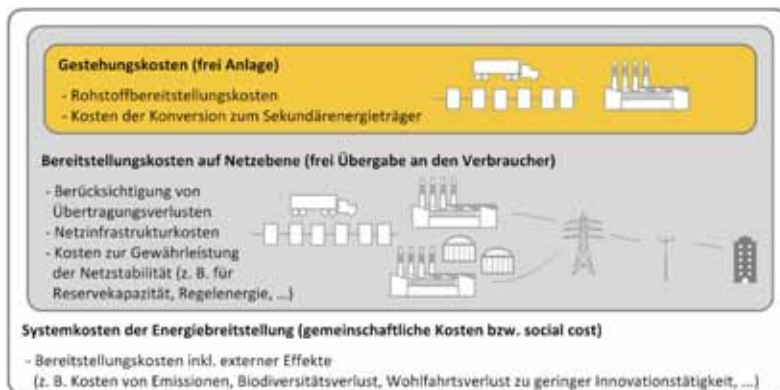


Abbildung 3: Kosten der Energiebereitstellung unter Berücksichtigung der Systemgrenzen (Zeymer 2013)

Um die Diskrepanz zwischen Gesteungskosten und Bereitstellungskosten aufzuzeigen und die Auswirkungen auf den Vergleich verschiedener Erneuerbarer Energien darzustellen, sind nachfolgend die Kosten für elektrische Energie durch Windenergie-, Photovoltaikanlagen sowie durch im Bundesmessprogramm⁵ bilanzierte Biomassevergassungsanlagen gegenübergestellt.

Hierzu sind vereinfacht die positiven Effekte der Bereitstellungsebene gegenüber der Energiebereitstellung aus Wind und Sonne als Gutschrift bei der Gesteungskostenrechnung anzurechnen. Damit ist es nun möglich, die Gesteungskosten der EE untereinander und miteinander zu vergleichen, ohne die folgenden positiven Bereitstellungseffekte einer dezentralen und bedarfsgerechten Biomassevergasung zu vernachlässigen:

- (i) Kapazitätseffekt (Absicherung des Kapazitätszubaues durch Schattenkraftwerke entfällt nahezu bei Biomassekraftwerken aufgrund der hohen gesicherten Leistung)
- (ii) Bereitstellung sekundärer Regelenergie und
- (iii) vermeidbarer Netzausbau bzw. reduzierte Netzausbaukosten

Abschließend findet eine Gegenüberstellung der THG-Vermeidungskosten auf Basis der Gesteungskosten (frei Anlage) und der Gesteungskosten einer bedarfsgerechten Energiebereitstellung. Die Berechnung basiert auf einem vereinfachten Ansatz (Gleichung 2), wonach die spezifischen Differenzkosten (in €/kWh_{el}) zwischen der biogenen Energiebereitstellung und des deutschen Strommix durch die spezifischen Treibhausgasminderungen zu teilen sind. Um einen Kostenvergleich der Bioenergie zum Beispiel mit Wind- und Solarenergie zu ermöglichen, sind die unterschiedlichen Bereitstellungskosten der Technologien zu berücksichtigen, wie die Berechnung der Gesteungskosten einer bedarfsgerechten Energiebereitstellung ein mögliches Vorgehen darstellt. Eine Preissteigerung bei der Berechnung der Gesteungskosten wird in diesem Fall nicht angesetzt, da die Betrachtung auf gegenwärtigen Annahmen basiert und eine einseitige Berücksichtigung das Ergebnis verzerrt (Thrän et al. 2013).

$$k_{THGV} = \frac{GSK_{EE} - GSK_{Ref}}{e_{Ref} - e_{EE}} \quad (2)$$

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
k_{THGV}	THG-Vermeidungskosten des Konversionspfades	€/t _{CO2-Äq}
GSK_{EE}	Gesteungskosten der elektrischen Energie (frei Konversionsanlage)	€/kWh _{el}
GSK_{Ref}	Gesteungskosten der fossilen Referenz (frei Konversionsanlage)	€/kWh _{el}
e_{EE}	Spezifische THG-Emissionen der Bereitstellung von elektrischer Energie	t _{CO2-Äq} /kWh _{el}
e_{Ref}	Spezifische THG-Emissionen der fossilen Referenz	t _{CO2-Äq} /kWh _{el}

⁵ Der DBFZ-Endbericht ist online verfügbar unter: <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb13/741107678.pdf>

In Tabelle 1 sind die im Bundesmessprogramm bilanzierten und bewerteten Anlagen aufgelistet, deren Gestehungskosten inkl. Gutschrift der positiven Effekte mit den Gestehungskosten von Wind und Photovoltaik exemplarisch gegenübergestellt werden. Anlage A5 ist dabei gesondert zu betrachten, da es sich hier um eine Demonstrationsanlage mit geringem Wirkungsgrad und hoher Investitionssumme handelt.

Tabelle 1: Anlagenauswahl zur technischen, ökologischen und ökonomischen Bewertung

Anlage	Abk.	Betreuung	Entwicklungsstand	Datenquelle der Kennzahlen
Spanner 30 kW _{el}	A1	HSZG	Kommerzielle Anlage	Langzeitmonitoring + Punktbilanz
Rosenheim 38 kW _{el}	A2	DBFZ	Versuchsanlage	Punktbilanz
Rosenheim 180 kW _{el}	A3	DBFZ	Konzept (2011) Inbetriebnahme (2014)	Hochrechnung auf Basis A2
Burkhardt 180 kW _{el}	A4	ZAE	Kommerzielle Anlage	Langzeitmonitoring + Punktbilanz
Bayern 93 kW _{el}	A5	IFF	Demoanlage	Langzeitmonitoring + Punktbilanz

Ergebnisse

Wie bereits aufgezeigt, basiert die Betrachtung auf der Annahme, dass eine bedarfsgerechte Energiebereitstellung mittels Biomassevergasung erhebliche Vorteile auf der Ebene der Bereitstellung mit sich bringt, die weder vom EEG gewürdigt, noch einen Vergleich der Stromgestehungskosten zulässt.

Um dennoch eine Einordnung der Gestehungskosten zu ermöglichen, findet im Folgenden eine Internalisierung der externen Effekte statt, indem Gutschriften für (i) den Kapazitätseffekt, (ii) die Bereitstellung sekundärer Regelernergie und (iii) reduzierte Netzausbaukosten in die Gestehungskosten einfließen.

In Tabelle 2 sind exemplarisch die Backup-Kosten für Wind-, Photovoltaik- und Biomassekraftwerke in Anlehnung an KRUCK et al. 2007 dargestellt, die durch ein Erdgas-GuD- und Steinkohleschattenkraftwerk entstehen würden. Durch den geringen Kapazitätseffekt der Windenergieanlagen sind die Kosten zur Bereitstellung gesicherter Leistung (K_{GL}) mit bis zu 1,3 €/kWh um 700 % und Photovoltaik mit bis zu 1,6 €/kWh um bis zu 900 % höher als bei Biomasse.

Neben den Backup-Kosten, die durch einen weiteren Zubau von Windenergie- und PV-Anlagen entstehen, besteht im derzeitigen System eine Nachfrage bezüglich der Regelernergie, die durch Biomassevergasungsanlagen gedeckt werden kann. In Tabelle 3 sind die Arbeits- und Leistungspreise negativer, sekundärer Regelernergie und negativer Minutenreserve dargestellt. Exemplarisch sind die Erlöse aus der Bereitstellung negativer, sekundärer Regelernergie für das Jahr 2010 unter der Annahme von 6.000 Volllaststunden als spezifische Gutschrift pro produzierter Kilowattstunde ausgewiesen. Demnach ist durch das Angebot negativer, sekundärer Regelernergie ein spezifischer Erlös von 3,0 €/ct pro produzierter Kilowattstunde möglich.

Tabelle 2: Bereitstellungskosten für gesicherte Leistung ZEYMER (2013)

	A_{FK} in €/ (a·kW)	VLS_{FK} in h/a	VLS_{EE} in h/a	GL_{EE} in %	K_{GL} durch Erdgas-GuD- KW in €/ct/kWh	K_{GL} durch Steinkohle- KW in €/ct/kWh
Erdgas GuD-KW	50	6.000	-	-	-	-
Steinkohle-KW	115	6.000	-	-	-	-
Photovoltaik	-	-	1.030	1 %	0,8	1,8
Windenergieanlage	-	-	2.200	6 %	0,7	1,5
Biomasse-BHKW	-	-	6.000	88 %	0,1	0,2
K_{GL}	... Kosten zur Bereitstellung gesicherter Leistung					
A_{FK}	... Annuität (inkl. der jährlichen Fixkosten) des Reservekraftwerks					
VLS_{FK}	... Volllaststunden der Versorgungsaufgabe pro Jahr durch ein fossiles Kraftwerk					
VLS_{RK}	... Volllaststunden des EE-Kraftwerks pro Jahr					
GL_{RK}	... gesicherte Leistung des EE-Kraftwerks					

Tabelle 3: Vergütung von negativer, sekundärer Regelernergie und negativer Minutenreserve [Eigene Berechnung basierend auf FrE (2012)].

	2008	2009	2010	2011
Negative, sekundäre Regelernergie				
Arbeitspreis in €/MWh	17,47	9,73	19,87 ¹⁾	23,74
Leistungspreiserlös in €/(MWa)	59.000	82.000	138.000 ²⁾	102.000
Negative Minutenreserve				
Arbeitspreis in €/MWh	1,55	4,94	9,77	11,52
Leistungspreiserlös in €/(MWa)	21.000	68.000	27.000	37.000
¹⁾ Bei einem durchschnittlichen Abrufgrad im Jahr 2010 von 24 % laut FrE (2012) ist unter der Annahme von 6.000 Volllaststunden pro Jahr eine spezifische Gutschrift von 0,7 €/ct pro produzierter Kilowattstunde anrechenbar.				
²⁾ Unter der Annahme von 6.000 Volllaststunden pro Jahr lässt sich eine spezifische Gutschrift in Höhe von 2,3 €/ct/kWh pro produzierter Kilowattstunde ermitteln.				

Neben der notwendigen Reservekapazität und der zusätzlichen Regelernergie sind laut der Netzstudie II der DENA (2010) allein für den Ausbau der Netze für Windenergie- und PV-Anlagen bis zu 1,6 Mrd. € pro Jahr notwendig. Folgt man der Argumentation und legt die Annahmen bezüglich der installierten Leistung und der Volllaststunden der DENA (2010) zu Grunde, sind jährliche Netzausbaukosten von 1,6 Mrd. € notwendig, um ca. 150.000 GWh von dem Ort der Erzeugung zum Verbraucher zu transportieren. Damit ergeben sich, wie in Tabelle 4 zusammengefasst, im Mittel spezifische Netzausbaukosten in Höhe von 1,1 €/ct/kWh.

In Abbildung 4 sind die Gestehungskosten unter Berücksichtigung der Finanzierungskosten für das Bezugsjahr 2012 bei 6.000 Volllaststunden (VLS) pro Jahr, vollständiger Wärmenutzung und ohne die Berücksichtigung von möglichen Wirkungsgrad- oder Preissteigerungen dargestellt (Zeymer 2013). Zudem sind die vorangegangenen Abschätzungen der positiven Effekte einer bedarfsgerechten Bereitstellung elektrischer Energie mittels Biomassevergasung als Gutschriften dargestellt. Damit ergeben sich zu Windenergie- und Photovoltaikanlagen approximativ vergleichbare Gestehungskosten.

Tabelle 4: Annahmen und Berechnungen der Netzausbaukosten [Eigene Berechnung auf Basis DENA (2010) und ZSW (2013)]

	Installierte Leistung (2020) in GW	Vollbenutzungsstunden in h/a	Elektrische Arbeit in GWh/a	Netzausbaukosten in Mrd. €/a	Spezifische Netzausbaukosten in €/ct/kWh
Onshore-Windenergie	37	2.200	81.400	1,6	1,1
Offshore-Windenergie	14	4.200	58.800		
Photovoltaik	18	652 ¹⁾	11.729 ²⁾		

¹⁾ Reale Volllaststunden auf Basis der elektrischen Arbeit und der installierten Leistung berechnet.
²⁾ 11.729 GWh bereitgestellte elektrische Energie durch Photovoltaik bei einer installierten Leistung von 17,6 GW im Jahr 2010.

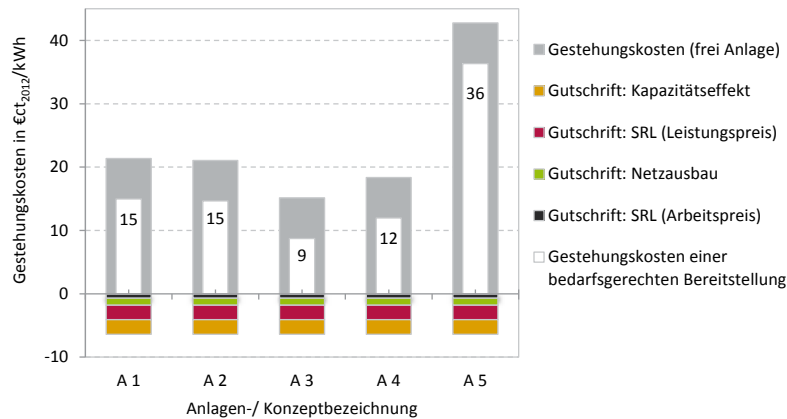
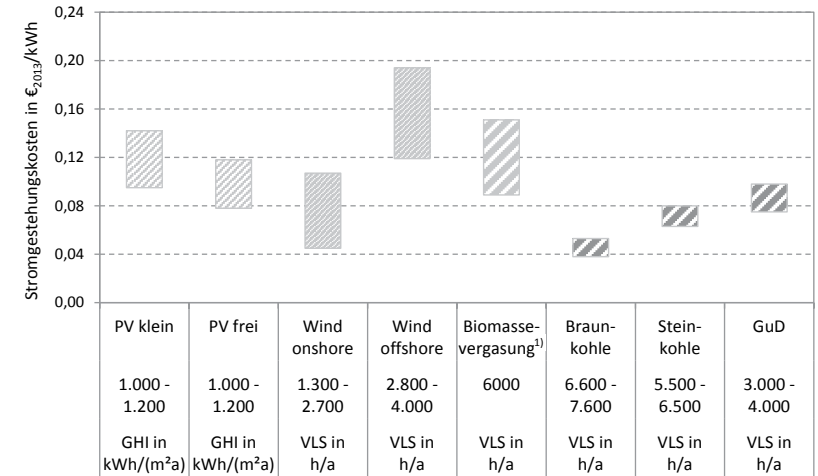


Abbildung 4: Gestehungskosten der kleintechnischen Vergasung [Eigene Berechnung auf Basis ZEYMER (2013)]

In Abbildung 5 sind die Stromgestehungskosten frei Anlagen für verschiedene fossile Energieträger und erneuerbare Energien nach einer Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) dargestellt und zusätzlich um die Gestehungskosten einer bedarfsgerechten Energiebereitstellung durch kleintechnische Biomassevergasungsanlagen ergänzt.

Für fossile Energieträger, insbesondere für Braun- und Steinkohle, zeigen sich vergleichsweise geringe Gestehungskosten, wobei Onshore-Windenergieanlagen vergleichbare Kosten für elektrische Energie frei Anlage bereitstellen können. Um die negativen externen Effekte der CO₂-Emission fossiler Energieträger bei der Energiebereitstellung zu berücksichtigen, wurden im Mittel für Emissionszertifikate ausgehend von 5,30 €/2013/t_{CO2-Äq.} im Jahr 2013 durch moderate Preissteigerungen z. B. 35 €/2013/t_{CO2-Äq.} für das Jahr 2030 angesetzt [ISE (2013)]. Hier ist jedoch anzumerken, dass neben negativen externen Effekten der Emission von Treibhausgasen weitere externe Effekte⁶ mit der Nutzung fossiler, aber auch biogener Energieträger verknüpft sein können, die nicht durch Emissionszertifikate allein internalisiert werden können.

Letztlich zeigt sich in Abbildung 5, dass die Gestehungskosten der kleintechnischen Biomassevergasungsanlagen unter Berücksichtigung der oben beschriebenen positiven Effekte einer bedarfsgerechten Bereitstellung auf dem Niveau der Windenergie- und Photovoltaikanlagen liegen. Eine weitere Voraussetzung bei der Bioenergie sind maßgeblich neben einer hohen Wärmenutzung möglichst stabile Rohstoffpreise, die jedoch bei der Biomassevergasung durch die effiziente Energiebereitstellung im kleinen Leistungsbereich und durch die Ausdehnung des nutzbaren Rohstoffspektrums als durchaus realistisch sind. Nachdem die Gestehungskosten (frei Anlage) und die Gestehungskosten der kleintechnischen Biomassevergasungsanlagen unter Berücksichtigung der positiven Effekte einer



¹⁾ Gestehungskosten einer bedarfsgerechten Energiebereitstellung

Abbildung 5: Vergleich der Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien und fossiler Energieträger [Eigene Berechnung, ISE (2013)]

⁶ So können beispielsweise primäre und sekundäre Luftschadstoffe sowie ionisierende Strahlung zu erhöhten Gesundheitsschäden, zu negativen Auswirkungen auf Ökosysteme (z. B. Versauerung, Eutrophierung) sowie zu Schäden an Sachgütern führen.

bedarfsgerechten Bereitstellung ermittelt sind, dienen diese als Ausgangspunkt für die Berechnung der Treibhausgasvermeidungskosten. In Abbildung 6 sind THG-Vermeidungskosten in Abhängigkeit der Gestehungskosten dargestellt. Da für alle Anlagen die gleiche spezifische Gutschrift für eine bedarfsgerechte Energiebereitstellung angesetzt ist (Abbildung 4), ändern sich die spezifischen THG-Vermeidungskosten ($\text{€}/\text{t}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$) zum Teil erheblich. Besonders bei Anlagen mit niedrigen Gestehungskosten (frei Anlage), bei denen die Differenzkosten zur fossilen Referenz definitionsgemäß deutlich geringer sind, haben die Gutschriften eine deutliche Auswirkung. So reduzieren sich die THG-Vermeidungskosten in Betrieb befindlicher Anlagen unter $100 \text{ €}/\text{t}_{\text{CO}_2\text{-Äq}}$ und damit um bis zu 50 %.

Wichtig an dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die THG-Vermeidungskosten je nach gewähltem Referenzsystem deutlich variieren können. Die in Abbildung 6 ausgewiesenen THG-Einsparungen können allein durch die Veränderung der THG-Emissionen des Strommix durch z. B. die Zunahme des Anteils an Erneuerbaren Energien sinken, da dadurch die Emissionen insgesamt sinken. Gleichzeitig wurde der Börsenstrompreis unterstellt, wodurch die Mehrkosten der Erneuerbaren Energien nicht berücksichtigt werden, die ökologischen Vorteile der Emissionsminderung aber schon. Besonders bei der kleintechnischen Biomassevergasung ist die Wahl des Referenzsystems sehr komplex und immer nur ein Kompromiss, da zum einen elektrische Energie grundlastfähig, wie z. B. durch ein Braunkohlekraftwerk bereitgestellt werden kann, zum anderen aber eine flexible und bedarfsgerechte Regelung ähnlich einem Gaskraftwerk möglich ist.

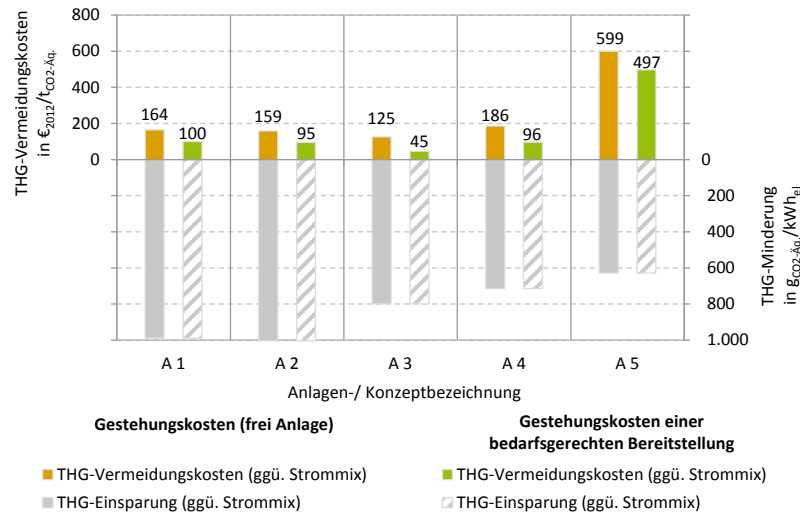


Abbildung 6: Vergleich der THG-Vermeidungskosten [Eigene Berechnungen auf Basis ZEYMER (2013)]

Abschließend sind in Abbildung 7 die vorgestellten Ergebnisse der kleintechnischen Biomassevergasung vergleichend zu den THG-Vermeidungskosten anderer Erneuerbarer Energien und möglicher Effizienzmaßnahmen gegenübergestellt. Eine vorliegende Studie des Leibniz-Instituts für Wirtschaftsforschung aus dem Jahr 2012 zeigt deutlich, dass mit einer

steigenden Ausschöpfung des THG-Vermeidungspotentials auch steigende Kosten einhergehen. So sind mit THG-Vermeidungskosten über $300 \text{ €}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ ab einer Einsparung größer als 200 Mio. t pro Jahr zu rechnen, was im Vergleich zu den THG-Emissionen von 950 Mio. t im Jahr 2013 zudem nur ein Bruchteil auf dem Weg zu einer Minderung von 80 % darstellt. Zugleich wird dadurch deutlich, dass jede Einsparmöglichkeit oder Erneuerbare Energie nur ein bestimmtes Potenzial zur THG-Vermeidung aufweist, sofern nicht allein das technisch mögliche Potenzial unterstellt ist. Ausgehend davon, dass deutlich größere Potenziale der EE durch technische Weiterentwicklung, Kostensenkungspotenziale sowie steigenden fossilen Rohstoffkosten erschlossen werden, ist die Bereitstellung von elektrischer Energie in KWK durch die kleintechnische Biomassevergasung schon heute mit, aber auch ohne die Berücksichtigung der positiven Effekte der bedarfsgerechten Bereitstellung eine vergleichsweise günstige Möglichkeit, Treibhausgase einzusparen.

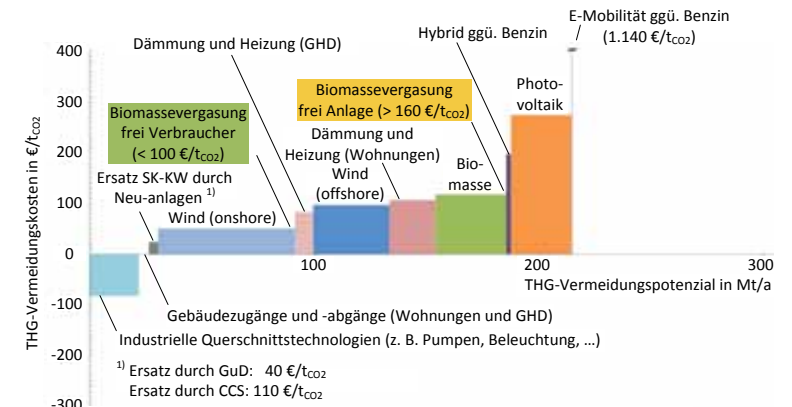


Abbildung 7: Einordnung der kleintechnischen Biomassevergasung in das Gesamtsystem der EE und möglicher Effizienzmaßnahmen [Eigene Darstellung basierend auf Ifo 2012]

Fazit und Ausblick

Ist eine nachhaltige Energiepolitik neben reinen Gestehungskosten und Klimaschutz auch an Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und sozialer Gerechtigkeit orientiert, scheint die Strategie eines ausgewogenen Energiemix eine Grundvoraussetzung. Derzeit kann kein Energieträger bzw. keine Energietechnologie allein einer nachhaltigen Energieversorgung genügen. Vielmehr sind die spezifischen Vorteile hinsichtlich der einzelnen Nachhaltigkeitsaspekte gezielt auszunutzen und Nachteile durch eine ausgewogene Kombination der verschiedenen Technologien und Energieträger zu minimieren.

Das Bundesmessprogramm zur Weiterentwicklung der kleintechnischen Biomassevergasung hat dabei gezeigt, dass hier ein erfolgsversprechender Entwicklungspfad einer Bioenergietechnologie vorliegt und sich eine beginnende Kommerzialisierung abzeichnet. Dabei weist eine Vielzahl von Anlagen die Möglichkeit einer bedarfsorientierten Bereitstellung von elektrischer Energie bei gleichzeitig moderaten Gestehungskosten, einem hohen

Treibhausgasminderungspotenzial und Nutzung regionaler Rohstoffe aus. Besonders die unerwartet progressive Entwicklung der installierten Leistung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen und die daraus resultierenden Herausforderungen an die Verteilinfrastruktur könnten zu einem kleinen, aber signifikanten Anteil durch kleintechnische Biomassevergasungsanlagen bewältigt werden. So ließe sich zum einen negative Regelenergie und zum anderen auch gesicherte Leistung bei gleichzeitiger Reduzierung von Treibhausgasemissionen bereitstellen.

Um die positiven Effekte einer bedarfsgerechten Energiebereitstellung durch die kleintechnische Biomassevergasung gezielt nutzbar zu machen, ist jedoch eine Anpassung des EEG unausweichlich. Neben einer Grundvergütung könnten flexible Elemente, als Anreiz für eine bedarfsgerechte Bereitstellung, einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen, um eine nachhaltige Energieversorgung und eine effiziente Treibhausgasminde- rung zu erzielen.

Literatur

DENA (2010) (Hrsg.): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) Berlin, 2010. URL: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/KurzanalyseKraftwerksplanungDE_2020.pdf (Stand: 18.07.2013).

FfE (2012) (Hrsg.): DEA – Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2012.

ISE (2013) (Hrsg.): Stromgestehungskosten – Erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, 2013.

GAWEL, E.; HANSJÜRGENS, B. (2013): Projekt „Energiewende“: Schnecken tempo und Zickzackkurs statt klarer Konzepte für die Systemtransformation? In: *Wirtschaftsdienst*, 93. Jg. (2013), Heft 5, S. 283 - 288.

Ifo (Hrsg.) (2012): Die Zukunft der Energiemärkte - Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. Ifo-Institut, München, 2012. URL: www.cesifo-group.de/DocDL/ifo_Forschungsbericht_57.pdf (Stand: 10.10.2013).

SCHMIDT, T. (2011): Zusammenspiel regenerativer und konventioneller Stromerzeugung zum Erreichen der Ziele für die Energieversorgung und den Klimaschutz. Berliner Energiekonferenz, 4. - 5. Mai 2011. URL: http://www.ffe.de/download/Publikationen/374_Berliner_Energiekonferenz/20110504_Berliner_Energiekonferenz_Tagungsbeitrag.pdf (Stand: 10.10.2013)

VDE (2012) (Hrsg.): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (VDE), Frankfurt a. M. – ISBN 978-3-941802-18-6

ZEYMER, M. (2013): Gestehungskosten und THG-Vermeidungskosten. In: DBFZ (2013): Kleintechnische Biomassevergasung – Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung. DBFZ Report Nr. 18. Leipzig: DBFZ, 2013, S. 74 - 99 – ISSN 2190 – 7943

ZSW (Hrsg.) (2013): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart.

Methodenvergleich zur Teeranalytik auf Basis von SPA und nasschemischen Verfahren bei der thermochemischen Biomassevergasung

Stefanie Reil¹, Christoph Baumhakl², Jürgen Karl², Julian Messer¹, Hildegard Stork², Stefan Beer¹

¹ Ostbayerische Technische Hochschule Amberg-Weiden,
Kaiser-Wilhelm-Ring 23, 92224 Amberg
E-Mail: s.reil@haw-aw.de, s.beer@haw-aw.de

² Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg,
Fürther Str. 244 f, 90429 Nürnberg
E-Mail: juergen.karl@fau.de

Schlagwörter: Teermessung, SPA, Thermochemische Biomassevergasung nach dem Stratified-downflow-Prinzip

Zusammenfassung

Im Fokus der Forschungsarbeiten steht die Teeranalyse über SPA (solid phase adsorption), die weitaus kürzere Probenahmezeiten als die nasschemische Variante nach DIN CEN/TS 15439 zulässt. Die Teerbestandteile werden auf einer festen Phase auskondensiert oder adsorbiert. Dabei werden im Rahmen einer Messkampagne an einem Gleichstromvergaser für Biomasse nach dem Stratified-downflow-Prinzip zwei verschiedene SPA-Methoden untersucht: Der Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) baut aktuell ein Labor zur Teeranalytik auf und entwickelte ein Verfahren mit CHROMABOND C18ec als Adsorptionsmaterial. Diese Messergebnisse werden mit Analysen an der KTH Schweden verglichen, die SUPELCLEAN LC-NH2 als Adsorbens verwenden. Ein Vergleich der Ergebnisse mit denen der nasschemischen Teeranalysen mit Probenahme nach DIN CEN/TS 15439 zeigt das hohe Potential der SPA-Probenahme. Für eine gute Aussagekraft der SPA-Analyse ist eine möglichst schnelle Analyse und eine geringe Lagertemperatur (~ -20 °C) notwendig. Bei der Interpretation der Ergebnisse der SPA-Analysen muss das Augenmerk auf die weit kürzere Probenahmedauer im Vergleich zur nasschemischen Probenahme gelegt werden. Insgesamt konnte mit der Methode der FAU ein höherer Gehalt an Teerbestandteilen detektiert werden als bei der Analyse der KTH. Bei Bedarf kann durch eine Kombination aus trockener Gaskühlung und nasschemischer Analyse des Kondensats und nachgeschalteter SPA-Probenahme das Analysespektrum auf schwere Teere erweitert werden. Aufgrund des weitestgehenden Verzichtes auf Lösemittel bzw. der Reduktion des Einsatzes an Lösemittel auf das Spülen der Probenahme-Apparatur im Anschluss an die Probenahme kann die Probenahmezeit deutlich niedriger als bei der Probenahme nach DIN gewählt werden.

Summary

The research focuses on tar analysis according to SPA method (solid phase adsorption), which allows much shorter sampling times than the wet-chemical sampling according to DIN CEN/TS 15439. The tar components are condensed or adsorbed on a solid phase. In an experimental study on fixed bed gasification of biomass in stratified downdraft reactors two different SPA methods are examined and compared among each other: The Department of Energy Process Engineering at the Friedrich-Alexander-University of Erlangen-Nuremberg (FAU) is currently building a laboratory for tar analysis and develops a process for SPA analysis based on the adsorbent CHROMABOND C18ec. These measurement results are compared with analysis at KTH Sweden that uses SUPELLEAN LC-NH2 as adsorption material. A comparison of the results with those of wet-chemical sampling tar analysis according to DIN CEN/TS 15439 shows the high potential of the SPA sampling. For a good validity of the SPA analysis the samples have to be stored at low temperature (~ -20 °C) and analyzed as quickly as possible. When interpreting results from SPA analysis the attention has to be turned on the much shorter sampling time in comparison to the wet-chemical sampling. Overall, a higher content of tar components could be detected with the method of the FAU in comparison to the results of the KTH. If necessary, the spectrum of sampling components can be extended to heavy tars by a combination of dry gas cooling with wet-chemical analysis of the condensate and subsequent SPA sampling. Because of the surrender of solvents as far as possible respectively the reduction of the use of solvents to the flushing of the sampling apparatus after the sampling the sampling time can be chosen significantly shorter compared to the sampling according to DIN.

Hintergrund und Zielsetzung

Trotz der zahlreichen Vorteile stellt die thermochemische Vergasung von Biomasse in Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung insbesondere in Kombination mit neuen Brennstoffen bisweilen eine Herausforderung dar und der wirtschaftliche sowie kontinuierliche Betrieb ist bislang immer noch recht schwierig. Das wichtigste Kriterium für die Einsetzbarkeit von Produktgas in Arbeitsmaschinen zur Kraft-Wärme-Kopplung sind die enthaltenen Verunreinigungen wie Staub und Aschepartikel sowie vor allem höhere Kohlenwasserstoffe, wie Teer. Zahlreiche Untersuchungen beschäftigen sich daher mit der Prozessoptimierung im Hinblick auf möglichst geringe Teergehalte im Produktgas. Die Herausforderung bei der Teermessung besteht v. a. darin, dass es derzeit noch kein standardisiertes Messverfahren neben der DIN CEN/TS 15439 gibt, welches eine kurze Probenahmedauer und damit verlässliche Bestimmung zulässt. Gerade bei Versuchsanlagen, welche nicht kontinuierlich betrieben werden, ist die notwendige Versuchsdauer, um eine belastbare Analytik der Teere mit Mehrfachbestimmung zu ermöglichen, meist nur schwer zu erreichen.

Der Beitrag soll einen Überblick zum Stand der Technik bei der Teeranalytik insbesondere über SPA (solid phase adsorption) geben und Unterschiede im Vergleich zur nasschemischen Analyse beleuchten.

Verfahren zur Teermessung bei der Thermochemischen Vergasung von Biomasse

Um eine Aussage über den Gehalt an Teer im Produktgas treffen zu können, werden derzeit zahlreiche Messverfahren entwickelt und erprobt. Dabei ist eine Untergliederung in

- nasschemische Verfahren,
- trockene Verfahren sowie
- Online-Verfahren

möglich (Kübel 2007).

Die Probleme, die kondensierende Teerkomponenten im Vergasungsprozess verursachen, sind auch bei der Analyse zu berücksichtigen. Die zu untersuchende Probe muss verlustfrei und möglichst ohne Veränderung zur Analyse geführt werden. Es werden üblicherweise beheizte Probenahmesysteme mit Temperaturen zwischen 300 und 400 °C verwendet, um einerseits ein Kondensieren und aber gleichzeitig eine thermische Zersetzung bzw. Veränderung in der Zusammensetzung durch chemische Reaktion zu verhindern (Neubauer 2008).

Nasschemische Analyse nach DIN CEN/TS 15439

Das grundlegende Prinzip der nasschemischen Methode nach DIN CEN/TS 15439 ist es, den Teer über der Kondensationstemperatur der Teere aus der Gasphase in einem Lösungsmittel bei tiefer Temperatur vollständig zu kondensieren und zu lösen. DIN CEN/TS 15439:2006 schreibt eine Flüssigkeitquensche mit einem System bestehend aus sechs Impinger-Flaschen vor. Dabei sollen die Flaschen 1, 2 und 4 auf eine Temperatur von ca. 35 bis 40 °C konditioniert, die Flaschen 3, 5 und 6 auf -20 °C gekühlt werden. Zudem sollen die Flaschen 2, 3, 5 und 6 mit Glasfritten ausgerüstet werden. Der Grund für die zwischenzeitliche Temperaturerhöhung und die Verwendung von Glasfritten liegt in der Entstehung von Aerosolen aus Teer- und Lösemittel, die bis zur Gaspumpe durchschlüpfen können (Kübel 2007). Eine Untersuchung zur Eignung verschiedener Lösungsmittel wurde für den Tar Guideline durchgeführt (Brage et al. 2002). Empfohlen wurde ein polares Lösungsmittel wie z. B. Isopropanol. Dabei erwies sich Aceton zwar als sehr gutes Lösungsmittel, allerdings gelangte aufgrund der hohen Flüchtigkeit ein Teil während der Probenahme in die Gasphase und ging verloren.

Das der eigentlichen Teerprobenahme vorgeschaltete Partikelfilter wird nach der Probenahme im Labor einer Soxhlet-Extraktion unterzogen, um die adsorbierten Teere zu entfernen. Dieses Extrakt wird der flüssigen Probe beigemischt. Nach der Extraktion kann die gravimetrische Bestimmung der Partikelmenge auf dem Filter erfolgen. Im Rahmen der nasschemischen Analyse nach DIN CEN/TS 15439 wird die Verwendung von zwei Messmethoden empfohlen: gravimetrischer Teer und GC-detektierbarer Teer. Die Analyse des gravimetrischen Teers erfolgt durch Verdampfung unter exakt definierten Bedingungen und einer anschließenden gravimetrischen Bestimmung des Verdampfungsrückstandes. Für die

Analyse der GC-detektierbaren Teere wird ein Teil der flüssigen Probe mittels Gaschromatograph untersucht. Das GC kann zwar alle niedrig siedenden kleinen Moleküle komplett aufschlüsseln, stößt aber bei größeren Molekülen an Grenzen. Diese ergeben sich einerseits beim Verdampfen der Stoffe und andererseits beim Transport der Moleküle durch die im Gerät befindliche Chromatographiesäule. Bei der gravimetrischen Analyse stellt sich genau das umgekehrte Problem. Während schwere Teere sehr gut erfasst werden, ist der Verlust von Teeren mit niedrigem Siedepunkt bei der Rotationsverdampfung entsprechend größer. Es existiert eine Schnittmenge zwischen beiden Analysemethoden, die in der dargestellten Abbildung 1 skizziert, aber nicht maßstäblich zu sehen ist. Daher ist die Empfehlung als praktikabel zu sehen, beide Werte anzugeben (Kübel 2007).

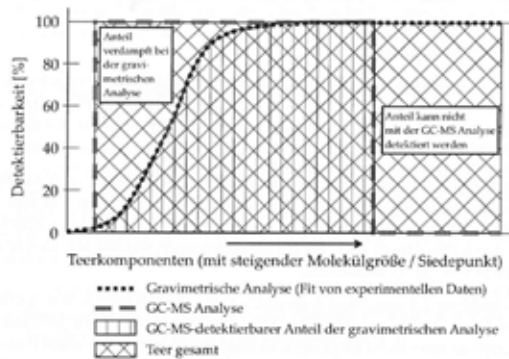


Abbildung 1: Detektierbarkeit der Teere bei der Gravimetrischen Analyse und der GC-Analyse (Kübel 2007)

Trockene Gaskühlung

Neben der Abscheidung der im Produktgas enthaltenen Teere können die Teerkomponenten auch mittels Kühlung auskondensiert werden. Der Einsatz von Lösungsmittel reduziert sich in diesem Fall auf die Reinigung der Probenahmeapparaturen. Entsprechende Konzepte finden sich bei MILNE & EVANS (1998) und XU et al. (2005). Nach KNOEF & NEUBAUER (2012) können aber leichte Teerverbindungen bei Umgebungsbedingungen nur schwer aufgefangen werden.

SPA-Analyse

Die Teerkomponenten können aber auch bei der gewünschten Temperatur auf einer festen Phase auskondensiert oder adsorbiert werden. BRAGE et al. (1997a, 1997b, 2000) entwickelte hierzu 1997 an der KTH in Stockholm die so genannten SPA-Methode (Solid phase adsorption), die weitaus kürzere Probenahmezeiten als die nass-chemische Variante zulässt. Eine vergleichende Untersuchung zur nasschemischen Probenahme und der SPA-Methode mit anschließender Thermodesorption von DUFOR et al. (2007) zeigte keine Abweichung zwischen den beiden Verfahren mit Ausnahme von Benzol. Aufgrund des geringen Aufwands und der geringen Fehleranfälligkeit, der relativ geringen Kosten sowie der hohen Reproduzierbarkeit für punktuelle Messungen bei einer Probenahme im Roh- oder Reingas unter 300 °C wird die SPA-Methode empfohlen, während für Messungen im heißen Rohgas zur nasschemischen Methode geraten wird (Zeymer et al. 2012).

Technikumsanlage

Im Rahmen eines vom Bayerischen Staatsministerium für Bildung und Kultur, Wissenschaft und Kunst geförderten Forschungsvorhabens wurde an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden (OTH) ein verfahrenstechnisches Konzept für einen mobilen Prüfstand im Technikumsmaßstab zur thermochemischen Vergasung von Biomasse basierend auf einem Festbettvergasungsreaktor erarbeitet (Abbildung 2). Der „stratified downdraft“-Vergaser weist im Gegensatz zum konventionellen Gleichstromvergasers keine Einschnürung im Schüttbett auf, was sich positiv auf die Schüttbettbewegung auswirkt. (Reed & Das 1988). Kennzeichnend ist weiterhin, dass das Oxidationsmittel von oben gleichmäßig verteilt über den ganzen Querschnitt zugeführt wird. Dies verbessert die Gasverteilung in der Schüttung, verringert die Strahlenbildung und reduziert damit den Teergehalt im Produktgas. In Kombination zur Luftzuführung von oben wird bei einigen ausgeführten Vergasern ähnlich wie beim klassischen Gleichstromvergasers zusätzlich im unteren Bereich Vergasungsluft in den Vergasungsreaktor eingebracht. Diese dient der Stabilisierung der heißen Oxidationszone. Im Rahmen der Arbeiten an der OTH Amberg-Weiden wird auf diese zusätzliche Luftzufuhr gänzlich verzichtet und stattdessen werden die Regelmechanismen zur aktiven Regelung der heißen Oxidationszone untersucht. Die Technikumsanlage zur autothermen, atmosphärischen Luftvergasung kann sowohl im Gleichstrom nach dem „stratified downdraft“ Prinzip als auch im Gegenstrom betrieben werden. Der Vergasungsreaktor ist für eine Feuerungswärmeleistung von 76,5 kW im Gleichstrombetrieb konzipiert. Die für den Freiluftbetrieb konzipierte Versuchsanlage besteht im Wesentlichen aus den Komponenten Vergasungsreaktor mit Vergasungsgutzufuhr und Austrag an Vergasungsrückstand sowie Staubabscheidung, Produktgasstrecke und einem Drallbrenner mit thermischer Nachverbrennung.

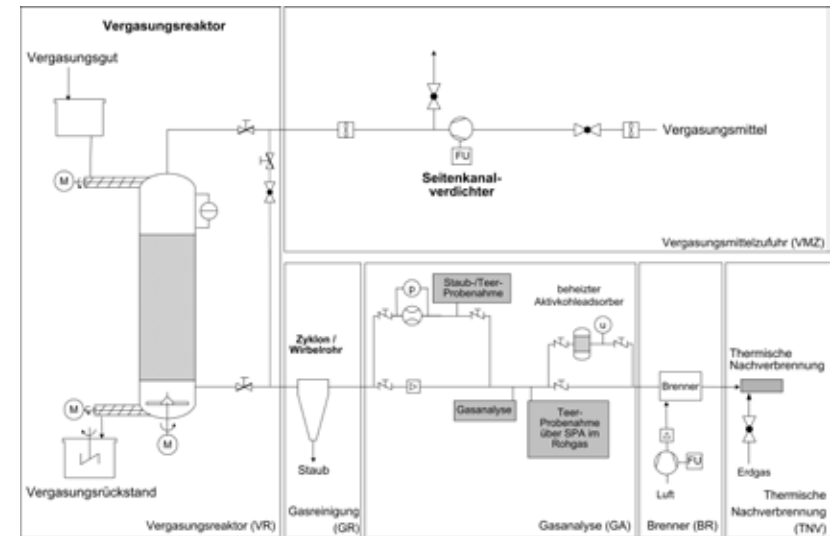


Abbildung 2: Anlagenschema der Technikumsanlage nach dem „stratified downdraft“ Prinzip

Der Vergaser mit einem Innendurchmesser von 150 mm ist mit einem Mantel aus Feuerfestbeton ausgestattet. Um einen kontinuierlichen Anlagenbetrieb zu gewährleisten, verfügt der Vergasungsreaktor über eine automatische Rostbetätigung sowie eine automatische Beschickung mit Trogschnecke und eine Füllstandserkennung im Schüttbett. Die Detektion der Reaktionszonen im Schüttbett erfolgt über ein Stufen-Thermoelement im Schüttbett des Vergasungsreaktors, welches die kontinuierliche und gleichzeitige Temperaturüberwachung in der Schüttung an sieben verschiedenen Positionen über dem Rost ermöglicht. Zur Sicherstellung der Betriebssicherheit wird die Vergasungseinheit durch ein Wirbelrohr zur Grobabscheidung von Staub unmittelbar in Anschluss an den Reaktor komplettiert. Das in der Versuchseinheit generierte Produktgas eignet sich aufgrund seiner Teer- und Staubbeladung noch nicht für die unmittelbare Verwendung in Arbeitsmaschinen. Hierfür wäre noch eine weitere Gasaufbereitung entsprechend den Anforderungen der jeweiligen Gasnutzungstechnologie notwendig. Im Anschluss an die Produktgasleitung wird das Produktgas einem Drall-Brenner zugeführt. Eine thermische Nachverbrennung mit Erdgasstützflamme, automatisierter Zündeinheit und Temperaturüberwachung garantiert den emissionsarmen Versuchsbetrieb. Die Versuchsanlage ist mit umfangreicher Messtechnik zur Erfassung aller relevanten Betriebsdaten ausgestattet. Sämtliche Massen- und Volumenströme sowie Temperaturen und Drücke im Bereich des Vergasungsmittels sowie des Produktgases werden messtechnisch kontinuierlich erfasst und parallel aufgezeichnet. Untersucht werden im Zuge der Messkampagne v. a. die Stabilisierung der Oxidationsfront sowie der Einfluss diverser Vergasungsparameter. Zu den untersuchten Parametern zählen v. a. die Leerrohrgeschwindigkeit (superficial velocity) sowie die Feuchte des Vergasungsgutes. Das Versuchsprogramm soll zur Identifizierung der Betriebsparameter dienen, welche zu einem möglichst niedrigen Teergehalt im Produktgas, einer möglichst vollständigen Umsetzung des eingesetzten Vergasungsgutes sowie zu einer Stabilisierung der Oxidationszone führen.

Methodik

Im Rahmen der Versuchskampagne werden verschiedene Teermessverfahren untersucht und miteinander verglichen:

1. SPA-Analyse (solid phase adsorption) mit unterschiedlichen Methoden und Adsorbens (KTH: SUPELCLEAN LC-NH2 und FAU: CHROMABOND C18ec),
2. Teermessung nach DIN CEN/TS 15439 sowie
3. nasschemische Analyse basierend auf einem Verfahren mit trockener Kühlfalle und nachgeschalteter SPA.

Im Folgenden erfolgt eine nähere Beschreibung der verschiedenen Probenahmeverfahren.

SPA-Probenahme

Bei der Probenahme mit SPA (Solid phase adsorption) werden die Teerbestandteile auf einer festen Phase auskondensiert oder adsorbiert. Die Beprobung erfolgt direkt in der Produktgasleitung über ein temperaturbeständiges Septum mittels einer Kanüle. Dabei wird ein Gasvolumen von 100 mL über das Adsorptionsröhrchen mittels Handgaspumpe gesaugt (siehe Abbildung 3).

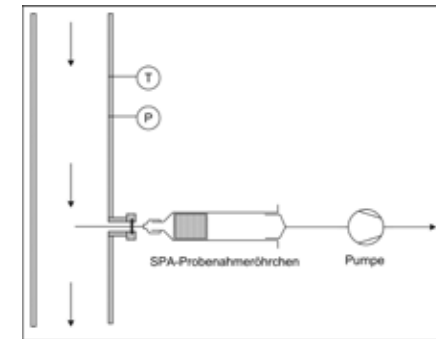


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Probenahmeanordnung für die Teermessung mit SPA (Solid phase adsorption)

Das beladene Röhrchen wird im Anschluss dunkel und gasdicht verpackt. Die eigentliche Analyse findet nach Eluierung und diversen Aufbereitungsschritten durch Untersuchung des Eluats im Labor mittels GC-MS oder GC-FID statt.

Zum Einsatz kommen zwei Verfahren: Das Verfahren der KTH Schweden mit SUPELCLEAN LC-NH2 als Adsorptionsmittel und anschließender Analyse in Schweden sowie ein neu entwickeltes Verfahren der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg. Der Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik an der FAU Erlangen-Nürnberg baut aktuell ein Labor für die Teeranalytik auf und entwickelt ein Verfahren zur SPA-Analyse basierend auf dem Adsorbens CHROMABOND C18ec. Diese Messergebnisse werden mit Analysen an der KTH Schweden mit SUPELCLEAN LC-NH2 als Adsorbens sowie mit denen aus der nasschemischen Teerbestimmung verglichen.

Entsprechend den jeweiligen Anforderungen der Labore werden die Analysen innerhalb eines Tages zugestellt. Die Analysen für die FAU werden zudem unmittelbar nach der Probenahme bis zur Analyse tiefgekühlt gelagert. In ersten Vorversuchen hatte sich gezeigt, dass auf diese Weise deutlich weniger Verluste bei der Probe zu verzeichnen sind.

Teermessung nach DIN CEN/TS 15439

Die Teermessung nach DIN CEN/TS 15439 wird entsprechend den Anforderungen an die Probenahmeausrüstung und das Beprobungsverfahren im Allgemeinen ausgeführt. Abbildung 4 vermittelt einen Überblick zur Probenahmeanordnung für die Teermessung nach DIN CEN/TS 15439.

Diese kann sukzessive in verschiedene Module unterteilt werden. Modul 1 beinhaltet die Gasvorbereitung, welche im Wesentlichen aus einer auf 300 °C beheizten Probenahme-sonde besteht. Anschließend folgt das Modul zur Partikelabtrennung, welches ebenfalls auf 300 °C temperiert ist. Die eigentliche Beprobung (Modul 3: Teerabtrennung) wird mit sechs Impingerflaschen durchgeführt, von denen die ersten fünf mit jeweils 100 mL Isoopropanol befüllt sind und die letzte leer bleibt. Im vorliegenden Probenahmesystem werden ausschließlich die Impingerflaschen 3, 5 und 6 zwischen -15 °C und -20 °C temperiert, wohingegen sich die restlichen Impingerflaschen auf Umgebungstemperatur befinden. Die-

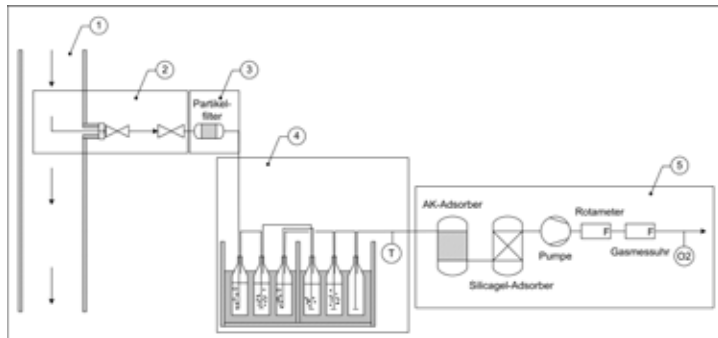


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Probenahmeanordnung für die Teermessung nach DIN CEN/TS 15439 (1: Gasstrom, 2: Modul 1 (Gasvorbereitung), 3: Modul 2 (Partikelabtrennung), 4: Modul 3 (Teerabtrennung), 5: Modul 4 (Volumenerfassung und Sauerstoffüberwachung))

se liegt im Mittel während den Messungen bei ca. 15 °C bis 20 °C. Entsprechend der Norm kommen sowohl Tauchrohre als auch Glasfritten zum Einsatz. Der vorgeschriebene Bereich der Fließrate durch das Impingersystem zwischen 0,1 und 0,6 Nm³/h wird bei allen Probenahmen eingehalten. Weiterhin wird das empfohlene minimale Probenahmenvolumen von 0,1 Nm³ bei allen Messungen weit überschritten. Zusätzlich zur Dichtheitsprüfung der Probenahmeanordnung wird am Ende der Messstrecke (Modul 4) der Sauerstoffgehalt im beprobten Teilvolumenstrom gemessen. Da sich im Produktgas selbst kein Sauerstoff befindet, kann auf diese Weise verifiziert werden, dass keine Falschlufte durch etwaige Leckagen ins Probenahmesystem gelangt. Sämtliche Proben werden entsprechend DIN CEN/TS 15439 bei einer Temperatur < 5 °C bis zur Analyse aufbewahrt.

Teerprobenahme mit trockener Kühlfalle und nachgeschalteter SPA

Die Teerprobenahme mit trockener Kühlfalle und nachgeschalteter SPA (Abbildung 5) stellt eine Kombination zweier Verfahren dar: Dabei wird aus dem Gasstrom ein Teilvolumenstrom über eine Probenahmeanordnung analog zur nasschemischen Teerprobenahme nach DIN CEN/TS 15439 mit beheizter Gasvorbereitung und Partikelabscheidung (Modul 1 und 2) entnommen. Die schweren Teere werden im Anschluss durch eine einfache Gaskühlung (Modul 3) auskondensiert und über eine anschließende nasschemische Analyse mit GC analysiert. Die leichtflüchtigen Teere, die nicht kondensieren, werden über eine nachgeschaltete SPA (Modul 4) erfasst. Durch den weitgehenden Verzicht auf Lösungsmittel kann die Probenahmedauer im Vergleich zu Messung nach DIN CEN/TS 15439 deutlich minimiert werden. Ein weiterer Vorteil dieser Probenahmeanordnung ist z. B. die Option einer Gasprobenahme auf Aktivkohle oder über Gasmaus nach der Gaskühlung bei moderaten Temperaturen.

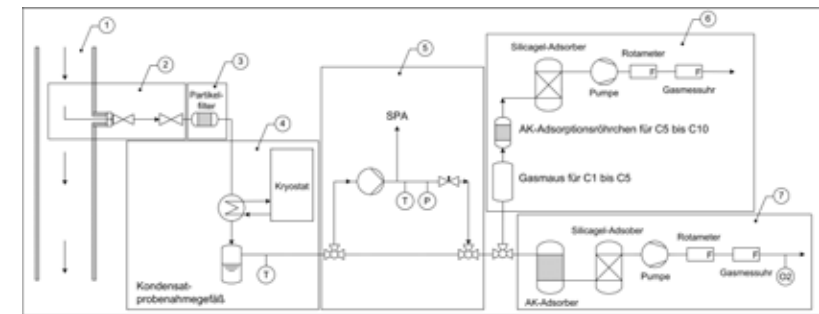


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Probenahmeanordnung für die Teermessung nach Gaskühlung (1: Gasstrom, 2: Modul 1 (Gasvorbereitung), 3: Modul 2 (Partikelabtrennung), 4: Modul 3 (Abtrennung der schweren Teere), 5: Modul 4 (Messung der leichtflüchtigen Teere), 6: Modul 5 (Messung C₂ bis C₁₀), 7: Modul 6 (Volumenerfassung und Sauerstoffüberwachung))

Ergebnisse

Im Folgenden werden die ersten Ergebnisse kurz dargestellt.

Ergebnisse der SPA-Analysen durch die KTH und die FAU im Vergleich zur nasschemischen Beprobung nach DIN CEN/TS 15439

Insgesamt zeigen die Analysen der KTH und der FAU eine sehr gute Übereinstimmung. Bei den Analysen durch die FAU konnte insgesamt ein höherer Gehalt an verschiedenen Teeren identifiziert werden als durch die KTH. Die Analyse auf Phenole durch die FAU liefert annähernd den gleichen Gehalt wie die Messung nach DIN. In Abbildung 6 sind die Ergebnisse aus den verschiedenen Probenahmeverfahren gegenüber gestellt.

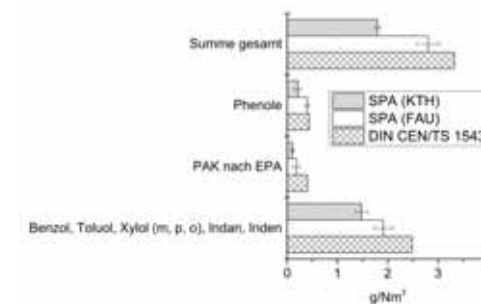


Abbildung 6: Vergleich der Ergebnisse der SPA-Analysen durch die KTH und FAU sowie die Analysenergebnisse der nasschemischen Analyse nach DIN CEN/TS 15439

Insgesamt zeigt bei allen Teerbestandteilen die nasschemische Analyse nach DIN CEN/TS 15439 die höchsten Analysenergebnisse. Die größte Abweichung zwischen den einzelnen Messverfahren ergibt sich im Bereich der leichtflüchtigen Teerbestandteile BTX (Benzol, Toluol, Xylol), Indan und Inden.

Dabei zeigen sich bei Benzol und Toluol die größten Unterschiede, wie Abbildung 7 verdeutlicht. Diese Beobachtung deckt sich mit den Untersuchungen von DuFour et al. (2007).

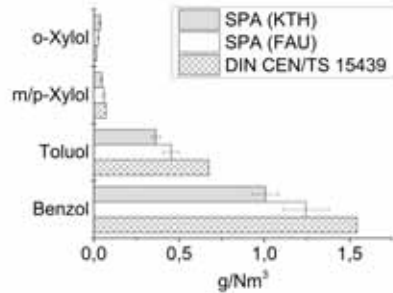


Abbildung 7: Massenkonzentrationen aromatischer Verbindungen (BTEX) bei einem stationären Betriebspunkt

Die SPA-Analyse durch die FAU zeigt im Vergleich zur KTH-Untersuchung höhere Messwerte bei den Phenolen und erreicht in Summe annähernd das Ergebnis der nasschemischen Beprobung (Abbildung 8).

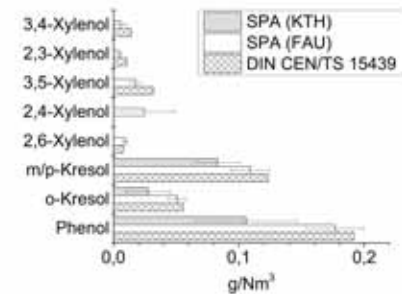


Abbildung 8: Ergebnisse der Analyse auf Phenole

Ergebnisse der Teerprobenahme mit trockener Kühlfalle und nachgeschalteter SPA im Vergleich zur SPA-Messung im Rohgas

Eine Abscheidung der Teere durch reine Kühlung liefert kein zufriedenstellendes Ergebnis. In Kombination mit einer nachgeschalteten SPA-Analyse kann dies deutlich verbessert werden (Abbildung 9).

Der Vergleich mit einer SPA-Analyse im Rohgas liefert eine ähnliche Tendenz wie bei der Beprobung nach DIN CEN/TS 15439. Insgesamt kann ein höherer Gehalt an Teerbestandteilen als bei der Beprobung mittels SPA im Rohgas detektiert werden. Ein direkter Vergleich zwischen der Teerprobenahme mit trockener Kühlfalle und nachgeschalteter SPA und der nasschemischen Teerprobenahme nach DIN CEN/TS 15439 bleibt zu prüfen.

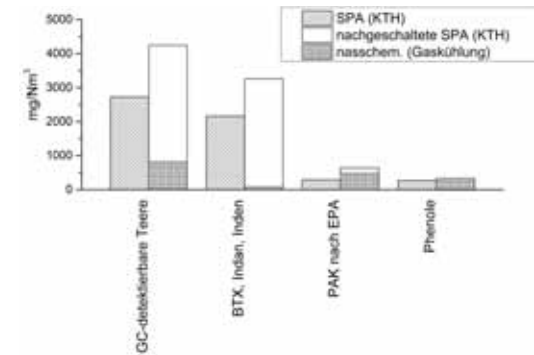


Abbildung 9: Vergleich der Teerprobenahme mit trockener Kühlfalle und nachgeschalteter SPA und SPA-Probenahme im Rohgas

Vergleich der verschiedenen Teerprobenahmeverfahren

In Tabelle 1 sind die verschiedenen Messverfahren gegenübergestellt im Hinblick auf Reproduzierbarkeit, Probenahmedauer, Einfachheit und Aussagekraft.

Tabelle 1: Bewertung der einzelnen Messverfahren

Probenahmeverfahren	Nasschemische Analyse nach DIN CEN/TS 15439	SPA	Kombination aus Kondensation und SPA
Probenahmedauer	lang	kurz	mittel
Reproduzierbarkeit	hoch	relativ hoch	relativ hoch
Komplexität	hoch	gering	mittel
Aussagekraft	Gut (schnelle Abkühlung), Mittelwert über längeren Messzeitraum	Gut Momentaufnahme zur Erhöhung der Aussagekraft: Mittelwert mehrerer Einzelmessungen	Relativ gut (ggf. Reaktionen bei der Teerprobenahme)
Analyseparameter	GC detektierbarer Teer (quantitative und qualitative Aussage Gravimetrische Teerbestimmung, (Erfassung der hochmolekularen Komponenten)	GC detektierbarer Teer (quantitative Aussage zu einzelnen Teerverbindungen) Analyse hochmolekularer Teere wäre noch zu prüfen	GC detektierbarer Teer [quantitative und qualitative Aussage (GC-Screening)], Gravimetrische Teerbestimmung (Erfassung der hochmolekularen Komponenten), Wassergehalt
Potenzielle Fehlerquellen	Undichtigkeiten im Messsystem (Sauerstoffüberwachung)	Störeinflüsse (z. B. Rostbetätigung) beeinflussen aufgrund der kurzen Probenahmedauer das Messergebnis gravierend, Einfluss von Lagerdauer und -temperatur	Undichtigkeiten im Messsystem (Sauerstoffüberwachung), Störeinflüsse (z. B. Rostbetätigung)

Bei der Interpretation der Ergebnisse der SPA-Analysen muss der Augenmerk auf die weit kürzere Probenahmedauer im Vergleich zur nasschemischen Probenahme gelegt werden. In Folge dessen ergibt sich eine Momentaufnahme. Veränderungen im Prozess wie z. B. bei der Betätigung des Rostes resultieren in deutlichen Abweichungen der einzelnen Ergebnisse.

Bei der nasschemischen Analyse hingegen ist die Reproduzierbarkeit des Analyseergebnisses sehr stark von der Qualität der Probenahme und des Probenhandlings abhängig. Insbesondere der Bedienerinfluss und mögliche Undichtigkeiten im Messsystem zeigen hier gravierende Auswirkungen. Aufgrund der guten Reproduzierbarkeit und der Aussagekraft hinsichtlich verschiedenster Analyseparameter ist die nasschemische Analyse gut geeignet als Vergleichsbasis bzw. für einen Abgleich verschiedener Messfahren. Aufgrund der langen Probenahmedauer und der Komplexität ist das Verfahren für eine Anlagenoptimierung und eine Vermessung von Anlagen im Feld hingegen wenig geeignet.

Fazit und Ausblick

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass mit der Versuchsanlage repräsentative Messungen und ein stationärer Anlagenbetrieb erzielbar sind. Gerade durch die gute Zugänglichkeit der verschiedenen Messstellen und die auf den Vergasungsprozess reduzierte Anlagentechnik bietet sich ein breites Feld für die vergleichende Messung unterschiedlicher Verfahren. Die bisherigen Analysen zeigen das hohe Potential der SPA-Probenahme insbesondere im Hinblick auf eine kurze Probenahmedauer. Zudem hat sich durch die zahlreichen Proben gezeigt, dass für eine gute Aussagekraft der SPA-Analyse eine möglichst schnelle Analyse und eine geringe Lagertemperatur (~ -20 °C) notwendig sind.

In weiteren Messreihen wird der Einfluss verschiedener Vergasungsparameter auf den Teergehalt und die Zusammensetzung der Teere untersucht. Dabei soll eine detaillierte und systematische Betrachtung der Einflussparameter auf die Teerentstehung bei der Gleichstromvergasung von Biomasse in Stratified-downdraft-Reaktoren erfolgen. Weiterhin geplant sind Untersuchungen zum Adsorptionsverhalten von BTX an Aktivkohle im Vergleich zur Probenahme über SPA. Begleitend zu den praktischen Arbeiten an der Versuchsanlage wurde ein mathematisches Modell zur Beschreibung der Vorgänge bei der Festbettvergasung von Biomasse entwickelt. Dieses ermöglicht die Vorausberechnung des Temperaturprofils sowie der Gaszusammensetzung über der Vergaserhöhe in Abhängigkeit verschiedener Eingangsparameter. Im Fokus der Forschungsarbeiten steht aktuell die Erweiterung und Verifizierung des mathematischen Modells für die Wärme- und Stoffaustauschvorgänge bei der Vergasung von Biomasse in Stratified-downdraft-Reaktoren anhand experimenteller Daten.

Literatur

- BRAGE, C.; SJÖSTRÖM, K.; NEEFF, J.; VAN PAASEN, S.; SUOMALAINEN, M.; ZIELKE, U.; BUFFINGA, G.J.; HASLER, P.; GOOD, J. (2002): An outline of R&D work supporting the Tar Guideline / KTH Sweden. Stockholm, May 2002 – Forschungsbericht.
- BRAGE, C.; YU, Q.; CHEN, G.; LILIEDAHL, T.; ROSÉN, C.; SJÖSTRÖM, K. (1997a): Application of solid-phase adsorption (SPA) to monitoring evolution of biomass tar from different types of gasifiers. In: Kaltschmitt, M.; Bridgwater, A.V. (Ed.): Biomass Gasification and Pyrolysis. State of the Art and Future Prospects. Newbury: CPS Scientific Limited, August 1997 – ISBN 1-872691-71-4.
- BRAGE, C.; YU, Q.; CHEN, G.; SJÖSTRÖM, K. (1997b): Use of amino phase adsorbent for biomass tar sampling and separation. In: Fuel 76, Nr. 2, S. 137–142.
- BRAGE, C.; YU, Q.; CHEN, G.; SJÖSTRÖM, K. (2000): Tar evolution profiles obtained from gasification of biomass and coal. In: Biomass and Bioenergy 18, S. 87–91.
- DUFOUR, A.; GIRODS, P.; MASSONC, E.; NORMANDA, S.; ROGAUME, Y.; ZOULALIAN, A. (2007): Comparison of two methods of measuring wood pyrolysis tar. In: Journal of Chromatography A 1164, S. 240–247.
- KNOEF, H.A.M.; NEUBAUER, Y. (2012): Handbook Biomass Gasification Second Edition. 2nd. Enschede: BTG Biomass Technology Group BV, S. 85–124 – ISBN 978-90-819385-0-1
- KÜBEL, M. (2007): Teerbildung und Teerkonversion bei der Biomassevergasung – Anwendung der nasschemischen Teerbestimmung nach CEN-Standard. Stuttgart, Universität Stuttgart, Dissertation – ISBN 978-3-86727-224-7
- MILNE, T.A.; EVANS, R.J. (1998): Biomass Gasifier „Tars“: Their Nature, Formation and Conversion. / National Renewable Energy Laboratory NREL. Golden, Colorado, November 1998 – Forschungsbericht.
- NEUBAUER, Y. (2008): Online-Analyse von Teer aus der Biomassevergasung mit Lasermassenspektrometrie. Berlin, Technische Universität Berlin, Dissertation.
- REED, T.B.; DAS, A. (1988): Handbook of Biomass Downdraft Gasifier Engine Systems. Vol. 2. Golden: The Biomass Energy Foundation Press.
- XU, M.; BROWN, R.C.; NORTON, G.; SMEENK, J. (2005): Comparison of a Solvent-Free Tar Quantification Method to the International Energy Agency's Tar Measurement Protocol. In: Energy and Fuels 19, S. 2509–2513.
- ZEYMER, M.; HERRMANN, A.; SCHMERSAHL, R.; KLEMM, M.; SCHÜSSLER, I.; SCHNEIDER, R.; ZSCHUNKE, T.; HEIDECHE, P.; VOLZ, F.; EGELER, R. (2012): Reaktivität von Pyrolysekoks als Schlüsselgröße zur Dimensionierung von Vergasungsreaktoren. In: DGMK Fachbereichstagung Konversion von Biomassen („Velen X“), 19. - 21. März 2012, Rotenburg a.d. Fulda, S. 195–203 – ISBN 978-3-941721-24-1

Charakteristische Eigenschaften von Torrefizierungsprodukten in Abhängigkeit vom Torrefizierungsgrad

Philipp Danz¹, Marcus Richter², Elham Safaei Takhtefouladi¹

¹ Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen
E-Mail: philipp.danz@umsicht.fraunhofer.de

² Hochschule Niederrhein, Fachbereich Chemie

Schlagwörter: Torrefizierung, Heizwert, Mahlbarkeit, Masseverlust, Ligningehalt, HGI, KL-Methode, Fichtenholz

Zusammenfassung

Die Mitverbrennung von Biomassen in konventionellen Kraftwerken bietet eine gute Brückentechnologie auf dem Weg zur vollständigen Umstellung auf Erneuerbare Energien. Diese Mitverbrennung zu optimieren, den zusätzlichen Investitionsbedarf an Kraftwerken zu reduzieren und die Transportwürdigkeit der Biomassen zu erhöhen, ist Ziel der Torrefizierungstechnologie. Die als Torrefizierung bezeichnete leichte Pyrolyse und die anschließende Kompaktierung der Biomassen führen zu einer signifikanten Erhöhung des Heizwertes, einer Verbesserung der Mahlbarkeit und einer besseren Lagerfähigkeit des Brennstoffs. Fraunhofer UMSICHT hat sich zur Aufgabe gemacht, die für Kraftwerksbetreiber entscheidenden Produktmerkmale, wie z. B. Heizwert, Mahlbarkeit und Pelletqualität in Abhängigkeit vom Torrefizierungsgrad (also in Abhängigkeit vom durch die Pyrolyse verursachten Masseverlust) zu analysieren. Hierbei wurde und wird, soweit möglich, auf vorhandene Standards zurückgegriffen. Da dies jedoch nicht immer möglich war, wurde z. B. für die Beurteilung der Mahlbarkeit ein eigenes Verfahren entwickelt, das auf bestehenden Methoden aufbaut.

Das bei Fraunhofer UMSICHT betriebene Pyrolyseofensystem LOKI (Large-scale Oven for Kinetics Investigation) wurde zunächst genutzt, um aus der Biomasse Fichtenholz definierte Torrefizierungsproben mit unterschiedlichen Restflüchtigengehalten herzustellen. Das System verfügt über ein Schleusen- und Wägesystem, das eine schlagartige Aufheizung der Biomasse (50 ... 200 g) bei gleichzeitiger Erfassung des Masseverlusts ermöglicht. Die so hergestellten Proben wurden hinsichtlich Heizwert, Elementar- und Immediatanalyse, Ligningehalt, sowie Mahlbarkeit untersucht. Die Mahlbarkeit wurde anhand des modifizierten Hardgrove-Indexes (HGI) beurteilt. Der Ligningehalt wurde nach Ausschluss der ASTM 1106-96-Methode (ASTM – American Society for Testing and Materials) per KL-Methode (Klason-Lignine) bestimmt. Die Ergebnisse aller Untersuchungen wurden über die Massenausbeute, bzw. den Pyrolysemasseverlust aufgetragen, um mögliche Korrelationen aufzuzeigen und zu bewerten.

Summary

The contemporary work deals with torrefaction process and characterization of torrefied biomasses such as spruce wood chips. Fraunhofer UMSICHT has developed a novel and convenience method to torrefy different sources of biomass in pilot scale which is based on immediate heating of sample and in-situ mass loss detection. In this study Large-scale Oven for Kinetics Investigation (LOKI) was used. Torrefied spruce wood chips with different torrefaction degrees were then analyzed regarding ultimate analyses (CHON), heating value, grindability, lignin content, and the relationship between these parameters and the torrefaction degree. Due to the reproducibility of results it can be concluded that the LOKI system, applied processes and analyses are reliable and suitable technique for torrefaction.

Hintergrund

Die Torrefizierung von Biomassen dient der Änderung bestimmter Brennstoffeigenschaften, die das Handling beim Transport, bei der Lagerung und die Mitverbrennungseigenschaften im Kraftwerk verbessern sollen.

Mit Torrefizieren wird gemeinhin eine milde Pyrolyse von festen, trocknen Biomassen bei Temperaturen um 300 °C umschrieben. Die Biomasse erfährt hierdurch einen leichten Masseverlust (20 ... 40 Ma-%), versprödet und ihr Heizwert erhöht sich. Ein äquivalenter Prozess in der Nahrungsmittelindustrie ist das Kaffeerösten. Aus der Untersuchung verschiedener Hölzer geht hervor, dass die Reaktionsenthalpie der Torrefizierung gerade an der Grenze zwischen exotherm und endotherm ist (Bates & Ghoniem 2013).

Während der Wärmebehandlung kommt es zunächst zu einer Aufheizung und Trocknung der Biomasse. Bei Temperaturen bis 200 °C wird das letzte im Holz verbliebene, kapillarporös gebundene Wasser verdampft. Anschließend setzt der pyrolytische Abbau der in der Biomasse enthaltenen Verbindungen Hemicellulosen, Lignine und Cellulose ein, wobei dies für jede Komponente in einem mehr oder weniger scharf abgegrenzten Temperaturbereich erfolgt. Durch den Abbau dieser Biopolymere ändern sich die Materialeigenschaften des Brennstoffes. Es kommt zu einer Versprödung des ursprünglich fasrigen, zähelastischen Materials, wodurch es sich leichter zerkleinern lässt (Kaltschmitt et al. 2009, Bergman et al. 2005, Bergman & Kiel 2005).

Die Versprödung ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass durch den Abbau der Hemicellulosen deren unterstützende elastische Wirkung auf die Celluloseketten verloren geht. Dadurch verschwindet auch die stabilisierende Orientierung der Mikrofibrillen. Weiterhin wird der Polymerisationsgrad der Cellulose verringert, wodurch auf der mikroskopischen Ebene Sollbruchstellen entstehen, die bei einer mechanischen Beanspruchung einen Partikelbruch erleichtern. Durch das Erweichen der Lignine und dem damit einhergehenden Verlust seiner Druckfestigkeit wird das Material ebenfalls geschwächt (Chew & Doshi 2011).

Während der Torrefizierung werden vor allem sauerstoffreiche, energiearme, flüchtige Verbindungen (u. a. Wasser, Kohlenstoffdioxid, organische Säuren) freigesetzt. Folglich kommt es zu einer Verringerung des Sauerstoff-Kohlenstoff-Verhältnisses und damit zu einer Steigerung des Heizwertes. Durch die Torrefizierung verschiebt sich die elementare Zusammensetzung der Biomasse in Richtung (Holz-)Kohle, in der Regel erhält man eine torf-ähnliche Zusammensetzung (Abbildung 7) (Kaltschmitt et al. 2009, Bergman et al. 2005, Stelt 2010). Weiterhin wird das ursprünglich hydrophile und hygroskopische Material in ein hydrophobes, unpolares und weniger hygroskopisches Produkt überführt, da durch die

Wasserabspaltung der Polymere Hydroxylgruppen verloren gehen. Dies lässt sich anhand der Abnahme der OH-Schwingungsbanden im IR-Spektrum nachweisen. Die Wiederaufnahme von Wasser ist je nach Torrefizierungsintensität begrenzt. Sie sinkt gegenüber unbehandeltem Holz bei einem mäßigen Massenverlust nur schwach. Ab einem Massenverlust von ca. 45 % kommt es je nach Biomasse zu einer deutlichen Abnahme der Wasseraufnahmefähigkeit (Kaltschmitt et al. 2009, Bergman et al. 2005).

Im Vergleich zu den Rohmaterialien haben torrefizierte Biomassen deutlich verbesserte Lagereigenschaften, weil sie sich nicht mehr biologisch abbauen lassen und folglich nicht mehr zur Selbsterhitzung neigen (Bergman & Kiel 2005). Durch den Massenverlust verringert sich die Dichte des Materials (Bergman et al. 2005). Um eine Erhöhung der Dichte zu erreichen, muss die torrefizierte Biomasse dementsprechend kompaktiert werden, was in den meisten Fällen durch eine Pelletierung erreicht wird.

Die Torrefizierung von Biomassen bietet zahlreiche Möglichkeiten, bzw. Notwendigkeiten der Optimierung. Die entstehenden Produkte sollen heizwertreich, gut handelbar, lagerbeständig und kohleähnlich sein, dies alles bei minimalen fixen und variablen Kosten. Im Folgenden wird nun beschrieben, welche Methoden und Apparate bei UMSICHT entwickelt wurden, um dieses breite Feld bearbeiten zu können.

Methoden und Ergebnisse

Die im Labor üblichen Einwaagemengen von 20 mg können bei starker Heterogenität der untersuchten Stoffe für große Messschwankungen sorgen. Aus diesem Grund ist zur gezielten Torrefizierung unter definierten Bedingungen das Ofensystem LOKI (Large-scale Oven for Kinetics Investigation) genutzt worden (Abbildung 1). Das Ofensystem bietet ein breites Spektrum an Messinstrumenten, ist umfassend kalibrierbar und bietet trotzdem die Möglichkeit Mengen im Technikumsmaßstab zu untersuchen.

Diese Technikumsanlage erlaubt den Einsatz repräsentativer Probenmengen und die Untersuchung von Originalbrennstoffproben mit unterschiedlichen Korngrößen. Die Bauweise ermöglicht eine prompte Zufuhr der Probe in den aufgeheizten Probenraum, ohne die inerte Atmosphäre mit

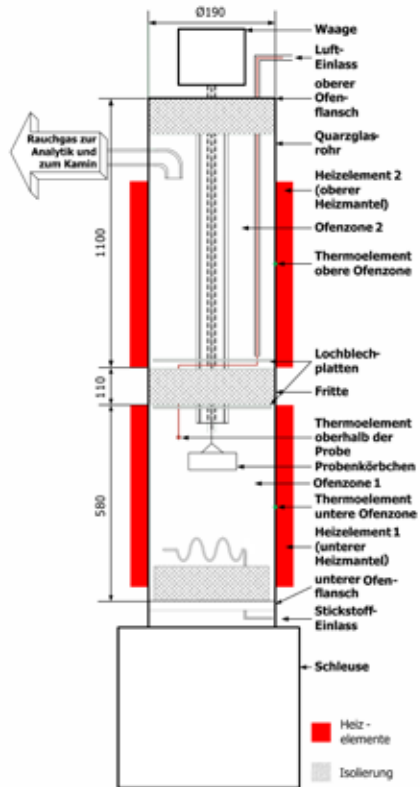


Abbildung 1: Large-Scale Oven for Kinetics Investigation (LOKI)



Abbildung 2: LOKI Gesamtansicht

und das O/C-Verhältnis zu. Durch Thermoelemente in Probennähe kann die Temperatur der Probe gemessen werden. In den Abbildungen 2 und 3 ist die tatsächliche Anlage zu sehen. Das beschriebene Versuchssystem wurde genutzt, um zahlreiche Biomassen (Fichtenholz, Gerstenstroh, Buchenholz, Kokosnussschale, Zuckerrohr-Bagasse usw.) unter definierten Bedingungen zu torrefizieren. Im Fokus stand besonders, wie der Torrefizierungsgrad das Produkt des Prozesses beeinflusst. Als Maß für den Torrefizierungsgrad wurde der Masseverlust gewählt, da weder Temperatur noch Verweilzeit während der Torrefizierung eine ausreichend reproduzierbare Kenngröße darstellen.

Die Biomassen wurden nur grob zerkleinert (Stroh gehäcksel, Holz als Holzhackschnitzel) und vorgetrocknet. Danach wurden sie bei festgelegten Temperaturen und Verweilzeiten torrefiziert und der jeweilige Masseverlust ermittelt.

Tatsächliche Probentemperatur und Reaktor-, bzw. Heizaggregattemperatur unterscheiden sich mitunter beträchtlich. Aus diesem Grund wurden die Versuchsergebnisse auch dahingehend ausgewertet. Die in Probennähe gemessenen Temperaturen wurden für die Reaktionsdauer (ermittelt durch die Dauer der Massenabnahme) gemittelt. Somit kann für jeden Versuch der Masseverlust, die Dauer der Reaktion und die mittlere Temperatur angegeben werden. Tabelle 1 gibt die Ergebnisse für charakteristische Versuche von Fichtenholz (jeweils Doppelbestimmung) wieder.

Sauerstoff zu verunreinigen. Der untersuchte Probenumfang kann bis zu 200 g betragen, allerdings wurde bei den hier vorliegenden Untersuchungen mit reduzierter Menge (50 g) gearbeitet, um die Homogenität der Torrefizierung zu gewährleisten. Während des Versuchs kann der Masseverlust kontinuierlich ermittelt und die elementare Kohlenstoff- und Wasserstoffkonzentration des Rauchgases gemessen werden.

Die Bestimmung des Masseverlusts über die Zeit erlaubt Aussagen über die Geschwindigkeit der Abbaureaktionen, sowie über den bereits erfolgten Masseabbau durch Flüchtigfreisetzung. Die Ermittlung des Kohlenstoff- und Wasserstoffgehalts des Rauchgases lässt Rückschlüsse auf den Heizwert der Flüchtigen, das H/C-



Abbildung 3: LOKI Quarzglasreaktor

Tabelle 1: Fichtenholz-Torrefizierung, Masseverlust

Gemittelte Temperaturen in °C		Reaktionsdauer in s	Masseverlust in Ma.-%
Heizelement	in Probennähe		
290	289	998	15
290	299	1.208	25
320	310	1.146	36
350	325	1.191	41

Die so erzeugten Proben unterschiedlichen Torrefizierungsgrades wurden anschließend hinsichtlich zahlreicher Parameter untersucht.

Mahlbarkeit

Um Aussagen über die Mahlbarkeit der erzeugten Proben treffen zu können, wurden sie in Anlehnung an den Hardgrove-Index (HGI) untersucht (ACARP, 2008). Dieser Mahlindex wird üblicherweise für Kraftwerkskohlen verwendet, weshalb eine Anwendung auf torrefizierte Biomassen sinnvoll erscheint. Da diese bei der Co-Vermahlung gleichzeitig in der Mühle mit der Kohle zerkleinert werden, sollten sie auch ähnliche Zerkleinerungseigenschaften aufweisen.

Da Kohlemühlen nach dem Windsichterprinzip arbeiten, hat die Dichte des Zerkleinerungsgutes Einfluss auf die erzeugte Korngröße. Torrefizierte Biomassen mit geringerer Dichte als Kohle und eher asphärischer Form werden demnach mit größeren Korndurchmessern die Kohlemühle verlassen. Von Biomassen ist bekannt, dass dies nicht zu einem schlechteren Ausbrand führt (Bergman et al. 2005), und für torrefizierte Biomassen kann dies auch angenommen werden, auch wenn der Flüchtigengehalt etwas reduziert ist.

Daraus ist zu schließen, dass der beim HGI für Kohlen geforderte Durchmesser von 75 µm für Biomassen nicht notwendig ist, da er in der Realität nur bei wesentlich kleineren Kohlekorndurchmessern zu erreichen ist. Eine reine Übertragung der HGI-Methodik ist also nicht zielführend, weshalb eine Anpassung erfolgte.

Zur Zerkleinerung wurde eine Planetenkugelmühle genutzt. Ähnlich wie bei der in der HGI-Norm beschriebenen Mühle erfolgt hier eine Druck-Reibungsbeanspruchung durch das Überrollen der Probe mit Mahlkugeln, wobei durch die chaotische Bewegung der Füllung im Mahlbecher auch eine überlagerte Prallbeanspruchung entsteht. Die Zerkleinerung lehnt sich an die Untersuchungen in (Van Essendelft et al. 2013) an, wobei auf die dort beschriebene umfangreiche semikontinuierliche Prozedur verzichtet wurde.

Ein 500 mL-Edelstahl-Mahlbecher der Planetenkugelmühle (Retsch PM 100) wird mit zehn 30 mm Edelstahl-Mahlkugeln und gut 30 g der Probe (entspricht einem Volumen von ca. 115 mL bzw. einem Schüttvolumen von ca. 200 mL) sowie ca. 30 mg Siebhilfsmittel (entspricht 0,1 Ma.-% der Probe) befüllt, verschlossen und in der Mühle eingespannt. Anschließend wird die Probe zwei Minuten lang bei 350 Umdrehungen pro Minute trocken gemahlen, wobei während des Versuchs die von der Mühle aufgenommene Energie erfasst wird. Durch die automatische Differenzbildung zu einem vorausgegangenen Blindversuch (mit Mahlbecher, aber ohne Kugeln und Probe) kann die während der Zerkleinerung in die

Probe eingetragene Energie einschließlich der Verlustenergie bestimmt werden. Nach einer kurzen Ruhezeit zum Setzen der feinen Partikel wird der Mahlbecher ausgespannt und der zerkleinerte Inhalt entnommen, um bei der anschließenden Siebanalyse seine Partikelgrößenverteilung zu bestimmen.

Die zur Zerkleinerung in der Labormühle benötigte Energie wurde dem Torrefizierungsgrad gegenübergestellt. Eine grafische Auswertung für Fichtenholz ist Abbildung 4 zu entnehmen. Die Ermittlung der praxisrelevanten Durchmesser (Äquivalentdurchmesser der Steinkohle) erfolgte anhand einer überschlägigen Berechnung, bei welcher Korngrößen die torrefizierten Biomassen eine nach dem Windsichterprinzip arbeitende Walzenschüsselmühle eines Kohlekraftwerks verlassen würden. Es ist gut zu erkennen, wie die benötigte Mahlergie zunächst stark abfällt, und sich dann asymptotisch einem bestimmten Wert annähert (Diagramm von rechts nach links lesen!).

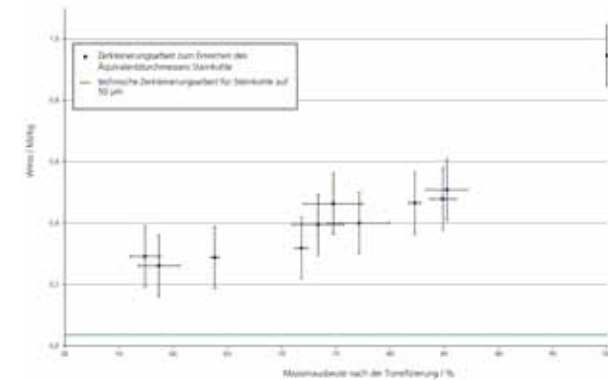


Abbildung 4: Mahlergie in Abhängigkeit vom Torrefizierungsgrad (Massenausbeute=1 - Massenverlust)

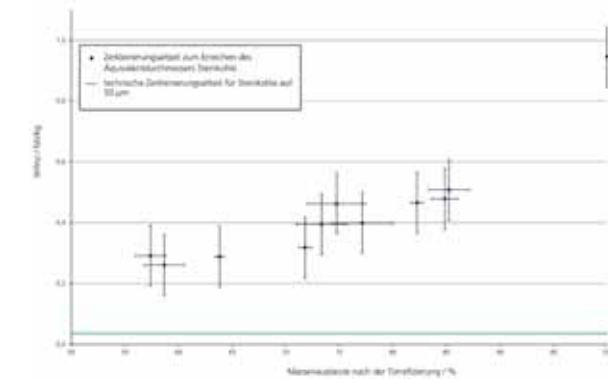


Abbildung 5: d80 in Abhängigkeit vom Torrefizierungsgrad (Massenausbeute = 1 - Massenverlust)

Die Ergebnisse der Siebanalyse in Abhängigkeit vom Torrefizierungsgrad sind in Abbildung 5 dargestellt. Hier wurde der (theoretische) d80-Wert (Korngröße, bei der 80 Ma.-% des Siebgutes durch das Sieb fallen) zur Auftragung genutzt.

Elementare Zusammensetzung und Heizwert

Die weiteren Untersuchungen der torrefizierten Biomassen beinhalteten Elementar- und Heizwertanalysen. Erwartungsgemäß steigt der Heizwert mit zunehmendem Torrefizierungsgrad (siehe Abbildung 6), allerdings konnte das oft zitierte Verhältnis 30 % Massenverlust vs. 10 % Energieverlust (Bergman et al. 2005) nicht bestätigt werden. Alle Biomassen wiesen höhere Energieverluste auf, bei der hier gezeigten Fichtenholzuntersuchung betragen sie ca. 15 %.

Das im van-Krevelen-Diagramm dargestellte „Wandern“ deckt sich mit Literaturangaben und vorangegangenen Untersuchungsergebnissen (Abbildung 7). Durch das Torrefizieren werden torfähnliche Elementarzusammensetzungen erreicht, O/C- und H/C-Verhältnis sinken.

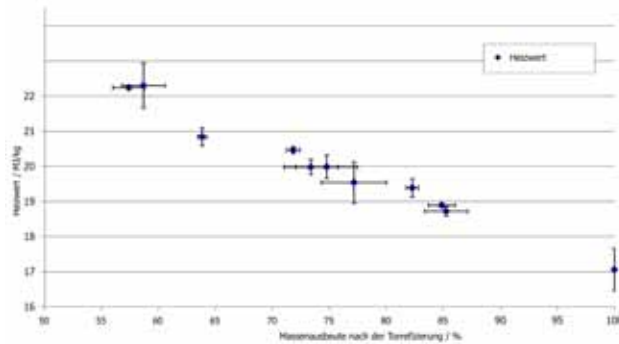


Abbildung 6: Heizwert in Abhängigkeit vom Torrefizierungsgrad (Massenausbeute = 1 - Massenverlust)

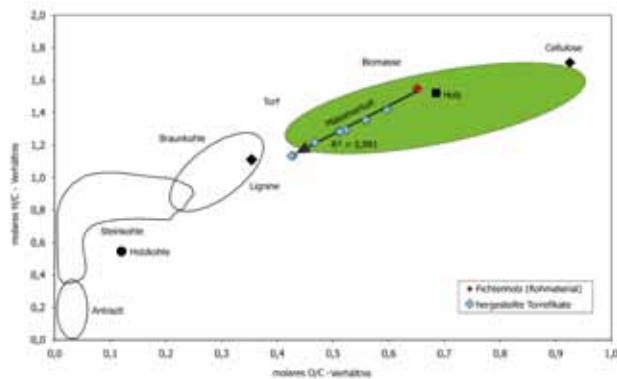


Abbildung 7: Torrefikate im Van-Krevelen-Diagramm

Lignin-Messung

Zur Messung des Lignin-Gehalts in Abhängigkeit vom Torrefizierungsgrad wurden zunächst zwei Methoden hinsichtlich ihrer Eignung untersucht. Zum einen wurde die Lignin-Messung nach ASTM D 1106:1996 (ASTM 2007) betrachtet, zum anderen die Messung des so genannten Klason-Lignins (KL-Methode) (Aldaeus 2010). Im Vergleich zeigte sich, dass die KL-Methode deutlich effizienter und schneller anzuwenden ist, und hierbei gleichwertige bzw. bessere Ergebnisse liefert. Aus diesem Grund wurden und werden alle weiteren Untersuchungen zum Ligningehalt mit der KL-Methode durchgeführt.

In Abbildung 8 ist eine schematische Darstellung der verwendeten Messmethode zu sehen. Neben der unbehandelten Biomasse wurden auch die torrefizierten Proben, jeweils als Doppelbestimmung, untersucht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 9 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass mit steigendem Torrefizierungsgrad der Ligningehalt zunächst zunimmt. Dies ist auf die Freisetzung der Hemicellulose während der Torrefizierung zurückzuführen, wodurch der prozentuale Anteil des Lignins ansteigt. Aber auch Lignin wird ab Temperaturen über 300 °C abgebaut, nur sehr viel langsamer. Dies wird bei Massenausbeuten kleiner 65 % deutlich, da hier auch der Ligninanteil sinkt.

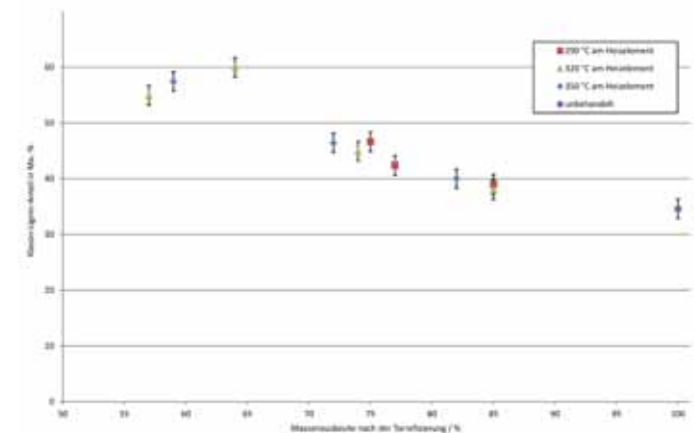


Abbildung 9: Schematische Darstellung zur Messung des Klason-Lignins

Ausblick

Die vorgestellten Methoden und Ergebnisse eignen sich, um gezielt Auskünfte über die Eigenschaften von definierten Torrefikaten zu erhalten. Um das Informationsspektrum zu erweitern, sind weitere Versuche bei Fraunhofer UMSICHT geplant. Zum einen wird ein Up-Scaling der Torrefizierungseinrichtung vorgenommen, so dass auch größere Mengen definiert umgesetzt werden können (5 kg/h). Die Versuchsergebnisse der LOKI-Untersu-

chungen sollen genutzt werden, um die größere Anlage mit den günstigsten Parametern zu betreiben. Zum anderen sollen verschiedene Kompaktierungsverfahren (Pelletierung, Brikettierung) hinsichtlich ihres Verhaltens bezüglich torrefizierter Biomassen untersucht werden. Im Fokus stehen hier Bindemittelbedarf, mechanische Stabilität der Pellets, Lagerfähigkeit usw. Es soll auch betrachtet werden, inwieweit die Binfähigkeit des Biopolymers Lignin genutzt werden kann. Die Qualität der torrefizierten und kompaktierten Biomassen soll so über den gesamten Herstellungsprozess optimiert werden.

Literatur

ACARP – THE AUSTRALIAN COAL INDUSTRY'S RESEARCH PROGRAM (2008): Hardgrove Grindability Index. URL: <http://www.acarp.com.au/Downloads/ACARPHardgroveGrindabilityIndex.pdf> (Stand: 17.04.2013).

ALDAELUS, F. (2010): Protocol for round robin test of lignin content in lignin samples (COST FP0901). URL: http://web.abo.fi/fak/tkf/spk/costfp0901/Round_robin/COST_FP0901-Protocol_for_round_robin_test_of_lignin_content-version_3.pdf (Stand: 19.03.2014).

ASTM (2007): ASTM 1106 – 96: Standard Test Method for Acid-Insoluble Lignin in Wood. American Society for Testing and Materials.

BATES, R.B.; GHONIEM, A.F. (2013): Biomass torrefaction: Modeling of reaction thermo-chemistry. In: *Biortech*, 134 (2013), S. 331-340.

BERGMAN, P.C.A.; BOERSMA, A.R.; ZWART, R.W.R.; KIEL, J.H.A. (2005): Torrefaction for biomass co-firing in existing coal-fired power stations. URL: <ftp://kernenergie.nl/pub/www/library/report/2005/c05013.pdf> (Stand: 20.03.2013).

BERGMAN, P.C.A.; KIEL, J.H.A. (2005): Torrefaction for biomass upgrading. URL: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2005/rx05180.pdf> (Stand: 23.04.2013).

CHEW, J.J.; DOSHI, V. (2011): Recent advances in biomass pretreatment – Torrefaction fundamentals and technology. In: *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 15 (2011), S. 4212-4222.

KALTSCHMITT, M.; HARTMANN, H.; HOFBAUER, H. (2009): Energie aus Biomasse, Grundlagen, Techniken und Verfahren., 2. Auflage, Springer, Heidelberg.

Stelt, M.J.C. (2010): Chemistry and Reaction Kinetics of Biowaste Torrefaction. Dissertation, TU Eindhoven.

VAN ESSENDELFT, D.T.; ZHOU, X.; KANG, B.S.-J. (2013): Grindability determination of torrefied biomass materials using the Hybrid Work Index. In: *Fuel*, 105 (2013), S. 103-111.

Danksagung

Der vorliegende Beitrag basiert teilweise auf den Ergebnissen der Masterarbeit von Marcus Richter, die er bei Fraunhofer UMSICHT unter fachlicher Betreuung von Philipp Danz durchgeführt hat. Er wurde von der Unternehmerschaft Chemie Niederrhein mit dem Förderpreis für eine besonders innovative Masterarbeit aus dem Fachbereich Chemie der Hochschule Niederrhein ausgezeichnet.

Ermittlung der Reaktionskinetik unterschiedlicher torrefizierter Biomassen

Jan-Peter Busch, Jochen Ströhle, Bernd Epple

Technische Universität Darmstadt, Institut Energiesysteme und Energietechnik
Otto-Berndt-Str. 2 64287 Darmstadt

E-Mail: jan-peter.busch@est.tu-darmstadt.de

Schlagwörter: Torrefizierung, Biomasse, Biogene Reststoffe, Reaktionskinetik, Kraftwerk, Thermogravimetrie, Numerische Simulation, Verbrennung, Pyrolyse

Zusammenfassung

Es wurden biogene Reststoffe in einem Batchreaktor bei 250 °C bzw. 280 °C torrefiziert. Die Heizwerte der Proben liegen bis zu 30 % höher als die unbehandelte Biomassen. Die Flüchtigen reduzieren sich um durchschnittlich 8 % bzw. 23 %. Mittels Elementaranalysen wurden das H/C- sowie das O/C-Verhältnis bestimmt. Der Kohlenstoffanteil der Biomassen steigt mit zunehmendem Torrefizierungsgrad und nähert sich den Werten von Braunkohle an. Des Weiteren wurden in TGA-Versuchen die reaktionskinetischen Parameter für unterschiedliche torrefizierte Reststoffe ermittelt. Durch die Torrefizierung kommt es zu einer nahezu vollständigen Zersetzung von Hemicellulose, sodass diese bei torrefizierter Biomasse nicht im Modell berücksichtigt werden muss.

Eine Kostenabschätzung der Mitverbrennung torrefizierter Biomasse in Steinkohlekraftwerken ergab, dass der Torrefizierungsprozess ca. 40 – 50 €/t torrefiziertes Produkt kostet. Je nach Biomassebezugskosten ist ein Ausgleich durch Einsparungen bei CO₂-Zertifikaten möglich oder aber eine Förderung (z. B. nach EEG) notwendig.

Summary

Biogenic residues have been torrefied at 250 °C and 280 °C using a batch reactor. Lower heating values (LHV) of torrefied biomass were up to 30 % higher than LHV of non-torrefied biomass. The volatiles were reduced by torrefaction by 8 % for 250 °C and 23 % for 280 °C. Using elementary analysis, H/C and O/C ratios were determined. Carbon content of torrefied biomass was increased to values close to lignite. The torrefied samples were burned in TGA experiments to derive reaction kinetics. As Hemicellulose structures are destroyed by torrefaction, these have not to be considered in kinetic modeling.

Costs for co-combustion of torrefied biomass were calculated. The torrefaction process will cost approximately 40 – 50 € per ton of torrefied material. Depending on costs for raw biomass, savings in emission certificates are not enough to cover torrefaction costs and additional funding is necessary.

Hintergrund

Die Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken ist eine Möglichkeit zur Stromerzeugung aus biogenen Reststoffen mit hohen Wirkungsgraden. Bei Wirkungsgraden moderner Kohlekraftwerksblöcke von bis zu 46 % werden die anfallenden Reststoffe effektiv zur Stromerzeugung eingesetzt und knappe Ressourcen geschont. Um Biomasse in modernen Staubfeuerungen verbrennen zu können, muss sie zuvor gemahlen werden. Durch ihre elastische Struktur ist die Aufmahlung von Biomasse energieintensiver als bei der vergleichsweise spröden Steinkohle. Es bietet sich als Vorbehandlung eine Torrefizierung der Biomasse an. Bei der Torrefizierung wird Biomasse unter Sauerstoffausschluss auf 200 – 300 °C erhitzt. Während der ca. 30 Minuten dauernden Torrefizierungsphase werden leichtflüchtige Gase mit geringem Energieanteil freigesetzt; die Biomasse wird spröde und hydrophob und kann besser in herkömmlichen Mühlen gemahlen werden. Die Torrefizierung macht die Biomasse zudem beständiger gegen Pilzbefall und biologischen Abbau. Die massenbezogene Energiedichte steigt durch die Freisetzung leichtflüchtiger Bestandteile mit hauptsächlich geringem Energieinhalt. Die entstehenden Gase können zur Beheizung des Prozesses eingesetzt werden, so dass – je nach Feuchtigkeit der Biomasse – ein autothermer Prozess möglich wird. Durch gleichzeitige Pelletierung kann außerdem das Volumen der Biomasse reduziert und ein Transport wirtschaftlicher gestaltet werden (Bergman 2005, Alobaid et al. 2012).

Am Institut für Energiesysteme und Energietechnik (EST) werden im Rahmen des Projektes „Torrefaction“ (FKZ: 03KB043) Untersuchungen zur Qualifizierung torrefizierter Biomasse für die Mitverbrennung in Kraftwerken durchgeführt. In einem Batchreaktor werden biogene Reststoffe in Stickstoffatmosphäre bei verschiedenen Temperaturen und Haltezeiten torrefiziert. Die torrefizierte Biomasse wird anschließend auf ihre physikalischen und chemischen Eigenschaften hin analysiert. Reaktionskinetische Untersuchungen dienen der Einbindung der Biomasseverbrennung in ein CFD-Modell. Versuche in einem Flugstromreaktor dienen neben der Validierung der CFD-Simulationen der Untersuchung des Koksabbrands und der Gasentstehung. Im Anschluss wird torrefizierte Biomasse mit Steinkohle in einer 1 MW_{th}-Staubfeuerung mitverbrannt und die Zündfähigkeit und das Abbrandverhalten näher betrachtet. Korrosive Gase wie COS und H₂S werden im Flugstromreaktor sowie in der Brennkammer detektiert. Abschließend werden im Rahmen des vorgestellten Projekts die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eines großtechnischen Einsatzes von torrefizierter Biomasse betrachtet.

Herstellung und Analyse torrefizierter Biomasse

Verschiedene Biomasseproben (Buchenchips, Holzhackschnitzel und Straßenbegleitschnitt) zu jeweils max. 500 g werden in einem elektrisch beheizten Batchreaktor bei 250 °C bzw. 280 °C in einer Stickstoffatmosphäre torrefiziert. Als optimale Torrefizierungszeit wurde in ersten Versuchen eine Dauer von 30 Minuten ermittelt. Die torrefizierten Proben werden mit einer Schneidmühle gemahlen und gesiebt (< 250 µm). Mittels Elementaranalyse, Kurzanalyse und Kalorimetrie werden elementare Zusammensetzung, Wasser-, Flüchtig- und Ascheanteil sowie Heizwert bestimmt. Das H/C- und O/C-Verhältnis der torrefizierten Biomassen wird vergleichbar mit dem von Torf bzw. bei hohen Torre-

fizierungstemperaturen mit dem von Braunkohle. Der Flüchtiganteil reduziert sich um durchschnittlich 8 % (bei 250 °C) bzw. 23 % (bei 280 °C). Die Heizwerte der torrefizierten Proben liegen bis zu 30 % höher als die der unbehandelten Biomassen. Die Ergebnisse der Elementaranalyse sind für drei verschiedene Biomassen (Buchenchips, Holzhackschnitzel und Straßenbegleitschnitt) jeweils für den Rohzustand und zwei Torrefizierungstemperaturen in Abbildung 1 in einem Van-Krevelen-Diagramm dargestellt. Zum Vergleich sind außerdem torrefizierte Biomasse (Sägespäne-Mix) aus einer Prototypanlage der schwedischen Firma Torkapparater, eine Rheinische Braunkohle und eine Steinkohle angegeben.

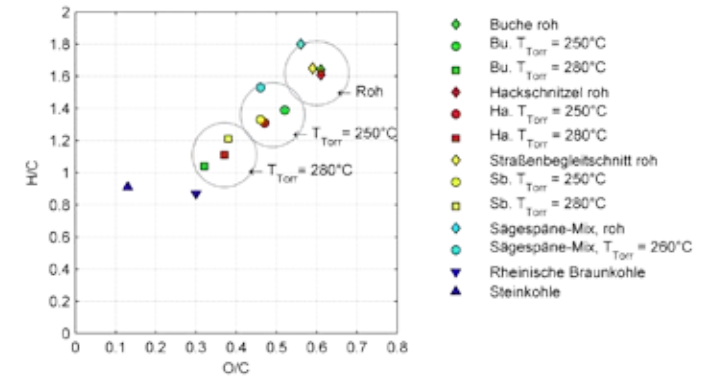


Abbildung 1: Van-Krevelen-Diagramm für unbehandelte und torrefizierte Biomassen im Vergleich zu Kohle

Ermittlung der Reaktionskinetik

Zur Ermittlung der Reaktionskinetik werden am EST thermogravimetrische Analysen (TGA) durchgeführt. Zur Verfügung steht ein Netzsch STA449 Jupiter F3 simultanes Thermoanalysegerät. Jeweils 30 mg einer Probe werden nach einer Trocknung bei 85 °C in den Keramik-Probetiegel des TGA gefüllt. Der Probenraum des TGA wird mit 100 mL/min Stickstoff gespült und mit 10 K/s auf 900 °C aufgeheizt. Nach einer Haltephase von 27 Minuten wird die Probe – immer noch in Stickstoffatmosphäre – abgekühlt. Bei ca. 400 °C wird die Spülung auf ein Stickstoff-Sauerstoff-Gemisch umgestellt. Unter isothermen Bedingungen wird die Probe vollständig verbrannt. Die Massenabnahme der Probe wird während des gesamten Versuchs durch eine Waage detektiert und aufgezeichnet.

Der zeitliche Verlauf der Aufspaltung von torrefizierter Biomasse bei der Pyrolyse in flüchtige Bestandteile und Koks kann mit Hilfe der Reaktionsgeschwindigkeit R beschrieben

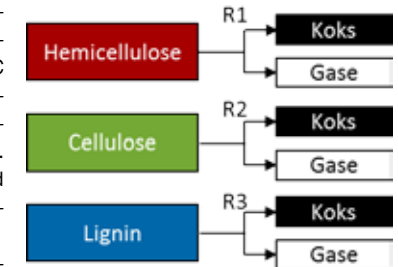


Abbildung 2: Komponentenweise Aufspaltung von Biomasse in Koks und Gase mit den jeweiligen Reaktionsgeschwindigkeiten R1, R2 und R3

werden. Es ist dabei zweckmäßig, die Zersetzung der Hauptkomponenten von Biomasse, Hemicellulose, Cellulose und Lignin einzeln zu betrachten. In Abbildung 2 wird die komponentenweise Aufspaltung mit den Reaktionsgeschwindigkeiten R_1 , R_2 und R_3 bezeichnet. Die als Massenänderung gemessene Reaktionsgeschwindigkeit R_i ist abhängig von der Restmasse bzw. dem Umsatz der vorhandenen Ausgangsstoffe und einer Geschwindigkeitskonstante k . Die Konstante k ist temperaturabhängig und wird häufig mit Hilfe der Arrhenius-Gleichung berechnet. Diese beschreibt mit Hilfe eines präexponentiellen Faktors A_0 , auch Frequenzfaktor genannt, und der Aktivierungsenergie E_A , die Abhängigkeit der Reaktionsgeschwindigkeit k von der Temperatur T :

$$k = A_0 \cdot \exp\left(\frac{-E_A}{R \cdot T}\right) \quad (1)$$

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
k	Reaktionsgeschwindigkeitskonstante	1/s
A_0	Frequenzfaktor	1/s
E_A	Aktivierungsenergie	kJ/mol
R	Universelle Gaskonstante	8314 J · kmol ⁻¹ · K ⁻¹
T	Temperatur	K

Die Reaktionskonstante lässt sich aus der Massenabnahme der Probe über der Zeit berechnen. Wenn man für beide Seiten der Arrhenius-Gleichung den Logarithmus bildet und in einem Diagramm $\ln(k)$ über T^{-1} aufträgt, erhält man eine Gerade, aus deren Gleichung sich der Frequenzfaktor A_0 als Schnittpunkt mit der $\ln(k)$ -Achse und die Aktivierungsenergie E_A als Steigung ablesen lassen. Ein solcher sogenannter Arrheniusplot ist beispielhaft für Holz hackschnitzel in Abbildung 3 dargestellt.

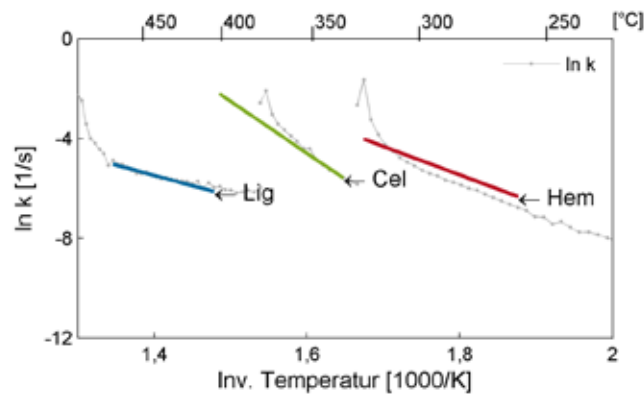


Abbildung 3: Arrheniusplot für nicht-torrefizierte Holz hackschnitzel mit den Ausgleichsgeraden für Hemicellulose, Cellulose und Lignin

Die Schwierigkeit bei der Ermittlung der passenden Ausgleichsgeraden liegt in der Überlagerung der Zersetzung von Hemicellulose, Cellulose und Lignin sowie in der Bestimmung ihrer jeweiligen Massenanteile während der Pyrolyse. Daher wurden die Werte für Frequenzfaktor und Aktivierungsenergie durch eine mathematische Anpassung der Werte an die gemessenen Verläufe (jeder 50. Messpunkt) im Temperaturbereich von 150 °C (Ende der Trocknung) und 500 °C (Umsatz der Pyrolyse in der Regel > 90 %) bestimmt. Biogene Reststoffe wurden in die drei Komponenten Hemicellulose, Cellulose und Lignin aufgeteilt. Bei torrefizierten Biomassen erfolgt die Aufteilung nur in die zwei Komponenten Cellulose und Lignin, da die Hemicellulose-Bestandteile bereits während der Torrefizierung zersetzt worden sind. In Abbildung 4 sind für Holz hackschnitzel (links: unbehandelt, rechts: bei 250 °C torrefiziert) die berechneten Massenänderungsraten der einzelnen Komponenten sowie deren Summe über der Temperatur dargestellt. Die Punkte zeigen zusätzlich die Messwerte der TGA.

Die Aktivierungsenergie von Hemicellulose liegt zwischen 76,2 und 112,7 kJ/mol. Die Aktivierungsenergie von Cellulose liegt zwischen 167,5 und 211,0 kJ/mol und für Lignin wurden Werte zwischen 45,0 und 72,5 kJ/mol bestimmt. Die einzelnen Ergebnisse sind in Tabelle 1 aufgeführt (Busch et al. 2013).

Tabelle 1: Reaktionskinetische Parameter verschiedener Proben

Material	Hemicellulose		Cellulose		Lignin	
	E_A [kJ·mol ⁻¹]	A_0 [s ⁻¹]	E_A [kJ·mol ⁻¹]	A_0 [s ⁻¹]	E_A [kJ·mol ⁻¹]	A_0 [s ⁻¹]
Buche, roh	112,7	$1,65 \cdot 10^8$	204,1	$1,19 \cdot 10^{15}$	56,5	$5,62 \cdot 10^1$
Buche, $T_{\text{torr}} = 250 \text{ °C}$	-	-	180,9	$1,31 \cdot 10^{13}$	45,0	$6,87 \cdot 10^0$
Buche, $T_{\text{torr}} = 280 \text{ °C}$	-	-	184,9	$3,16 \cdot 10^{13}$	58,0	$7,31 \cdot 10^1$
Hackschnitzel, roh	94,7	$3,05 \cdot 10^6$	189,1	$6,75 \cdot 10^{13}$	60,7	$1,13 \cdot 10^2$
Hackschnitzel, $T_{\text{torr}} = 250 \text{ °C}$	-	-	193,8	$1,60 \cdot 10^{14}$	59,8	$9,78 \cdot 10^1$
Hackschnitzel, $T_{\text{torr}} = 280 \text{ °C}$	-	-	202,1	$7,86 \cdot 10^{14}$	72,5	$8,82 \cdot 10^2$
Straßenbegleit- schnitt, roh	76,2	$5,52 \cdot 10^4$	167,5	$1,04 \cdot 10^{12}$	65,3	$2,41 \cdot 10^2$
Straßenbegl., $T_{\text{torr}} = 250 \text{ °C}$	-	-	185,3	$2,79 \cdot 10^{13}$	53,3	$3,09 \cdot 10^1$
Straßenbegl., $T_{\text{torr}} = 280 \text{ °C}$	-	-	211,0	$4,25 \cdot 10^{15}$	61,7	$1,31 \cdot 10^2$

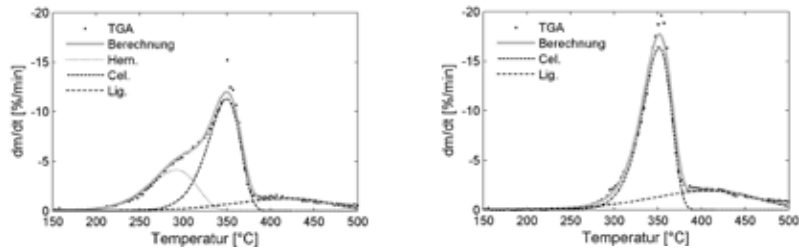


Abbildung 4: Massenänderungsrate bei der Pyrolyse von Holzhackschnitzeln. Oben eine unbehandelte Probe, unten bei 250 °C torrefizierte Holzhackschnitzel, Links: eine unbehandelte Probe, Rechts: bei 250 °C torrefizierte Holzhackschnitzel

Wirtschaftlichkeit der Mitverbrennung torrefizierter biogener Reststoffe

Für einen erfolgreichen Einsatz der Torrefizierungstechnologie in der Stromerzeugung ist neben Klärung der technischen Rahmenbedingungen auch eine wirtschaftliche Betrachtung notwendig. In den Kraftwerken sind keine großen Änderungen notwendig. Für Brennstoff (inkl. Torrefizierung) sowie bei der Entsorgung und den Emissionen sind jedoch mit unterschiedlichen Kosten gegenüber der Steinkohle zu rechnen.

Im Rahmen der Untersuchungen wurden 30 €/t für die Bergung von biogenen Reststoffen wie Straßen- und Schienenbegleitschnitt sowie Kronen- und anderes Restholz angenommen; die Reststoffe selbst werden derzeit nicht genutzt und stehen daher umsonst zur Verfügung. Da der Markt für die großenergetische Nutzung von diesen Landschaftspflegehölzern erst im Entstehen begriffen ist, fällt eine Preisabschätzung schwer. Im Zwischenbericht „Stromerzeugung aus Biomasse“ (Thran 2010: 23) nennen die Autoren am Markt erzielbare Preise aus Literaturangaben zwischen 9 und 44 €/t, schreiben allerdings auch, dass die Bereitstellungskosten zum damaligen Zeitpunkt zwischen 72 und 85 €/t lagen. Im neueren Endbericht (Witt 2012: 21) wird ein Preis zwischen ca. 40 und 60 €/t, jedoch für absolut trockenes Holz, angegeben.

Der Reaktorprototyp der schwedischen Firma AB Torkapparater wurde auf 8 t/h skaliert und dafür notwendige Investitionen in Höhe von 1,85 Mio. Euro angenommen. Zusätzlich zu den Kapitalkosten sind für den Betrieb des Reaktors jährliche Kosten für Personal (zwei Personen), Wartung und Versicherungen in Höhe von insgesamt ca. 2,8 Mio. Euro zu erwarten. Zusätzlich fallen Kosten für Strom und Wärme an, die ca. 2,3 Mio. Euro betragen. Als Referenzkraftwerk wurde das Kraftwerk Mehrum (Elektrische Bruttoleistung 750 MW, Wirkungsgrad 40,5 %) verwendet. Als Mitverbrennungsanteil werden 10 % (bezogen auf die thermische Leistung des Kraftwerks) und ein aktueller Preis für CO₂-Zertifikate von 3,30 € pro Tonne angenommen. Unter diesen Rahmenbedingungen ist mit einer Erhöhung der Stromgestehungskosten um 0,90 €/MWh_{el} zu rechnen. Der Torrefizierungsprozess selbst kostet ca. 48 Euro pro Tonne torrefiziertes Produkt. Da bei der Verbrennung torrefizierter Biomasse kein CO₂ aus fossilen Quellen freigesetzt wird, lassen sich die Mehrkosten durch CO₂-Zertifikate ausgleichen, die bei der Mitverbrennung von Biomasse im Vergleich zur reinen Steinkohlefeuerung entsprechend weniger benötigt werden. Unter den oben getroffe-

nen Annahmen ist ein Preis von 6,65 €/tCO₂ und damit eine Verdopplung des aktuellen Preises notwendig, um die Mehrkosten der Mitverbrennung vollständig auszugleichen. Nimmt man an, dass die Reststoffe zu vergleichbaren Preisen wie heute erhältliche Energiehölzer bezogen werden müssen, erscheint ein Preis von 30 €/t recht niedrig. Wird ein Bezugspreis von 120 €/t (C.A.R.M.E.N. e.V. 2013) für die biogenen Reststoffe angesetzt, steigen bei ansonsten gleichen Bedingungen durch den deutlich höheren Brennstoffpreis die Stromgestehungskosten im Vergleich zur reinen Steinkohlefeuerung nun um ca. 6,70 €/MWh_{el}.

Dies bedeutet, dass ein Preisanstieg der CO₂-Zertifikate auf beinahe 39 €/t_{CO₂} notwendig ist, um die Mehrkosten einer Mitverbrennung auszugleichen. Alternativ wäre eine Förderung des regenerativ erzeugten Stroms mit ca. 6,60 Cent/KWh_{el} möglich.

Zusammenfassung

Es wurden reaktionskinetische Untersuchungen an torrefizierter Biomasse mit TGA durchgeführt, deren Ergebnisse u. a. zur Ableitung von Modellen zur CFD-Simulation der großtechnischen Verbrennung dienen. Die Biomasse wurde zunächst im institutseigenen Batchreaktor torrefiziert. Anschließend wurden kleine Mengen im TGA verbrannt. Aus der zeitlichen Massenänderung der Proben lassen sich mit dem Arrhenius-Ansatz die formal-kinetischen Parameter der Pyrolyse bestimmen. Diese können bei roher Biomasse in die drei Komponenten Hemicellulose, Cellulose und Lignin aufgeteilt werden, während bei torrefizierter Biomasse nur noch eine Unterscheidung in Cellulose und Lignin möglich ist.

Die Wirtschaftlichkeit der Mitverbrennung ist stark abhängig von den Bezugspreisen der Rohbiomasse und den energiepolitischen Rahmenbedingungen wie einer Förderung oder den Preisen für Treibhausgasemissionen. Der Torrefizierungsprozess wurde mit ca. 40 – 50 € pro Tonne torrefiziertes Produkt berechnet. Fallen hauptsächlich Bergungskosten in Höhe von ca. 30 €/t für relativ trockene Biomasse an, reicht ein Anstieg der CO₂-Zertifikatskosten auf 6,60 €/CO₂ und damit ungefähr das Doppelte des heutigen Preises, um die Technik konkurrenzfähig zu machen. Werden die biogenen Reststoffe zu heute marktüblichen Preisen holzartiger Brennstoffe erworben, ist eine Förderung (z. B. nach dem EEG) notwendig um die teurere Technologie der Mitverbrennung konkurrenzfähig zu einer reinen Steinkohlefeuerung zu machen.

Ausblick

In einem elektrisch beheizten Flugstromreaktor wird torrefizierte Biomasse mit realen Heizraten von 10⁴ – 10⁵ K/s und bei Temperaturen von 900 – 1600 °C verbrannt. Durch eine verfahrbare Lanze werden an beliebigen Stellen des Reaktors Proben mit unterschiedlicher Verweilzeit entnommen und analysiert. Die entstehenden Gase werden an drei Stellen des Reaktors über eine Entnahmelanze einer kontinuierlichen Gasanalyse (für die Hauptspezies O₂, CO₂, CO und SO₂) sowie einer Kombination aus Gaschromatograph und Massenspektrometer (GC/MS, für korrosive Bestandteile H₂S und COS) zugeführt.

Abschließend stehen Messungen im semi-industriellen Maßstab in einer 1 MW_{th}-Staubfeuerung an. In der deckengefeuerten Brennkammer werden Flammenstabilität und

Zündfähigkeit einer Mischung aus torrefizierter Biomasse und Steinkohle untersucht. Eine permanente Gasanalyse dient zur Messung der oben genannten Hauptspezies im Rauchgaskanal. Eine Gasentnahmelanze direkt in der Flamme dient der Verwendung der Gas-Messtechnik des Flugstromreaktors und damit der Messung korrosiver Bestandteile.

Projektförderung

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen des Forschungsprojekts „Torrefaction“ innerhalb des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ des BMU, FKZ 03KB043. Die Autoren bedanken sich für die finanzielle und fachliche Unterstützung durch das BMUB (ehemals BMU) und die beteiligten Industriepartner Mainova AG, Kraftwerk Mehrum GmbH, Pillard Feuerungen GmbH und AB Torkapparater.

Literatur

- ALOBAD, F.; BUSCH, J.-P.; STRÖHLE, J.; EPPLE, B. (2012): Investigations on torrefied biomass for co-combustion in pulverized coal-fired furnaces. VGB PowerTech.
- BERGMAN, P.C.A. (2005): Combined Torrefaction and Pelletisation: The TOP Process. Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Petten, Niederlande.
- BUSCH, J.-P.; ALOBAD, F.; STRÖHLE, J.; EPPLE, B. (2013): Charakterisierung torrefizierter biogener Reststoffe hinsichtlich der Mitverbrennung in Großfeuerungen. 26. Dt. Flammentag, Duisburg.
- C.A.R.M.E.N. e.V. (2013): Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln. URL: <http://www.carmen-ev.de/infotehk/preisindizes/hackschnitzeln> (Stand: 08. 09 2013)
- THRÄN, D.; WITT, J.; HENNIG, C.; DANIEL-GROMKE, J.; RENSBERG, N.; SCHWENKER, A.; SCHEFTELOWITZ, M.; WIRKNER, R.; VETTER, A.; GRAF, T.; REINHOLD, G. (2010): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse (Zwischenbericht), Leipzig.
- WITT, J.; THRÄN, D.; HENNIG, C.; NAUMANN, K.; BILLIG, E.; SAUTER, P.; DANIEL-GROMKE, J.; KRAUTZ, A.; WEISER, C.; REINHOLD, G.; GRAF, T. (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse (Endbericht), Leipzig.

Main Pellet

Steffen Noack

ttz Bremerhaven

Fischkai 1, 27572 Bremerhaven

E-Mail: snoack@ttz-bremerhaven.de

Schlagwörter: Pellet, Mischpellet, Brennstoff, Biomasse, DIN, Norm, Stroh, Ernte, Additiv, Bindemittel, Gärrest, Holz, Miscanthus, Zusatz, Software, Verbrennung, Asche, Ausbrand, Festigkeit, Weizen, Roggen, Hafer, Gerste, Triticale, Dosiereinheit, Applikation, Verfahren, Minderung, Emission, Substrat, Halmgut, Reststoff, Landwirtschaft, Chlor, Stickstoff

Zusammenfassung

Durch eine Kooperation der Unternehmen Pusch AG und ERC GmbH, sowie den Forschungseinrichtungen der Universität Göttingen und dem ttz Bremerhaven, innerhalb des BIoRES-Netzwerkes, entstand die Idee der Herstellung von Industriemischpellets aus, in Kombination, weitestgehend ungenutzten biologischen Reststoffen. Die Entwicklung der Pelletrezepturen ist auf die Verwendung von Gärrest, halmgutartigen Getreidestroh, Rapsstroh, Landschaftspflegeholz und Miscanthus fokussiert. In diesem Zusammenhang sollen unter Laborbedingungen Additive und Bindemittel zur Erweiterung der Substratbasis bei der Pelletherstellung entwickelt werden, welche sowohl das Verbrennungsverhalten, als auch die Ascheeigenschaften verbessern. Diese werden über eine Dosiereinheit in das Pelletierverfahren integriert und hinsichtlich ihrer Einsetzbarkeit als Substrat- und Brennstoffoptimierer getestet. Für die Bestimmung der notwendigen Mengenverhältnisse der Substrate im Pellet soll ein Kalkulations-Tool entwickelt werden welches bei der Rezepturerstellung auch den Einsatz der Zusatzstoffe berücksichtigt. Die entwickelten Industriemischpellets können in mittelgroßen Feuerungsanlagen bis 500 kW eingesetzt werden und somit zur Beheizung von öffentlichen Gebäuden wie z. B. Turnhallen oder Einkaufszentren beitragen. Die Entwicklung der Mischpellets erfolgt im Projektzeitraum von Anfang März 2013 bis Ende Mai 2015. Dabei analysiert das ttz Bremerhaven die ausgewählten Substrate. Die zu untersuchenden Substratparameter orientieren sich vorrangig an den normativen und informativen Anforderungen, welche in der DIN EN 14961-6 festgelegt sind. Die Analyseergebnisse dienen den nachfolgenden Teilvorhaben als Basis für weitere Untersuchungen. Anhand der erzielten Projektergebnisse sind konkrete Aussagen über die Additivierungs- und Einsatzmöglichkeiten der ausgewählten Substrate möglich. Das Kalkulations-Tool ermöglicht neben einer schnellen Beurteilungsmöglichkeit zur Durchführbarkeit der Pelletierung auch eine Fortschreibung der implementierten Datenbank zu relevanten Biomasseeigenschaften. Mit Hilfe der universellen Adaptierbarkeit der Dosiereinheit auf konventionelle Pelletierlinien ist es möglich neue und bereits bestehende Pelletierlinien auszurüsten.

Summary

Through collaboration within the BIORES network between the companies Pusch AG and ERC GmbH as well as the research facilities of the University of Göttingen and the ttz Bremerhaven the idea was born to produce industrial mixed pellets out of largely untapped biological waste. The development of pellet recipes is focused on the use of digestate, herbaceous crop straw, rape straw, landscape preservation wood and miscanthus. In this context binder and additives for expansion of the substrate base during the production of pellets should be developed under laboratory conditions. This binder and additives improve both, the combustion behavior as well as the ash attributes. These are integrated via a metering unit into the pelletization procedure and tested for their suitability as a substrate and fuel optimizer. For the determination of the necessary amounts of the substrates in the pellet a calculation tool which included the using of additives in the recipe creation will be developed. The industrialized mixed pellets can be used in medium-sized combustion plants up to 500 kW and thus they contribute the heating of public buildings such as gymnasiums and shopping centers. The development of mixed pellets is made during the project period from March 2013 to the end of May 2015. Thereby ttz Bremerhaven analyzes the selected substrates. The substrate parameters which should be examined are based primarily on the normative and informative requirements which are laid down in DIN EN 14961-6. The results of the analysis are the basis for following sub-projects for further investigations. Based on the achieved project results concrete statements are possible to find about the opportunities of additives and applications of selected substrates. The calculation tool enables as well quickly assess to the feasibility of pelleting as a continuation of the implemented database relevant to biomass properties. Using the universal adaptability of metering unit on conventional pelleting lines, it is possible to equip new and existing pelleting lines.

Hintergründe

Nach einer Studie im Rahmen des EU-Projektes „Euwood“ (Mantau et al. 2010) könnte die Nachfrage nach Holz in einigen Regionen der EU bereits ab dem Jahr 2015 das Angebot übersteigen. Bis zum Jahr 2030 könnte der Studie zur Folge das potentielle Rohholzaufkommen europaweit über 400 Mio. m³ geringer ausfallen als der Bedarf. Nach Aussagen des Sachverständigenrats für Umweltfragen (2007) wären hingegen ca. 65 Prozent der jährlich bundesweit anfallenden rund 100 Mio. Tonnen an „Biomassereststoffen“ – also Biomasse und ähnliche Materialien, zum Beispiel aus der Forst- und Landwirtschaft oder der Abwasser- und Abfallwirtschaft, technisch und ökologisch sinnvoll zu nutzen. Das stellt immerhin ein Potential von vier bis fünf Prozent des Primärenergiebedarfs Deutschlands dar (BMELV 2009). Von 2006 bis 2011 ist der Verbrauch an Holzpellets in Deutschland von 470.000 t auf 1,9 Mio. t gewachsen, was die steigende Nachfrage auf dem Markt widerspiegelt. Die Holzverarbeitende Industrie und die Pelletbranche greifen weitestgehend auf die gleichen Holzsortimente zurück. Das heißt, dass der Preis für Holzpellets weiter ansteigt und die Holzressourcen in naher Zukunft nicht mehr in ausreichenden Mengen für beide Nutzungspfade zur Verfügung stehen werden.

Aufgrund der Kooperation innerhalb des BioRes-Netzwerkes (www.biores-netzwerk.de) entstand die Idee der Herstellung von Industriemischpellets aus, in Kombination, weitestgehend ungenutzten biologischen Reststoffen. In diesem Zusammenhang sollen unter Laborbedingungen Additive und Bindemittel zur Erweiterung der Substratbasis bei der Pelletherstellung entwickelt werden. Diese werden über eine Dosiereinheit in das Pelletierverfahren auf die biologischen Reststoffe aufgebracht und hinsichtlich ihrer Einsetzbarkeit als Substrat- und Brennstoffoptimierer getestet werden. Das verbesserte Verbrennungsverhalten soll hinsichtlich verbesserter Ascheerweichungstemperaturen und Ascheentwicklungen beurteilt werden. Das Ergebnis des entwickelten Verfahrens ist ein Industriemischpellet, welches der Qualität von Industrieholzpellets sehr ähnelt und ein direktes Substitut auf dem Brennstoffmarkt darstellt.

Ziel des Projektes ist daher die Entwicklung qualitativ hochwertiger Mischpellets nach DIN EN 14961-6, unter Verwendung von biologischen Reststoffen, Additiven und Bindemitteln. Weiterhin soll im Verbundvorhaben eine Dosiereinheit für konventionelle Pelletierlinien entwickelt werden, um die Additive und Bindemittel im Herstellungsprozess mengenoptimiert aufbringen zu können. Ein Rezeptrechner soll als vierter Baustein des Vorhabens die optimierten Mischungsverhältnisse möglicher Reststoffchargen ermitteln und Ableitungen für die Additiv- und Bindemittelentwicklung geben.

Folgende fünf Reststoffchargen sollen prioritär betrachtet werden:

Gärrest, halmgutartiges Getreidestroh (Weizen, Roggen, Gerste, Triticale, Hafer), Rapsstroh, Landschaftspflegeholz von stark befahrenen Verkehrswegen, Miscanthus (Gigantus)

Das Vorhaben erfordert die Untersuchungen und Verfahrensentwicklung mit den nachstehenden Schwerpunkten:

- detaillierte chemisch-physikalische Analyse der Substrate
- Erstellung einer Substratdatenbank und Entwicklung eines Rezeptrechners zur Ermittlung optimierter Mischungsverhältnisse verschiedenartiger Ausgangssubstrate
- Entwicklung eines Bindemittels für variable Reststoffsubstrate und Substratmischungen, unter Berücksichtigung der Norm DIN EN 14961-6
- Entwicklung eines Additivs für variable Reststoffsubstrate und Substratmischungen, unter Berücksichtigung der Norm DIN EN 14961-6
- Entwicklung einer technischen Dosiereinheit für die gezielte Zugabe von Bindemitteln und Additiven für konventionelle Pelletieranlagen am Beispiel der Anlage PM 6-28 der PUSCH AG

Der innovative Kern des Vorhabens ist darin begründet, dass für die Pelletproduktion biogene Restchargen genutzt werden können, deren Aufbereitung für die thermische Verwendung in mittleren Feuerungsanlagen aufgrund der schlechten Brennstoffeigenschaften bisher nicht möglich war. Die starke Konkurrenz auf dem Holzmarkt und die damit verbundenen steigenden Holzpreise werden durch das neue Verfahren umgangen. Die Substrate können somit aus Problemchargen bezogen werden, für die es bisher keine oder nur

suboptimale Entsorgungskonzepte gab. Weiterhin sollen Rückschlüsse gezogen werden können, um im Anschluss die Substratbasis auf überregional verfügbare Reststoffe wie Bagasse und Olivenöltrester erweitern zu können.

Methodik bzw. Aktivitäten

Zur Entwicklung des innovativen Verfahrens zur Herstellung eines Mischpellets nach Norm DIN EN 14961-6 ist die Entwicklung einer neuartigen Dosiereinheit für die gezielte und mengenoptimierte Zugabe von Zusatzstoffen notwendig. Die hohen technischen Anforderungen an die zu entwickelnden Additive, Bindemittel, den Brennstoff selbst und an die Dosiereinheit zeigen die essentielle Bedeutung der Zusammenarbeit der beteiligten Unternehmen. In folgendem Abschnitt ist dargestellt welche Aufgaben durch die Substratanalyse, den Rezeptrechner, das Bindemittel und Additiv, die Dosiereinheit und das Pellet erfüllt werden sollen.

Teilvorhaben 1: Evaluierung der Substratmischung und Erstellung einer Datenbank

Im ersten Schritt soll eine Datenbank erstellt werden. Dazu gehören die Beschaffung der notwendigen Substratmengen und Probenahme nach DIN EN 14778/ DIN 51701, die Bestimmung des Wasser-, Aschegehalt, Aschschmelzverhalten und Bestimmung von Spurenelementen, wie z. B. Chrom, Quecksilber, Cadmium, Zink und anderen Metallen nach DIN 22022-1. Zusätzlich erfolgt die Elementaranalyse der neun evaluierten Biomassen sowie zusätzlichen Biomassen und die Erstellung eines Maßnahmenkatalogs mit den relevanten Substrateigenschaften für die Additiv- und Bindemittelentwicklung. Anhand der gewonnenen Informationen aus der Substratanalyse unter Einbezug der relevanten Eigenschaften zur Realisierung der Anforderungen nach DIN EN 14961-6 wird die Datenbank erstellt. Auch werden die Anforderungen an die Additiv- und Bindemittelentwicklung auf Basis der Biomasseanalysen durch Erstellung eines Anforderungsprofils für die Additive und Bindemittel abgeleitet. In diesem Schritt werden auch Mischpelletrezepturen unter Einbezug der Additiv- und Bindemittelleigenschaften erstellt. Als letzter Schritt werden sowohl die Versuchsprotokolle der Pilotpelletierversuche zur Optimierung oder Neukombination



Abbildung 1: Beispiel Ausgangsmaterial Stroh



Abbildung 2: Beispiel Endprodukt Mischpellets aus Apfeltrester und Holzhackschnitzel

der Substratrezepte und der Datenbank ausgewertet als auch die zielorientierten Pelletierversuche zur Optimierung der Rezepte und Anpassungen der Datenbank. Ferner erfolgt die Entwicklung eines Kalkulations-Tools bei der folgende Arbeitsschritte notwendig sind. Auf Basis der konkretisierten mathematischen, physikalischen und ökonomischen Problemstellungen der Pelletierung werden Algorithmen zur Ermittlung geeigneter Rezepturen entwickelt. Nach der Programmierung des Kalkulations-Tools, mehreren Testdurchläufen und praktischen Testversuchen soll die zuverlässige Arbeitsweise des Kalkulations-Tool sichergestellt sein, um standortbezogene Erstbewertungen bezüglich der Pelletierbarkeit von Substraten in kürzester Zeit zu ermöglichen.

Teilvorhaben 2: Additive

Innerhalb dieses Teilvorhabens erfolgt die Ermittlung additivrelevanter Substrat- und Prozesseigenschaften zur Erstellung eines Lastenheftes für die Additivrezeptur. Somit kann eine Grundlage für die Charakterisierung, Evaluierung und Entwicklung von möglichen Additivkomponenten geschaffen werden. Nachfolgende Laboruntersuchungen dienen der Kontrolle zur Annäherung an die Zielkriterien des Lastenheftes. Nachdem in Referenzversuchen das Brennverhalten an normierten Teststoffen nachgewiesen werden kann, wird die Additivrezeptur in Pilot-Pelletierversuchen bei der Pusch AG hinsichtlich der praktischen Einsatzbarkeit getestet und weiter verfeinert. Aufbauend auf die Ergebnisse zum Additivverhalten im Substratgemisch, in der Mischung mit dem Bindemittel und während der Pelletierung, erfolgen weitere Entwicklungsschritte welche in Verbrennungsversuchen und einer zielführenden Versuchsdurchführung zur Pelletierung enden.

Teilvorhaben 3: Dosiereinheit

Die zuvor notwendigen Entwicklungsschritte von Bindemittel und Additiv verlaufen zeitgleich und aufeinander abgestimmt, um möglichst früh Schritte für die Entwicklung der Dosiereinheit einzuleiten. Der technischen Auslegung folgt die Anfertigung von technischen Zeichnungen. Eine Fokussierung auf eine einfache, störungsunanfällige und wartungsarme Funktions- und Bauweise soll die Adaptierbarkeit der Dosiereinheit auf andere Anlagen ermöglichen. Nach der Konstruktion und Anfertigung der einzelnen Teile der Applikationseinheit erfolgt der Zusammenbau des Prototyps. Die anschließende Integration ist für die geplanten Initialtests notwendig. Eine Mängelbehebung auf Basis der Ergebnisse der Pelletierversuche soll eine sichere Betriebsweise der Dosiereinheit gewährleisten.

Teilvorhaben 4: Bindemittelentwicklung

Im vierten Teilvorhaben betreibt die Uni Göttingen die Bindemittelentwicklung. Zuerst werden dazu die bindemittelrelevanten Eigenschaften der evaluierten Rohstoffe für die Mischpelletherstellung ermittelt, woraufhin die dafür geeigneten natürlichen Bindemittel auf Basis von anfallenden Industriereststoffen evaluiert und analysiert werden. Anschließend ist eine Modifizierung der Bindemittel erforderlich. Dabei werden sowohl physikalische, als auch technische Eigenschaften der Mischpellets berücksichtigt, um die Entwicklung vom Labor- zum Pilotmaßstab zu bewältigen. Aus den bekannten Zusammenhängen zwischen Pelletierung, Festigkeit und Emissionen sollen weiterführend die Lagereigenschaften der Mischpellets berücksichtigt werden. Über Variationen der unterschiedlichen Anteile von Additiv und Bindemittel im Pellet erfolgt eine zielgeführte Annäherung an die angestrebten Mischpelletrezepturen.

Ziele / Erwartete Ergebnisse

Für das Projekt MAIN PELLET werden folgende nachprüfbar technische Zielkriterien festgelegt:

- Neuentwicklung der Dosiereinheit
- Übertragbarkeit/ Adaptierbarkeit der Dosiereinheit auf andere Pelletier-Anlagen
- DIN EN 14961-6 konformer Brennstoff
- Substratflexible Einsatzmöglichkeit der getesteten Additive und Bindemittel für viele Substratkombinationen
- Große Anzahl an Substrat- und Massenkombinationen der biogenen Reststoffe
- Geringer prozessenergetischer Mehraufwand der Pelletierung
- Erstellung einer Datenbank zu pelletierrelevanten Substrateigenschaften
- Möglichkeit der Erweiterung der Datenbank
- Entwicklung eines Kalkulations-Tools zu Sicherung der Funktionalität der Additive und Bindemittel sowie zur Sicherung der Brennstoffqualität
- Dauerfunktionsstabilität aller Komponenten

Da für den wirtschaftlichen Erfolg bzw. für eine erfolgreiche Multiplikation des Verfahrens nicht nur die hier geförderte Technikentwicklung, sondern ebenso ein adäquates Marketing von Nöten ist, gehen die wirtschaftlichen Zielkriterien teilweise über die Projektlaufzeit hinaus. Der Markt für günstige Lösungsansätze zur energetischen Nutzung von Biomasseströmen, die zusätzlich noch regionale Wertschöpfungsketten fördern, ist in Deutschland und großen Teilen Europas bis dato weitestgehend unbesetzt. Daher wurden im Konsortium folgende wirtschaftlichen Zielkriterien festgelegt und angestrebt:

- Wirtschaftlich arbeitende Pilotanlage
- Geringer Mehraufwand an Kosten aufgrund der einfachen technischen Ergänzung von Pelletieranlagen um die adaptierbare Dosiereinheit
- Geringfügige Erhöhung der Produktionskosten durch Energiemehraufwand, Additiv- und Bindemiteleinsatz
- Konkurrenzfähigkeit der Mischpellets auf dem Brennstoffmarkt
- Angestrebter Brennstoffpreis soll im Bereich des aktuellen Industrie-Pelletpreises liegen
- geringfügiger Kostenmehraufwand für den Additiveinsatz pro produzierter Tonne Mischpellets
- Minimale Bindemittelkosten aufgrund der Verwendung von biogenen Reststoffen als Bindemittel

Fazit und Ausblick

Es ist beabsichtigt das Verfahren als Gesamtkonzept mit Dosiereinheit, Additiv und Bindemittel zu vermarkten. Die Markteinführung soll folgende relevante Absatzmärkte bedienen:

- Deutsche und europäische Kommunen zur effizienten Nutzung von Biomasseströmen
- Industrieunternehmen mit großen Mengen an organischen Reststoffen (z. B. Biokraftstoffproduktion)
- Entsorgungsunternehmen in Ballungsräumen mit Verwertungsbedarf von Landschaftspflegematerial
- Agrargenossenschaften mit hohem Aufkommen von Biomassereststoffen

Jährlich fallen allein in Deutschland laut Berechnungen des DBFZ 25,8 Mio. Tonnen Getreidestroh sowie 6,4 Mio. Tonnen Rapsstroh bezogen auf die Trockenmasse an (Zeller et al. 2012). Wird das Gärrestaufkommen von 60 bis 70 Mio. Tonnen (Fachverband Biogas) mit einem durchschnittlichen TM-Gehalt von ca. 20 % summiert, so stehen der Pelletierung konventionell betrachtet mindestens weitere 5 Mio. Tonnen zur Verfügung. Somit kann in Deutschland ein Reststoffaufkommen von ca. 35 Mio. Tonnen durch den Anfall von Gärresten, Getreidestroh und Rapsstroh beziffert werden. Die Testanlage in diesem Projekt kann in der Stunde 500 kg Pellets produzieren. Unter der Annahme von 5.000 Jahresbetriebsstunden könnte diese Anlage im Jahr 2.500 Tonnen Mischpellets produzieren. Weiterführende Betrachtungen können den Anfall von Miscanthus und Landschaftspflegematerial in diese Betrachtung mit einbeziehen und erweitern das Bioenergiepotential. Das Energiepotential für Getreidestroh, Rapsstroh und Landschaftspflegematerial beträgt laut DBFZ (Zeller et al. 2012) über 100 PJ pro Jahr in Deutschland.

Literatur

BMELV, BUNDESMINISTERIUM FÜR ERNÄHRUNG UND LANDWIRTSCHAFT (2009): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland: Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung. Anhang. URL: http://www.bmelv.de/SharedDocs/Downloads/Landwirtschaft/Bioenergie-NachwachsendeRohstoffe/BiomasseaktionsplanNational-Anhang.pdf?__blob=publicationFile (Stand: 6.12.2013).

MANTAU, U.; SAAL, U.; PRINS, K.; LINDNER, M.; VERKERK, H.; EGGERS, J.; LEEK, N.; OLDENBURGER, J.; ASIKAINEN, A.; ANTTILA, P. (2010): EUwood – Real potential for changes in growth and use of EU forests. Final report. Hamburg/Germany, June 2010. p. 160. URL: http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/bioenergy/euwood_final_report.pdf (Stand: 12.02.2014).

ZELLER, V.; THRÄN, D.; ZEYMER, M.; BÜRZLE, B.; ADLER, P.; PONITKA, J.; POSTEL, J.; MÜLLER-LANGER, F.; RÖNSCH, S.; GRÖNGRÖFT, A.; KIRSTEN, C.; WELLER, N.; SCHENKER, M.; WEDWITSCHKA, H.; WAGNER, B.; DEUMELANDT, P.; REINICKE, F.; VETTER, A.; WEISER, C.; HENNEBERG, K.; WIEGMANN, K. (2012): DBFZ Report Nr. 13: Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung, Leipzig. URL: http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_13.pdf (Stand: 12.02.2014).

Untersuchungen zur Heißgasfiltration von Produktgasen aus Biomassevergasungsprozessen in Kombination mit katalytischem Teer-Cracken

Jürgen Sitzmann¹, Hans Leibold², Jens Markgraf¹, Robert Mai²

¹LignoGen GmbH
Fürther Str. 18, 91126 Schwabach
E-Mail: j.sitzmann@lignogen.de

²Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Technische Chemie
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1, 76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Schlagwörter: Heißgasfiltration, katalytisches Teer cracken, Biomasse-Vergasung, biogene Reststoffe

Zusammenfassung

Die Heißgasfiltration von Produktgasen der thermischen Vergasung eröffnet zahlreiche Möglichkeiten zur Prozessoptimierung bei der Verwertung von minderwertigen biogenen Einsatzstoffen. Problematisch bei der Nutzung von biogenen Reststoffen ist der hohe Ascheanteil und niedrige Ascheschmelzpunkt der zu hohen Verunreinigungen des Produktgases mit Partikeln und Teeren führt. Die Integration der Heißgasfiltration ermöglicht das Abscheiden der Partikel bei Prozess temperatur und schützt somit nachgeschaltete Anlagenkomponenten. Weiterhin ermöglicht die geringe Partikelfracht des Reingases den Einsatz eines Cracking-Katalysators. Durch die Einbringung von Trockensorbentien und Abscheidung des beladenen Sorbens am Filter können zusätzlich saure Katalysatorgifte wie Schwefel- und Chlorverbindungen entfernt werden.

In Kooperation mit dem Institut für Technische Chemie des KIT führt LignoGen Untersuchungen zur Heißgasfiltration sowie zum Einsatz eines Niedertemperatur Cracking Katalysators durch. Eingesetzt wird ein am ITC-KIT entwickelter Edelmetall-Katalysator der unter Laborbedingungen einen vollständigen Umsatz von Naphthalin und Benzol bei 500 °C erreichte. Zusätzlich bestehen am ITC-KIT Forschungsaktivitäten zur Trockensorption von Schadgasen bei hohen Temperaturen. LignoGen betreibt einen Prüfstand zur Heißgasfiltration von Produktgasen eines Gleichstrom-Biomassevergasers mit einer thermischen Leistung von 250 kW. Dieser Prüfstand wurde um einen katalytischen Sekundärreaktor im Seitenstrom erweitert, um den Niedertemperatur-Katalysator an realem Produktgas zu testen. Erste Ergebnisse zeigen ein klares, wässriges Kondensat nach dem Katalysator anstelle des teerhaltigen Kondensates im Hauptstrom.

Zielsetzung ist eine Gasreinigungsstrecke mit einer kombinierten Abscheidung von Stäuben und Schadgasen bei hohen Temperaturen und anschließendem Cracken der hochsiedenden Kohlenwasserstoffe in Permanentgase und deren technische und wirtschaftliche Umsetzung für kleine und mittlere Vergasungsanlagen.

Summary

Hot gas filtration of producer gases from biomass gasification using biogenic residues as feedstock gives numerous options for process optimization. Especially the high ash content and low ash melting point of low grade biogenic feedstock causes high amounts of impurities of tars and particulates in the producer gas and consequently problems in the utilization of the gas. The integration of a hot filtration unit enables the particle separation at process temperatures and therefore protects downstream equipment like heat exchanger and gas conditioning from fouling. Furthermore, the low particle load of the clean gas enables the operation of a catalytic secondary reactor. In combination with dry sorption, the filtration unit can be extended to remove additionally sulphur and chlorine compounds known as poisonous for catalysts.

In cooperation LignoGen and the Institute for Technical Chemistry at the KIT execute investigations in hot gas filtration and catalytic secondary cracking of biomass producer gas on a laboratory and technical level. A noble metal catalyst, developed at the KIT, with the ability to convert naphthalene and benzene at 500 °C to permanent gases is applied. Additionally, the ITC-KIT contributes research on dry sorption at elevated temperatures. LignoGen operates test facilities for hot filtration of producer gas downstream of a 250 kW fixed bed downstream gasifier. The filtration test unit was extended with a catalytic secondary reactor in a sidestream to test the catalyst during real process conditions. First results show a clear liquid condensate after the catalytic reactor in contrary to a tary condensate in the main stream.

The aim of the development is a gas cleaning system with combined separation of particulates and corrosive gases at high temperatures and catalytic cracking of the polycyclic aromatic hydrocarbons in permanent gases for applications in small and medium gasification plants.

Hintergrund und Zielsetzung

Problemstellung bei der thermischen Verwertung minderwertiger biogener Brennstoffe

Minderwertige biogene Einsatzstoffe aus Land- und Forstwirtschaft wie Strauchschnitt, Stroh oder Biogas-Gärresten haben im Vergleich zu Holz einen deutlich höheren Anteil an anorganischen Bestandteilen (Tabelle 1). Insbesondere ein hoher Anteil an Kalium kann den Ascheschmelzpunkt herabsetzen. Um Schlackebildung in den Vergasungsreaktoren und daraus resultierende Anlagenausfälle sicher zu vermeiden, sind die Prozess temperaturen für minderwertige biogene Einsatzgüter auf Temperaturen unterhalb des Ascheschmelzpunktes limitiert.

Tabelle 1: Brennstoffeigenschaften biogener Reststoffe (Hartmann et al. 2000, Hartmann 2011)

Brennstoff	Asche [%]	N-Gehalt [%]	S-Gehalt [%]	Cl-Gehalt [mg/kg]	K-Gehalt [mg/kg]
Holzpellets	0,4	0,1	0,02	10	180
Pappelholz	1,87	0,44	0,03	31	3.600
Weizenstroh	6,1	0,53	0,07	266	4.100
Strauchschnitt	11,8	1,02	0,11	511	5.500
Gärreste	14,4	2,1	0,29	2.080	16.000

Die thermische Vergasung von minderwertiger Biomasse führt zu hohen Partikelkonzentrationen, vorwiegend in Form von Feinstaub, sowie bedingt durch die niedrigen Vergasertemperaturen zu hohen Konzentrationen an hochsiedenden Kohlenwasserstoffen (Teeren). Die Ablagerungen aus kondensierenden Teeren und Feinstäuben verursachen Fouling und sind letztendlich für das Zusetzen von Wärmetauschern und Rohrleitungen verantwortlich.

Integrierte Heißgasfiltration

Die Integration einer Heißgasfiltration in eine Biomassevergasungsanlage ermöglicht die Partikelabscheidung bei Reaktortemperatur. Durch die frühzeitige Entfernung sämtlicher mineralischer Stäube des nicht umgesetzten Restkokes und von Ruß können die bei der Abkühlung entstehenden fließfähigen Kondensate problemlos abgeführt werden. Dies schützt nachgeschaltete Anlagenkomponenten wie Wärmetauscher, Aerosolabscheider und Rohrleitungen und ermöglicht ein deutlich einfacheres Design dieser Komponenten. Die Verfügbarkeit der Anlage kann damit deutlich erhöht werden. Das Zusetzen der Gasreinigungsstrecke durch ein Gemisch aus Staub und Teerkondensaten, bisher eine der häufigsten Fehlerquellen beim Betrieb von Holzgasanlagen, wird zuverlässig vermieden.



Abbildung 1: Rohrleitungen bei der Pyrolyse von Buchenholz. Ohne (links) und mit (rechts) einer Heißgasfiltration bei Prozesstemperatur

Kombinierte Partikel- und Schadgasabscheidung mit Teer-Cracker

Durch die Zugabe von Sorbentien zur Abscheidung von Schwefel- und Halogenverbindungen lässt sich der Heißgasfilter zu einer kombinierten Partikel- und Schadgasabscheidung erweitern. Das Sorbens kann optional als Additiv dem Brennstoff zugemischt oder im Flugstrom nach dem Reaktor zugegeben werden. Abgeschieden werden die mit Schadgasen beladenen Sorbentien am Heißgasfilter. Insbesondere der sich bildende Filterkuchen bewirkt eine hohe Abscheideleistung durch eine hohe Kontaktrate von Schadgasen und Sorbens. Nach der Abscheidung der Partikel und Schadgase wird das teerbeladene Synthesegas einem katalytischen Sekundärreaktor zugeführt. Dieser kann wegen der niedrigen Partikelbelastung als einfaches Festbett ausgeführt werden. Optional können aber auch Wabenstrukturen verwendet oder die Filterkerzen selbst mit dem Katalysator imprägniert werden. Die Abscheidung der als Katalysatorgifte wirkenden Chlor- und Schwefelverbindungen bei hohen Temperaturen vermeidet Exergieverluste, welche durch Abkühlen und Wiederaufheizen der Gase bei der konventionellen Nasswäsche entstehen. Somit lässt sich eine kombinierte Hochtemperaturabscheidung von Partikeln, Schadgasen und Teeren realisieren. In Kooperation mit dem Institut für Technische Chemie des KIT führt LignoGen Untersuchungen zur Heißgasfiltration sowie zum Einsatz eines Niedertemperatur (NT) Cracking Katalysators nach einer Heißgasfiltration durch. Ziel des Projektes ist eine trockene Synthesegasreinigung, die neben der Entfernung der Feinstäube die Konversion der hochsiedenden Kohlenwasserstoffe in Permanentgase ermöglicht.

Aufgrund der oben beschriebenen Verschlackungsproblematik ist die Temperatur im Vergasungsreaktor auf 850 °C begrenzt. Partikel- und Schadstoffsorption finden im Temperaturbereich von 450 – 600 °C statt. Der folgende Edelmetallkatalysator ist bei diesen Temperaturen in der Lage die Teerbestandteile praktisch vollständig in Permanentgase zu überführen.

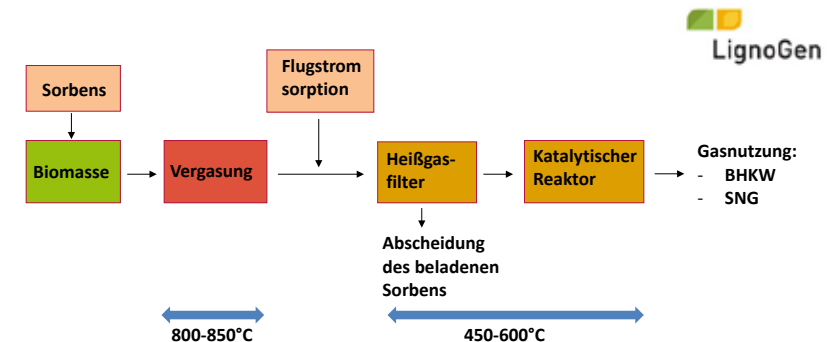


Abbildung 2: Kombinierte Partikel- und Schadgasabscheidung mit anschließendem katalytischen Teer-Cracker

Vorteile des Verfahrens bei Gasnutzung in einem Motor-BHKW:

- Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades durch Überführung des Brennwertes der Teere in das Produktgas
- Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades durch den Einsatz hoch-effizienter turbo-aufgeladener BHKW für teerfreies Produktgas
- Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit
- Keine öko-toxischen Abwasserströme

Vorteile des Verfahrens bei der Synthese von SNG:

- Schutz des Methan-Reformers vor Partikeln, Schadgasen und Teeren (Benzol)
- Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades durch Nutzbarmachung der Teere und Vermeidung von Exergieverlusten infolge Abkühlung/Wiederaufheizen des Produktgases

Stand der Technik

Heißgasfiltration

Die Heißgasfiltration ermöglicht die Reinigung partikelbeladener Gase bei Temperaturen bis 800 °C, hauptsächlich mit keramischen Filterelementen. Die angelagerte Staubschicht erhöht bei zunehmender Filtrationsdauer den Differenzdruck zwischen Rein- und Rohgasseite und muss periodisch abgereinigt werden, um den Differenzdruck zu begrenzen. Das Abreinigen der Filterelemente erfolgt durch das Auslösen eines Hochdruck-Gasimpulses entgegen der Filtrationsrichtung. Dieser Jet-Pulse erzeugt einen kurzfristigen Druckanstieg und daraus resultierend einen Gasstrom entgegen der Filtrationsrichtung, der den Filterkuchen vom Filterelement löst.

Im Gegensatz zur Filtration mit flexiblen Filterschläuchen (< 250 °C), bei denen das Aufblähen der Schläuche zusätzliche mechanische Scherkräfte auslöst und ein Absprennen des Filterkuchens bewirkt, können bei starren keramischen Filterelementen nur Strömungskräfte zum Lösen des Filterkuchens genutzt werden. Dementsprechend ist bei der Heißgasfiltration, neben der Materialbeständigkeit der Filterelemente, die langzeitstabile Abreinigung allein durch Strömungskräfte die eigentliche Herausforderung.

Besonders bei Temperaturen über 500 °C kommt es durch Erweichen von mineralischen Bestandteilen und/oder thermo-chemische Reaktionen zur Bildung backender oder klebriger Filterkuchen. Diese klebrigen Stäube können mit konventionellen Jet-Pulse Rückspülsystemen nicht mehr abgelöst werden. Ein Teil des Staubkuchens verbleibt auf dem Filtermedium (Patchy-Cleaning), welcher im Dauerbetrieb zu einem stetigen Anstieg des Differenzdrucks und letztlich zur Verblockung der Filterelemente führt. In der Praxis wird häufig versucht, die Filterelemente durch Zugabe von Luft „freizubrennen“, was jedoch nur zu einer Verlagerung des Problems führt, da die Aschen auf bzw. im Filtermedium verbleiben. Weiterhin sind die Filteroberflächen durch punktuelle Temperaturspitzen außergewöhnlichen Belastungen ausgesetzt, die zu einem Ausfall der Filterelemente führen können.

Am Karlsruher Institut für Technologie wurde mit dem Coupled Pressure Pulse Verfahren (CPP) ein Abreinigungsverfahren entwickelt, welches in der Lage ist, backende und klebrige



Abbildung 3: Filterelement mit unvollständig abgereinigtem Filterkuchen. Differenzdruck kann im weiteren Betrieb unzulässig hoch ansteigen (Sitzmann 2009)

Stäube auch bei hohen Temperaturen zu entfernen. Dadurch können die heißen Produktgase direkt nach den thermischen Reaktoren von mitgeführten Stäuben gereinigt werden. Ein Zusetzen von Leitungen und Wärmetauschern mit Partikeln kann dauerhaft verhindert werden. Die Abreinigung der Filterelemente erfolgt beim CPP-Verfahren über einen Gasimpuls aus einem – kurzzeitig – direkt angekoppelten Drucktank, der lediglich einen geringen Überdruck gegenüber dem Systemdruck aufweist. Dadurch können, bei vergleichbarem Gasverbrauch, deutlich höhere Abreinigungskräfte als bei konventioneller Jet-Pulse-Abreinigung erzeugt werden. Backende Stäube aus der Biomassevergasung lassen sich auf diese Weise selbst bei Temperaturen bis 800 °C von den Filteroberflächen entfernen, sodass ein stabiler Filterbetrieb erreicht werden kann (Mai et al. 1999). Im Unterschied zu konventionellen Systemen können die Filterelemente bei Abreinigung durch das CPP-Verfahren horizontal eingebaut werden. Der horizontale Einbau bietet den Vorteil einer platzsparenden und kostengünstigen Bauweise, da sich das System einfach in der Größe modulieren lässt. Ein weiterer Vorteil der horizontalen Bauweise bezieht sich auf die Strömungsführung des staubbelasteten Gases im Filtergehäuse. Der von oben nach unten geführte Rohgasstrom unterstützt den Austrag des abgelösten Filterkuchens in Richtung Gehäuseboden (Mai et al. 2011).

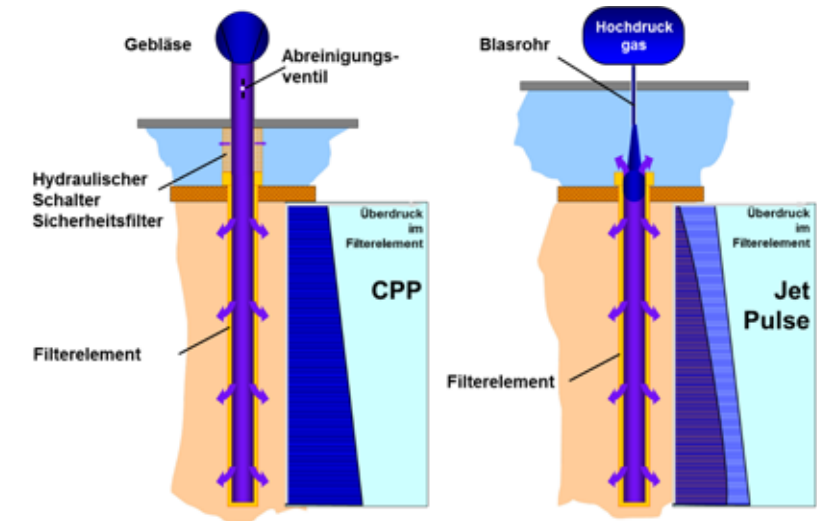


Abbildung 4: Schematischer Vergleich der Abreinigungsintensität (Überdruck im Filterelement) über der Länge des Filterelements für CPP-Abreinigungsverfahren (links) und konventionelles Jet-Pulse Verfahren (rechts)

Katalyse

Zur Beseitigung der hohen Teerfrachten im Synthesegas ist katalytisches Cracken besonders vorteilhaft, da das Gas nicht abgekühlt werden muss, der Heizwert der Teerfraktion im Synthesegas verbleibt und darüber hinaus keine unerwünschten Abfallfraktionen entstehen.

Nach dem derzeitigen Stand der Technik lassen sich Teerkatalysatoren grob wie folgt unterteilen: Kostengünstige und robuste sogenannte Verbrauchskatalysatoren, die kontinuierlich erneuert werden müssen. Dazu zählen Aktivkohlen und -kokse, sowie mineralische Materialien wie Dolomite (CaMg-Verbindungen) oder Olivine (silikatische Me-Verbindungen). Die erzielbaren Restteergehalte liegen typischerweise bei $> 100 \text{ mg/m}^3$. Für diese Kategorie von katalytisch aktiven Materialien liegt eine Vielzahl von Untersuchungen vor. Weiterhin sind Ni-Katalysatoren kommerziell verfügbar. Sie zeigen sehr hohe Umsatzgrade, sind jedoch teuer. Die Einsatztemperaturen liegen bei vergleichsweise hohen Temperaturen $> 800 \text{ }^\circ\text{C}$, die oberhalb typischer Temperaturen von Rohsynthesegasen liegen. Die Katalysatoren sind sehr schwefelempfindlich, was durch höhere Betriebstemperaturen bis $950 \text{ }^\circ\text{C}$ teilweise kompensiert werden kann (Gerber 2007). Sie eignen sich deshalb für hohe Vergasertemperaturen oder erfordern eine unwirtschaftliche, nachträgliche Erhöhung der Synthesegastemperatur. Außerdem setzen diese Katalysatoren zusätzlich zu den Teeren auch im Produktgas vorhandenes Ammoniak um. Ni-Katalysatoren werden sowohl im Festbett als auch als Wabenkatalysatoren eingesetzt (Schulzke 2012). Für holzartige Einsatzstoffe liegen Erfahrungen für den Einsatz im Produktgasstrom eines kommerziellen Wirbelschichtreaktors bei $900 \text{ }^\circ\text{C}$ vor (Asadullah et al. 2003).

Zum möglichen Einsatz von Edelmetallen für die Teerspaltung finden sich in der Literatur zahlreiche Untersuchungen. Einen guten Überblick gibt die Studie von GERBER (2007) für das DOE in den USA. Danach eignet sich vor allem das extrem teure Edelmetall Rh zur Teerspaltung im Temperaturbereich $550 - 650 \text{ }^\circ\text{C}$. In den von TOMISHIGE zitierten Untersuchungen wird Platin auf einem $\text{SiO}_2/\text{CeO}_2$ -Träger (Tomishige 2003) erst bei $650 \text{ }^\circ\text{C}$ ein vollständiger Teerumsatz attestiert. Für Rh und Pt wird außerdem eine sehr geringe Verkockungsrate $< 1\%$, bezogen auf das Katalysatorgewicht, gemessen.

Am Institut für Technische Chemie (ITC) wurde ein Edelmetall Niedertemperatur-Katalysator entwickelt, der die Teermodellsubstanzen Naphthalin und Benzol bereits bei Temperaturen um $450 \text{ }^\circ\text{C}$ vollständig in Permanentgase spaltet (Leibold 2012). Durch die niedrige Arbeitstemperatur eines solchen Edelmetall-Katalysators ergibt sich ein deutlicher energetischer Vorteil, da die Teerspaltung unterhalb typischer Synthesegastemperaturen durchgeführt werden kann.

Trockensorption

Die Abscheidung von S- und Cl-Verbindungen bei hohen Temperaturen verbessert die Prozesseffizienz, da das Synthesegas dazu im Unterschied zu konventionellen Waschverfahren nicht abgekühlt werden muss, was gleichzeitig den apparativen Aufwand verringert. Stand der Technik sind jedoch, sofern S- und Cl-Verbindungen überhaupt entfernt werden, Waschverfahren bei Raumtemperatur oder leicht erhöhten Temperaturen. Für hohe Anforderungen an die Synthesegasqualität werden insbesondere für kleine Anlagen bei mäßigen Temperaturen bis ca. $300 \text{ }^\circ\text{C}$ fast durchweg ZnO-Betten bzw. imprägnierte Aktivkohlen eingesetzt. Für die Abscheidung von HCl und H_2S bei hohen Temperaturen kommen preiswer-

te Alkali- und Erdalkaliverbindungen, vor allem Carbonate in Betracht. Flugstromverfahren weisen im Unterschied zu Festbetten erhebliche Vorteile auf, da das Sorbens entsprechend den vorliegenden Schadstoffkonzentrationen dosiert und als fein disperses Material mit hoher reaktiver Oberfläche effizient eingesetzt werden kann. Außerdem unterstützt der reaktive Filterkuchen die Abreinigbarkeit schwieriger Stäube. Entsprechende Entwicklungsarbeiten werden im Rahmen des bioliq Prozesses für ein Hochtemperatur-Hochdruckverfahren durchgeführt (Leibold 2012, Dahmen et al. 2012). Die für eine motorische Nutzung notwendigen Reingaskonzentrationen für die genannten Schadgasverbindungen können ohne Schwierigkeiten erreicht bzw. unterschritten werden. Die Ergebnisse lassen sich auch bei Umgebungsdruck in einem kompakten Verfahren nutzen.

Experimentelle Arbeiten und Ergebnisse

Experimentelle Arbeiten am KIT

Das Institut für Technische Chemie am Karlsruher Institut für Technologie (ITC) befasst sich in der Abteilung Pyrolyse und Gasreinigung in mehreren Arbeitsgruppen mit der Hochtemperatur bzw. Hochtemperatur-Hochdruckreinigung HT/HP von Synthese- und Pyrolysegasen. Ausgehend von der Partikelabscheidung bei Temperaturen bis $800 \text{ }^\circ\text{C}$ wird insbesondere auch die weitergehende Gasreinigung und -konditionierung intensiv untersucht, wobei die Herausforderung in der Bereitstellung von Synthesegasqualitäten besteht, die einer Methanol- bzw. Dimethylether Synthese genügen (Dahmen et al.). Vorarbeiten im Bereich der Heißgasfiltration erstrecken sich auf grundlegende Untersuchungen zum Filtrations- und Abreinigungsverhalten keramischer Filtermaterialien und Filterelemente und deren modelltheoretische Beschreibung sowie die Langzeiterprobung der Technologie in realen Prozessen bei Temperaturen bis $800 \text{ }^\circ\text{C}$ (Leibold 2012). Ein wesentliches Ergebnis der

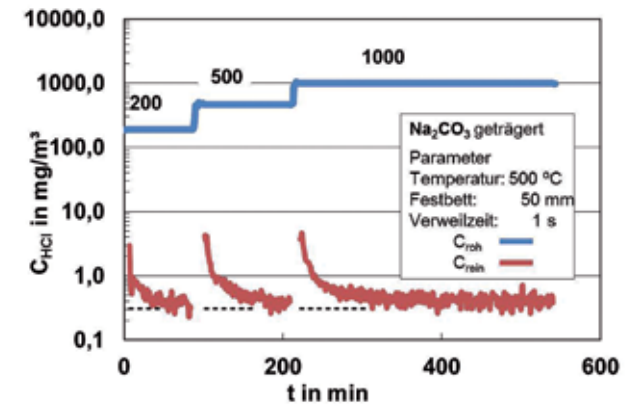


Abbildung 5: Erzielbare Reingaskonzentrationen für HCl in Synthesegas nach einem Festbettabsorber

bisherigen Forschungsarbeiten zur Heißgasfiltration ist die Entwicklung eines an HT/HP-Bedingungen angepassten Abreinigungsverfahrens (Mai et al. 1999), das mit der Realisierung im 582 MW_{el} IGCC Demonstrationskraftwerk Kemper County, USA in die Kraftwerkstechnik Eingang gefunden hat, aber auch in der dezentralen BHKW Technologie anwendbar ist. Zur sorptiven Abscheidung von typischen Spurenverunreinigungen aus der Vergasung biogener Reststoffe wurden Untersuchungen zum Einsatz von Metalloxid- und mineralischen Sorbentien in Abhängigkeit von Synthesegaszusammensetzung, Temperatur und Systemdruck durchgeführt. Für die kritischen Spurengase im Synthesegas, H₂S und HCl, konnte gezeigt werden, dass die Anforderungen einer Methanolsynthese mit HT/HP-Sorption erreichbar sind.

Sowohl zur Festbett- als auch Flugstromsorption liegen für Temperaturen bis 800 °C und für kostengünstige mineralische Sorbentien auf Na und Ca Basis Erfahrungen vor, die z. B. in die Entwicklung der trockenen HTHP-Synthesegasreinigung im bioliq-Prozess eingeflossen sind (Leibold 2012).

Abbildung 6 zeigt beispielhaft ein Ergebnis zur Abscheidung von HCl aus einem Modellsynthesegas. Selbst für Rohgaskonzentrationen von 1 g/m³ können bei 500 °C Reingaskonzentrationen von 0,3 mg/m³ sicher erreicht werden (in der Abbildung rot dargestellt). Die unmittelbar nach einer Konzentrationserhöhung zu beobachtenden Konzentrationsspitzen sind messtechnisch bedingt, da Roh- und Reingas vor dem HCl-Messgerät über eine gemeinsame Probenahmeleitung geführt wurden. Die ausgeführte Anlage für 700 m³/h und 800 °C, 80 bar befindet sich gegenwärtig in der Inbetriebnahme. Im bioliq-Prozess liegt ein Schwerpunkt auf der Kombination von Filtration und Sorption unter HT/HP-Bedingungen. Die vorliegenden Erfahrungen sind auch auf die Problemstellungen in kleinen Vergasern übertragbar und werden in den atmosphärischen Prozess der Kopplung von Vergasung und motorischer Synthesegasnutzung eingebracht. Weiterhin wurden Vorstudien zur Freisetzung von Metallen aus biogenen Reststoffen als Grundlage für deren sorptive Abscheidung bei hohen Temperaturen durchgeführt. Die Arbeiten werden derzeit intensiviert. Ergänzend wurden für biogene Reststoffe mit hohem Chlorgehalt aus der Kaffeeherstellung erfolg-

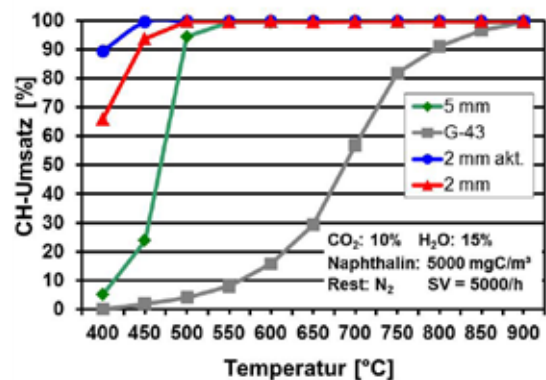


Abbildung 6: Umsatz von Naphthalin am NT Katalysator im Vergleich zu einem kommerziellen Ni-Katalysator (G-43)

reich Sorptionsverfahren angewandt (Tomasi 2013). Darüber hinaus liegen vielfältige Erfahrungen zur Kopplung einer Heißgasreinigung mit Schnecken- und Wirbelschichtpyrolyse sowie Festbett-, Wirbelschicht- und Flugstromvergasung von biogenen Einsatzstoffen vor. Weiterhin werden am KIT systematische Arbeiten zur katalytischen Teerkonversion durchgeführt. Von Anfang an lag der Schwerpunkt auf der Entwicklung von Niedertemperaturkatalysatoren, die bereits bei den typischen Betriebstemperaturen von Kleinvergasern im Temperaturbereich 600 – 800 °C einen vollständigen Umsatz der Teerkomponenten im Synthesegas ermöglichen. Dabei wurde auf edelmetallbasierte Katalysatoren gesetzt, die im Unterschied zu konventionellen Ni-Katalysatoren bereits bei deutlich niedrigeren Temperaturen zur vollständigen Umsetzung der Teere führen. Die Abbildung zeigt dies exemplarisch für einen pelletierten Kat aus den Entwicklungsarbeiten bei unterschiedlicher Konditionierung für die Modellteer-Komponente Naphthalin.

Experimentelle Arbeiten am Prüfstand der LignoGen

Die Fa. LignoGen betreibt einen Prüfstand zur Heißgasreinigung von Produktgasen eines Biomasse-Gleichstrom-Vergasers mit einer Leistung von 250 kW_{therm}. Der Prüfstand ist für den Dauerbetrieb ausgelegt und kann kontinuierlich mit konventionellen Holzhackschnitzeln G30 betrieben werden. Die Brennstoffe werden über Förderschnecken dem autothermen Gleichstromvergasers zugeführt. Nach der Vergasungsreaktion werden die heißen Produktgase mit 600 – 700 °C dem Heißgasfilter zugeführt. Nach dem Abscheiden der Koks- und Aschepartikel wird der Hauptstrom der Produktgase in einem Wärmetauscher auf 60 – 80 °C abgekühlt. Die dabei entstehenden Kondensate werden über einen ersten Behälter abgeschieden, anschließend werden die Gase in einem Kondensatwäscher mit Intensivkühlung auf ca. 16 °C abgekühlt. Nach einer weiteren Beruhigungsstrecke mit Sicherheitsfilter folgt ein Seitenkanalverdichter, der die Anlage saugend betreibt und die Gase einer Brennkammer zuführt. Beim eingesetzten Vergaser handelt es sich um einen Gleichstrom-Vergaser mit Doppelfeuercharakteristik.

Von dem Produktgasstrom wurde nach dem Heißgasfilter ein Seitenstrom genommen und über einen katalytischen Sekundärreaktor geführt. Der katalytische Teer-Konverter ist als Festbett ausgeführt und mit dem am KIT entwickelten Katalysator in Pelletform gefüllt. Das Volumen des katalytischen Reaktors beträgt 0,34 dm³ und der Katalysator wird mit einer

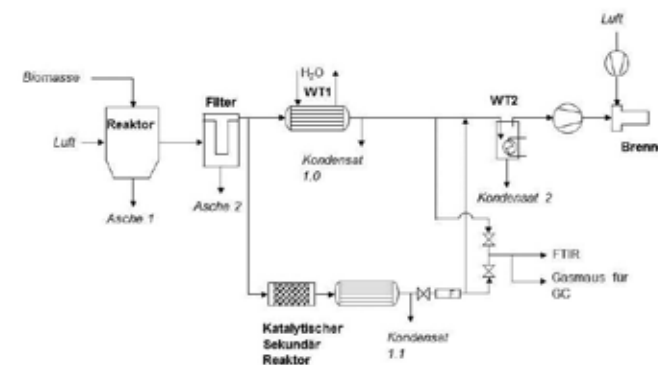


Abbildung 7: Fließbild des Prüfstands der LignoGen mit katalytischem Teer-Konverter im Seitenstrom

Raumgeschwindigkeit von 5000 1/h beaufschlagt. Nach dem Katalysator wird der Seitenstrom ebenfalls einem Wärmetauscher zugeführt, auf 60 – 80 °C gekühlt, die anfallenden Kondensate abgezogen und wieder dem Hauptstrom zugeführt.

Zur Bewertung der Funktionalität des katalytischen Teerconverters wurden die im Hauptstrom und Seitenstrom unter gleichen Bedingungen anfallenden Kondensate per Headspace-GC analysiert. Weiterhin wurden die Gase nach den Wärmetauschern WT1 und WT1.1 über eine beheizte Leitung einem FTIR zugeführt, um eine Analyse der im Gasstrom verbliebenen Kohlenwasserstoffen zu erhalten. Zusätzlich besteht die Möglichkeit an dieser Stelle Gasproben zur Analyse der Permanentgase via GC zu nehmen.

Ergebnisse

Die Einsatzfähigkeit der Heißgasfiltration für biogene Gase bei Temperaturen bis 700 °C wurde nachgewiesen. Als Einsatzgut wurden Holzhackschnitzel G30 (Waldrestholzsortiment) eingesetzt. Die Temperatur im katalytischen Reaktor betrug 600 °C. Im Dauerbetrieb konnten Rückspülintervalle des Filters von 30 min realisiert werden. Der Differenzdruck des Filters konnte auf max. 30 mbar stabilisiert werden. Durch Abscheidung der Feinstäube oberhalb des Kondensationspunktes der Teere wird ein Zusetzen des Wärmetauschers verhindert.

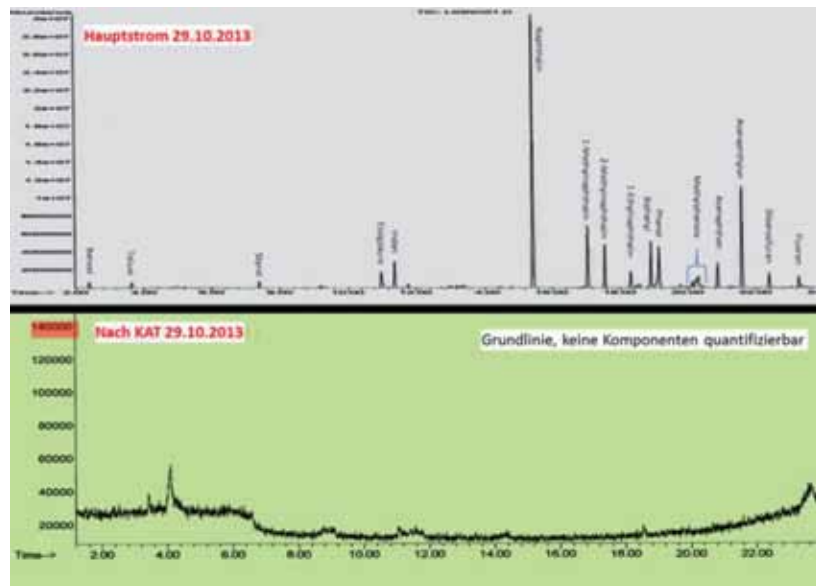


Abbildung 8: Headspace-GC der Kondensate ohne Katalysator (oben) und nach Niedertemperatur-Katalyse (unten)

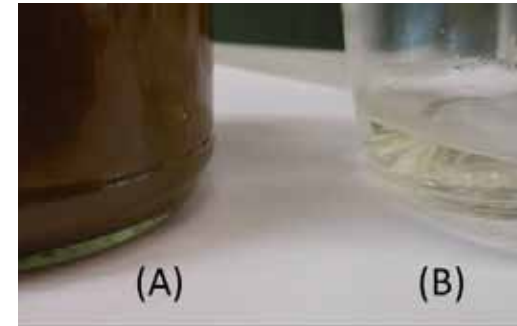


Abbildung 9: Teerhaltiges Kondensat im Hauptstrom (A) und teerfreies, klares Kondensat (B) nach NT-Katalysator

Bei Versuchen mit dem Katalysator im Seitenstrom des Prüfstands konnte ein teerfreies Kondensat erzeugt werden. Abbildung 9 zeigt die gewonnenen Kondensate mit und ohne Katalysator. Nach dem Katalysator konnte ein klares, wässriges Kondensat mit einem pH-Wert von 9 und deutlichem Ammoniakgeruch gewonnen werden. Bei der Kondensatanalyse via Headspace-GC konnten nach dem katalytischen Reaktor keine

aromatischen Komponenten mehr detektiert werden (Abbildung 8). Die Gasanalytik mittels FTIR befindet sich im Aufbau.

Fazit und Ausblick

Die Entfernung der Stäube aus der Vergasung von Waldrestholz bei Temperaturen >500 °C ermöglicht den wartungsfreien Betrieb der nachgeschalteten Gaskühlung bzw. Kondensatabscheidung.

Die Kombination von Heißgasfiltration und katalytischem Sekundärreaktor nach dem Vergasungsreaktor ermöglicht die Erzeugung eines teerfreien Produktgases. Das bei der Gaskühlung anfallende Kondensat ist frei von aromatischen Kohlenwasserstoffen im Gegensatz zum stark verunreinigten Kondensat, welches bei gleichen Bedingungen ohne katalytischem Sekundärreaktor anfällt.

Im Rahmen der ersten Versuchsreihe wurde der Katalysator ca. 20 Stunden mit Produktgas aus der Vergasung von Waldrestholz beaufschlagt. Als nächster Schritt ist vorgesehen Langzeitversuche zu fahren, um die Dauerstandfestigkeit des Katalysators zu untersuchen. Weitere Aufgabenstellungen sind die Regeneration des verbrauchten Katalysators und die Auswahl eines geeigneten Sorbens, um den Katalysator vor Vergiftung zu schützen. Liegen hierzu Ergebnisse vor, kann das Brennstoffband um Landschaftspflegematerial und/oder Biogas-Gärresten erweitert werden.

Literatur

- ASADULLAH, M.; MIYAZAWA, T.; ITO, S.; KUNIMORI, K.; TOMISHIGE, K. (2003): Demonstration of real biomass gasification drastically promoted by effective catalyst. In: *Applied Catalysis A: General* 246, S. 103-116.
- DAHMEN, N.; DINJUS, E.; KOLB, T.; ARNOLD, U.; LEIBOLD, H.; STAHL, R. (2012): State of the art of the bioliq® process for synthetic biofuels production. In: *Environ. Prog. Sustain. Energy* 31 (2), S. 176-181.
- GERBER, M.A. (2007): Review of Novel Catalysts for Biomass Tar Cracking and Methane Reforming, Report Pacific Northwest Laboratory (PNNL-16950) for U.S Department of Energy (Contract DE-AC05-76RL01830).
- HARTMANN, H.; BÖHM, T.; MAIER, L. (2000): Naturbelassene biogene Festbrennstoffe - umweltrelevante Eigenschaften und Einflussmöglichkeiten. Schriftenreihe „Umwelt & Entwicklung Bayern“, Materialien, hrsg. v. Bayerisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen (StMLU). Selbstverlag, München.
- HARTMANN, H. (2011): Pferdemit in der Kleinfueuerung – Ein Brennstoffvergleich. Vortrag am C.A.R.M.E.N.-Symposium, 11-12. Juli 2011, Straubing.
- LEIBOLD, H. (2012): Trockene HT Synthesegasreinigung, 1. Nürnberger Fachkolloquium „Methanisierung und Second Generation Fuels“, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg 29./30. Mai 2012.
- MAI, R.; KREFT, D.; LEIBOLD, H.; SEIFERT, H.; SCHULZ, K. (1999): Angekoppelte Druckimpulsabreinigung mit integriertem Sicherheitsfilter. In: *Wissenschaftliche Berichte FZKA 6319*, Forschungszentrum Karlsruhe.
- MAI, R.; LEIBOLD, H.; SEIFERT, H. (2011): Das Horizontalfilterkonzept für die Hochtemperatur-Hochdruck-Filtration, *ProcessNet Gasreinigung*, Frankfurt, 17./18. Feb. 2011.
- SCHULZKE, T. (2013): Schließung regionaler Stoffkreisläufe bei der dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung in einer stationären Wirbelschichtvergasung. Abschlussbericht: FKZ-Nr. 03KB014, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- SITZMANN, J. (2009): Hot Filtration of Fast Pyrolysis Vapours. PhD-Thesis, Bio-Energy-Research-Group, Aston University, United Kingdom.
- TOMASI MORGANO, M.; GEHRMANN, H.J.; SEUFERT, T.; RICHTER, F.; LEIBOLD, H.; SEIFERT, H. (2013): Production of Biochar for Co-utilization in Combustion Furnaces. 26th German Flame Day-Combustion and Furnaces, Duisburg, 11.-12. September 2013.
- TOMISHIGE, K.; MIYAZAWA, T.; ASADULLA, M.; ITO, S.; KUNIMORI, K. (2003): Catalysts performance in reforming of tar derived from biomass over noble metal catalysts. In: *Green Chemistry*, 5 (2003), S. 399-403.

Beitrag der Bioenergie zur Energiewende aus energiewirtschaftlicher Sicht

Eva Hauser, Bernhard Wern

IZES gGmbH
 Altenkessler Straße 17 (Geb. A1), D-66111 Saarbrücken
 E-Mail: hauser@izes.de, wern@izes.de

Schlagwörter: Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer Energien, Bioenergie im Stromsystem, Transformation des Stromsystems

Zusammenfassung

Der folgende Artikel befasst sich mit der zukünftigen Rolle der Bioenergie im Rahmen der Systemtransformation. Wenn die Flexibilisierbarkeit und die multifunktionale und multisektorale Nutzbarkeit der Bioenergie auch in der Zukunft genutzt werden sollen, braucht es einerseits einer hinreichenden und verlässlichen Refinanzierung für die Bioenergie und der richtigen Weichenstellungen in Bezug auf die Rolle der Bioenergie als hocheffizientes Scharnier zwischen Strom- und Wärmesystem. Hierzu gehört nicht unbedingt ein rapider Kapazitätsüberbau bei den Bestandsanlagen. Hier sollten andere Schwerpunkte gesetzt werden, die die Bioenergie in die Lage versetzen, den Ersatz fossiler Must-Run-Anlagen zu leisten. Für Neuanlagen hingegen können höhere Anforderungen an die Flexibilisierung gestellt werden. Sowohl für den Bestand als auch für die Neuanlagen sollte weder die Erzielung einer vollständigen Refinanzierung über die Teilmärkte des Stromsektors noch ausschließliche Erbringung von Spitzenresiduallast (gleiche erbrachte Arbeit aus mehr installierter Leistung) den einzigen Fokus politischer Maßnahmen bilden. Eine ‚verpflichtenden Direktvermarktung‘ sollte dementsprechend nicht als Selbstzweck angesehen werden, sondern als Mittel zum Zweck der weitergehenden Systemtransformation. Ebenso sollte die Fähigkeit der Bioenergie zur hocheffizienten Bereitstellung von Strom, Wärme und auch Kälte als ihr wesentliches Charakteristikum nicht vorschnell den Anforderungen an die Direktvermarktung untergeordnet werden. Hier können falsche Weichenstellungen die Wirtschaftlichkeit der Bioenergienutzung langfristig negativ beeinflussen und zur Vernachlässigung des systemisch wichtigen Potentials zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme führen.

Summary

This article describes the future role of bioenergy during the ‚Energiewende‘. If the flexibility of bioenergy and its multifunctional and multisectoral capabilities are still to be used in the future, it is necessary to take the right decisions today: These concern on the one hand the need for a sufficient and reliable financing scheme for bioenergy. On the other hand, its dual role for the combined production of heat and power needs sufficient incentives and political decisions as well. Nevertheless it does not mean a rapid doubling of the installed capacity, but rather a fostering of the integration existing biomass plants as a substitute for

fossil 'must-run-plants'. Newly built bioenergy plants should instead conform to stricter flexibility requirements. For both 'generations', it should not be in the centre of political decision making to foster neither a unique refinancing of these installations via electricity market revenues nor a concentration on peak load production from bioenergy. The compulsory 'direct marketing' of electricity from biomass is not an objective of its own, but it should contribute to the aims of the transformation of the energy system. This is also the case for the capability of bioenergy plants to produce simultaneously and very efficiently heat (and cold) and power which is its unique feature and should not be given up hastily for the sake of its 'marketability'. Such kind of decisions could damage the long term profitability of bioenergy plants and lead to neglect the important potential of this energy source to produce clean and renewable heat.

Hintergrund

Durch den angestrebten Umbau der Energieversorgung wird das Stromsystem eine neue Struktur mit drei wesentlichen Segmenten (vgl. Abbildung 1) erhalten: Die dargebotsabhängigen, fluktuierenden Erneuerbaren Energien Wind und Photovoltaik (PV) werden zum prägenden Segment des neuen Stromsystems, das von vielfältigen Flexibilitätsoptionen zur Überbrückung von kurz-, mittel- und langfristig vorhandenen Angebotslücken – dem zweiten Segment – flankiert werden muss. Zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität müssen hierfür geeignete Erzeugungsanlagen – als drittes Segment – sogenannte Must-Run-Funktionen übernehmen. Diese funktionale Weiterentwicklung des Stromsystems bedarf einer politischen und gesetzlichen Flankierung. Neben dem Strommarkt stellt zusätzlich die günstige Bereitstellung von Wärme eine entscheidende Zukunftsfrage dar.¹ Hier fungiert die Bioenergie als Scharnier zwischen Strom- und Wärmesystem, da sie in der Lage ist, beide Nutzenergieformen mittels hocheffizienter KWK zu erbringen. Die Bioenergienutzung steht in einem Konkurrenzsystem, das neben der energiewirtschaftlichen Dimension auch Fragen der Verfügbarkeit (stoffliche Dimension), technische Fragestellungen sowie ge-



Abbildung 1: Die technischen Segmente der zukünftigen Regenerativwirtschaft

¹ Schon heute ist eine Verknappung der Holzenergeträger auf Grund einer verstärkten Wärmenutzung festzustellen (Wern et al. 2013).

sellschaftspolitische Fragestellungen aufwirft. Im folgenden Artikel wird daher der „Beitrag der Bioenergie zur Energiewende“ thematisiert, eine Fragestellung, die die IZES gGmbH im Rahmen einer Studie für den Fachverband Biogas erarbeitet hat.

Vorgehensweise der Studie

Ausgangspunkt der Überlegungen ist, dass die kurz-, mittel- und langfristige Rolle der Bioenergie im Energie- und insbesondere im Stromsystem vor allem durch zwei ihrer grundlegenden Charakteristika definiert wird: ihre generelle „Flexibilisierbarkeit“ und die Möglichkeit zur hocheffizienten Bereitstellung von Strom und Wärme. Die „Flexibilisierbarkeit“ besteht aufgrund der inhärenten Speicherfunktion der Biomasse und ihrer multifunktionalen Nutzbarkeit.

Tabelle 1: Die Entwicklung der Einspeisevergütungen von Biogas in verschiedenen Größenklassen seit 1988

Inbetriebnahmejahr	Zubau [ct/kWh]					Gesamt
	<=70	>70 - <=150	>150 - <=500	>500 - <=1000	>1000	
1988	0,0	11,7	0,0	0,0	0,0	11,7
1991	0,0	19,5	0,0	0,0	0,0	19,5
1992	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1994	21,7	24,1	0,0	0,0	0,0	23,3
1995	21,9	22,7	15,5	11,3	0,0	14,0
1996	20,1	22,7	19,5	8,7	8,1	14,0
1997	22,7	21,8	11,7	0,0	5,5	13,8
1998	22,7	22,7	13,7	14,2	10,4	15,0
1999	22,0	22,7	17,5	12,5	0,0	15,5
2000	22,5	21,8	18,1	13,6	15,1	17,1
2001	22,6	21,7	19,8	15,7	8,3	17,5
2002	22,7	21,8	18,8	13,5	11,1	16,2
2003	19,9	20,6	17,2	18,2	0,0	18,1
2004	22,8	22,7	20,2	17,2	6,8	15,6
2005	22,4	23,0	20,1	17,5	13,6	18,2
2006	22,4	22,6	19,3	16,3	13,8	17,2
2007	23,4	22,2	18,7	14,0	11,0	15,0
2008	21,8	22,9	19,7	16,4	12,4	16,9
2009	24,1	25,5	22,6	20,0	14,8	21,9
2010	24,6	24,6	21,5	18,9	16,1	21,0
2011	23,8	23,5	20,6	18,4	14,9	20,1

Dabei wurde in der Studie zuerst eine Methode zur Abschätzung der möglichen Kosten der Flexibilisierung des heutigen Bestandes und der Neubauten von Biogasanlagen entwickelt, die aufgrund der vielfältigen Speicher- bzw. Nutzungsmöglichkeiten des Biogases – zumindest in Bezug auf die Einschätzung der monetären Aspekte – im Vordergrund der Studie steht. Tabelle 1 zeigt die Entwicklung der Einspeisevergütung für Biogasanlagen in verschiedenen Größenklassen seit 1988. Interessant ist hierbei, dass durch die Internalisierung externer Leistungen wie z. B. Immisionsschutzanforderungen oder die Nutzung jeweils spezifischer Substrate die Gesamtvergütung im Bereich Biogas nicht degressiv war.

Ziel der weiteren Berechnungen war es, eine Größenordnung hinsichtlich des monetären Kosten-Nutzen-Verhältnisses verschiedener Flexibilisierungsszenarien für Biogas und den damit verbundenen Verschiebepotentialen der elektrischen Arbeit zu erlangen.

Zum Zweck der Modellierung ist eigens eine Biogasanlagen-Datenbank angelegt worden, die die vorhandenen Bestandsdaten und eine (auf dem BEE-Szenario basierende) Prognose des Zubaus bis 2020 einbezieht.

Es wird für die vier Flexibilisierungsschemata

- 8S/16E²: Flexibilisierungsvariante mit der geringsten Speichermenge
- 16S/8E: aktuelle Einteilung der Handelszeiträume an der EPEX (Peak-, Base- und Off-Peak) bzw. in zwei aufeinanderfolgenden Minutenreserveweitscheiben
- 12S/12E: werktägliche Funktionsweise der Sekundärregelleistung
- 10S/4E/6S/4E: ‚Zukunftsvariante‘ gemäß der PV-Einspeisung

und für vier Mengenvorgaben bezüglich der Flexibilisierungsziele

- Szenario 1: 20 % der Bestandsanlagen größer 500 kW_{el} und 50 % der Neubau-Anlagen größer 500 kW_{el} werden flexibilisiert
- Szenario 2: 20 % der Bestandsanlagen größer 150 kW_{el} und 75 % der Neubau-Anlagen größer 150 kW_{el} werden flexibilisiert
- Szenario 3: 50 % der Bestandsanlagen größer 150 kW_{el} und 100 % der Neubau-Anlagen größer 150 kW_{el} werden flexibilisiert
- Szenario 4: alle Biogasanlagen werden flexibilisiert

jeweils berechnet, welche Mengen elektrischer Arbeit jährlich verschoben werden können und welche Kosten die jeweilige Variante absolut und pro Kilowattstunde verursachen könnte (vgl. hierzu Abbildungen 2 und 3).

Weiterhin wird in der Studie zwischen den Varianten der ‚vollumfänglichen‘ und der ‚partiellen Flexibilisierung‘ unterschieden, da auch partielle Flexibilisierungsmaßnahmen es erlauben, den Betrieb einer Anlage zu flexibilisieren und hierdurch weniger kapitalintensive Lösungen zu finden, die dennoch eine stärker an den Bedürfnissen des Stromsystems angepasste Fahrweise ermöglichen. Je stärker eine Flexibilisierung vollzogen wird, desto teurer ist es, Wärme für Nahwärmesysteme zu speichern.

² [S] bedeutet Speicherung; [E] bedeutet Einspeisung.

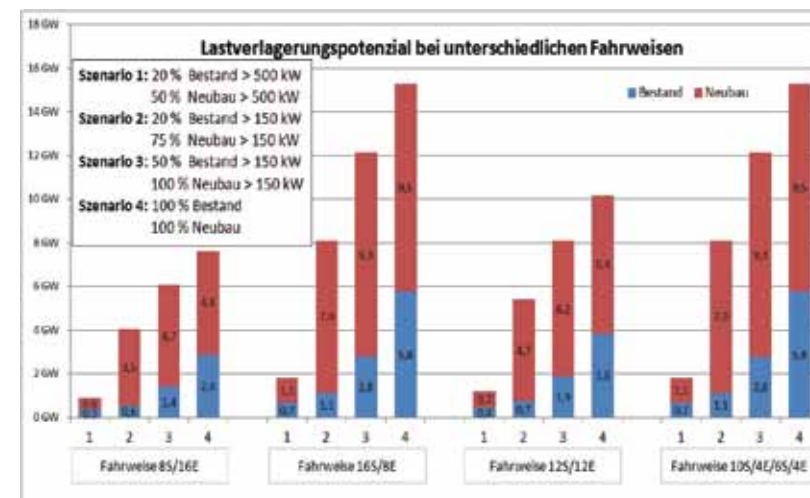


Abbildung 2: Lastverlagerungspotentiale von Biogasanlagen bei unterschiedlichen Fahrweisen

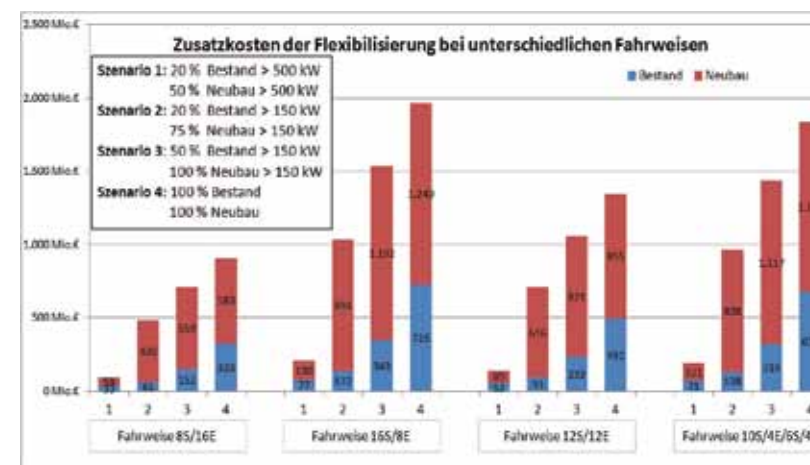


Abbildung 3: Zusatzkosten der Flexibilisierung bei unterschiedlichen Fahrweisen

Die Rolle der Bioenergie in der zukünftigen Regenerativwirtschaft des Stromsystems

Es wird also gezeigt, dass die Bioenergie bedeutende Beiträge als Flexibilitätsoption zur Flankierung der brennstofffreien EE Wind und Photovoltaik erbringen kann. Jedoch ist ein wesentliches Ergebnis der Studie, dass die Flexibilisierung der Biomasse stets mit Bezug auf die aktuellen Bedürfnisse der Systemtransformation umgesetzt werden sollte.

Als prioritäre Flexibilisierungsziele erweisen sich gegenwärtig vor allem die, die geeignet sind, den sog. ‚Must-Run-Sockel‘ konventioneller Kraftwerke zu ersetzen. Zur Bereitstellung der Systemsicherheit muss stets eine Mindest-Kraftwerksleistung am Netz bleiben, die aus dem laufenden Betrieb heraus diverse Systemdienstleistungen (insbesondere Primär- und Sekundärregelleistung) erbringen können muss. Diese werden heute von konventionellen Kraftwerken erbracht und tragen zur Bildung negativer Preise am Day-ahead-Markt der Strombörse bei: Im Regelfall vermarkten konventionelle Kraftwerksbetreiber ihre gesamte Erzeugung, sofern sie mindestens ihre Grenzkosten erzielen können, im Voraus in den Terminmärkten. In den täglichen Day-ahead-Auktionen führen diese dann eine Einsatzoptimierung durch, indem sie flexible Kraftwerksleistung durch die ohne unteres Preislimit angebotene FEE-Einspeisung ersetzen. Übersteigt die Menge an substituierbarer konventioneller Erzeugung die EEG-Erzeugung, stellen sich positive Preise im börslichen Vortageshandel ein. Im gegenteiligen Fall, wenn die EEG-Erzeugung nicht vollständig substituiert werden kann, treten negative Preise auf. Konventionelle Erzeuger sind entweder aufgrund der Bereitstellung von (und der Erlöse aus) Regelleistung³ oder aus Gründen der einzelwirtschaftlichen Optimierung (eines Kraftwerks bzw. ihres Portfolios) stundenweise bereit, dafür zu zahlen, dass sie Strom einspeisen dürfen, um damit eine noch teurere Drosselung oder ein vollständiges Abschalten zu vermeiden.

Bioenergiekraftwerke sollten daher heute dazu befähigt werden, den konventionellen ‚Must-Run-Sockel‘ zu ersetzen, indem sie alle Formen der Regelleistung anbieten und erbringen können. Gerade hier bedeutet der Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien, dass er im Sinne eines ‚operate-and-serve‘⁴ nicht nur als Privileg, sondern auch als Aufgabe begriffen werden sollte.

Dementsprechend sollte der Gesetzgeber daran arbeiten, dass noch bestehende Hemmnisse für den Einsatz von Bioenergie als Regelleistung abgebaut werden (weitere Verkürzung der Angebotszeiträume, Annäherung der Handelszeitpunkte an die Erfüllungszeitpunkte, weiteres Synchronisieren der Handelszeitpunkte der Kilowattstundenmärkte und der Regelleistungsmärkte, Aufhebung der Netzentgeltspflicht bei Erbringung positiver Regelleistung). Umgekehrt sollte durch entsprechende Regelungen erreicht werden, dass die Bioenergieanlagen weniger ‚spotmarktpreisfixiert‘ agieren.

Zum heutigen Zeitpunkt wird durch die spotmarktpreisbedingte Verschiebung der Einspeisung des Stroms aus Biomasse nur sehr bedingt eine Substitution fossilen Stroms erzielt. Vielmehr werden untertägige Verschiebungen am Einsatz der fossil-nuklearen Kraftwerke vorgenommen, deren ökologische Wirkung eher negativ ist (Verdrängung von Gas- statt von Kohlekraftwerken).

³ Inwieweit weitere Kapazitäten zur Bereitstellung von weiteren Systemdienstleistungen notwendig sind, kann aufgrund der geringen Transparenz ihrer Bereitstellung hier nicht dargestellt werden.

⁴ Vgl. (IZES 2012), S. 43-45.

Eine spotmarktbasierter Fahrweise von Bioenergieanlagen sollte daher erst ab dem Zeitpunkt vorangetrieben werden, wenn die Einspeisung aus EE mehr als die Hälfte der Stromerzeugung ausmacht. Erst ab da werden vermehrt Stunden auftreten, in denen echte FEE-Überschüsse anfallen und somit die Abschaltung der Bioenergieanlagen aus gesamt-systemischer und ökologischer Sicht einen Wert besitzt.

Aus Sicht der Systemtransformation erscheint es daher erforderlich, stärker auf eine Funktionstrennung echter ‚Spitzenlastkraftwerke‘ (insbesondere GuD-Kraftwerke und Gasturbinen) und der (biogenen) KWK-Anlagen, deren Fahrweise weitaus stärker an die Fluktuation bzw. Saisonalität der Wärmenachfrage gekoppelt ist, zu achten. Auch sollte der Gesetzgeber Maßnahmen ergreifen, um die Ausnahmen in Bezug auf den Mindestanteil der Wärmenutzung von Biogasanlagen in der Direktvermarktung mindestens zu überprüfen und ggf. wieder zurückzunehmen. Es ist kaum realistisch, dass zukünftig Anlagen gebaut werden, die bei einer Änderung der Anreize für die Direktvermarktung unwirtschaftlich werden, sofern das wirtschaftliche Kalkül zu einseitig auf Erlöse aus dem Stromsektor setzt. In Verbindung hiermit ist zu prüfen, inwieweit der Mindestanteil an KWK-Erzeugung saisonal differenziert werden kann, wenn Bioenergieanlagen eine jahreszeitlich stark divergierende Fahrweise aufweisen. So könnten die Anforderungen während der Heizperiode weitaus höher ausfallen, in den Sommermonaten jedoch herabgesetzt werden. Es ist vorstellbar, dass dies zur Stromerzeugung der Photovoltaik kompatibel ist.

Die Umsetzung eines ‚operate-and-serve‘ gilt ebenso für die Erbringung der weiteren Systemdienstleistungen (d. h. Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Blindleistungskompensation, Verlustenergieerbringung, Redispatch bzw. Engpassmanagement oder Schwarzstartfähigkeit).

Bioenergieanlagen besitzen grundsätzlich die Fähigkeit zur Erbringung netztechnischer Systemdienstleistungen. Dabei weisen die unterschiedlichen Anlagentypen, -größen und -altersklassen unterschiedliche Voraussetzungen auf. Viele Potentiale der Bioenergieanlagen bleiben jedoch bislang im Kontext der Transformation des Stromsystems ungenutzt. Auch regulatorisch sollten Bioenergieanlagen, wo nötig, berechtigt werden, konventionelle Stromerzeugungsanlagen sukzessive zu ersetzen.

Dabei ergibt sich folgender Zeitstrahl der Flexibilisierungsziele und damit der Einsatzmöglichkeiten von Bioenergie:

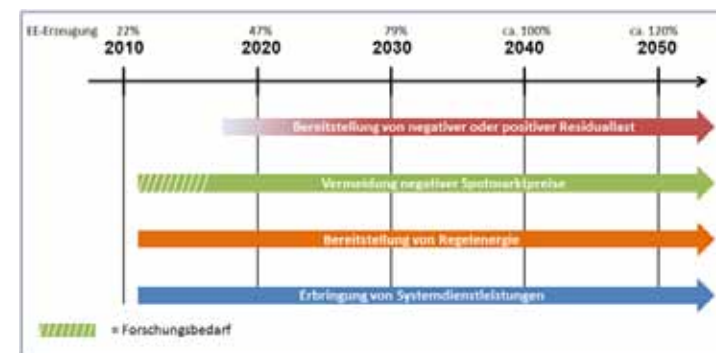


Abbildung 4: Zeitliche Staffelung des Einsatzes der Bioenergie als Flexibilitätsoption

Insgesamt ist aus heutiger Sicht weder über die gesamten Systemdienstleistungsmärkte noch über die Vermarktung in den ‚Kilowattstundenmärkten‘ eine vollständige Refinanzierung von Bioenergieanlagen zu erwarten, sondern v. a. zusätzliche Erlösbestandteile. Es ist davon auszugehen, dass der Anteil der Erlöse, der über diese Märkte generiert werden kann, aufgrund des Merit-Order-Effektes perspektivisch weiter sinken wird. Generell gilt dann, dass weder bei der Regelenergieerbringung noch bei den weiteren Systemdienstleistungen die Erlösmöglichkeiten für die Bioenergieanlagen hierfür im Vordergrund stehen sollten, sondern der systemische Nutzen für die Transformation des Stromsystems als Ganzes. Somit ist eine hinreichende und verlässliche Finanzierung der Bioenergie durch ein separates Finanzierungsmodell weiterhin notwendig. Beim Einsatz des Instrumentes der Direktvermarktung sind somit stets die entsprechenden Vor- und Nachteile einer Anreizsetzung (jeweils auch mit Blick auf die unterschiedlichen Anlagengrößen) gegeneinander abzuwägen und regelmäßig Evaluierungen vorzunehmen, ob das Ziel der systemdienlichen Flexibilisierung der Biogasanlagen hierdurch erreicht wird.

Fazit - Thesen zur Bioenergie im Stromsystem

Die Kostendiskussion im Bereich der Bioenergie muss dringend die zusätzlichen Effekte aufgreifen, welche abseits der Strombereitstellung durch die Biomasse initiiert werden (Naturschutz im Agrarsektor, Abfallwirtschaft, Entwicklung ländl. Räume, etc.).

Ein rapider Kapazitätsüberbau bei den Bestandsanlagen im Rahmen der Systemtransformation bis 2020 ist nicht die dringlichste Priorität. Hier sollten andere Schwerpunkte gesetzt werden, so z. B. auch diverse Maßnahmen einer partiellen Flexibilisierung und vor allem eine verstärkte Einsatzfähigkeit z. B. in den Regelenergiemärkten als Ersatz fossiler Must-Run-Anlagen. Für Neuanlagen hingegen können höhere Anforderungen an die Flexibilisierung gestellt werden. Sowohl für den Bestand als auch für die Neuanlagen sollte weder die Erzielung einer vollständigen Refinanzierung über die Teilmärkte des Stromsektors noch ausschließliche Erbringung von Spitzenresiduallast (gleiche erbrachte Arbeit aus mehr installierter Leistung) den einzigen Fokus politischer Maßnahmen bilden. Eine ‚verpflichtende Direktvermarktung‘ sollte dementsprechend nicht als Selbstzweck angesehen werden, sondern als Mittel zum Zweck der weitergehenden Systemtransformation. Ebenso sollte die Fähigkeit der Bioenergie zur hocheffizienten Bereitstellung von Strom, Wärme und auch Kälte als ihr wesentliches Charakteristikum nicht vorschnell den Anforderungen an die Direktvermarktung untergeordnet werden. Hier können falsche Weichenstellungen die Wirtschaftlichkeit der Bioenergienutzung langfristig negativ beeinflussen und zur Vernachlässigung des systemisch wichtigen Potentials zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme führen.

Wenn die Flexibilisierbarkeit und die multifunktionale und multisektorale Nutzbarkeit der Bioenergie auch in der Zukunft genutzt werden sollen, braucht es folglich einer hinreichenden und verlässlichen Refinanzierung für die Bioenergie und der richtigen Weichenstellungen in Bezug auf die Rolle der Bioenergie als hocheffizientes Scharnier zwischen Strom- und Wärmesystem.

Literatur

IZES (2012): Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien, S. 45-47.

WERN, B.; GÄRTNER, S.; BAUR, F. (2013): Holzkaskadennutzung – Regionale Konzepte zum Ausbau der Bioenergieerzeugung aus Holz. In Effizient, umweltverträglich, dezentral. Neue Konzepte für die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen Teil 1. Schriftenreihe des BMU-Förderprogrammes „Energetische Biomassenutzung“, DBFZ, Leipzig.



Entwicklung und Praxiserfahrung der bedarfsgerechten Strombereitstellung aus Biogas

Alexander Krautz, Markus Lauer, Martin Dotzauer

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
E-Mail: martin.dotzauer@dbfz.de

Schlagwörter: Biogas, Flexibilisierung, OptFlex, Direktvermarktung, bedarfsgerechte Strombereitstellung

Zusammenfassung

Mit der Transformation des Energiesystems und der zunehmenden Stromerzeugung durch vorwiegend fluktuierende Energieträger verändert sich die Rolle der bestehenden und geplanten Biogasanlagen. Anstatt wie bisher auf möglichst hohe Volllaststunden abzielen, wie das vor allem durch das EEG 2004 und 2009 angereizt worden ist, können Biogasanlagen zukünftig eine wichtige Rolle beim Ausgleich der dargebotsabhängigen Einspeisung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen spielen. Mit der Flexibilitätsprämie ist im EEG 2012 erstmals ein Förderinstrument für die bedarfsgerechte Stromeinspeisung von Biogasanlagen geschaffen worden. Die Zahlung dieser Kapazitätsprämie soll den Anlagenbetreibern notwendige Investitionen in zusätzliche Gasspeicherkapazitäten und zusätzliche Leistungen zur zeitlichen Verlagerung der Verstromung ermöglichen. Für die Anlagenbetreiber bestehen mit der Flexibilisierung ihrer Anlagen nicht nur neue Erlöspotentiale, sondern auch damit verbundene technische und ökonomische Risiken und Herausforderungen. In Abhängigkeit der jeweiligen Anlagenspezifikationen sind zu Beginn einige Investitionen für einen flexiblen Betrieb zu tätigen. Neben der Zahlung einer Kapazitätsprämie sind Mehrerlöse am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE und am Regelenergiemarkt möglich. Beide Zahlungsströme sind im Vergleich zur festen Einspeisevergütung oder einer Direktvermarktung bei konstanter Einspeisung mit höheren Unsicherheiten verbunden. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an das Anlagenmanagement. Die technischen Restriktionen beeinflussen maßgeblich die Flexibilität und dadurch auch die Vermarktungsmöglichkeiten der Anlagen. Etwaige Wärmelieferverpflichtungen können die Spotmarkt-optimierungen deutlich einschränken oder Zusatzinvestitionen in Wärmepufferspeicher notwendig machen. Die bedarfsgerechte Einspeisung erhöht die Anforderungen an den Anlagenbetreiber; der mit dem Direktvermarkter abgestimmte Fahrplan sollte möglichst optimal eingehalten werden, damit keine zusätzlichen Kosten durch Ausgleichsenergie entstehen. Grundsätzlich ist ein flexibler Anlagenbetrieb volkswirtschaftlich wünschenswert, jedoch ist der betriebswirtschaftliche Nutzen für jeden Anlagenfall individuell zu betrachten und mit unterschiedlichen Kosten und Erlösmöglichkeiten verbunden, die von Betreiberseite abgewogen werden müssen.

Summary

The transformation of the energy system and the increasing generation of electricity by predominantly fluctuating energy sources have changed the role of existing and planned biogas plants. Instead of high full load hours, which were funded by the Renewable Energy Sources Act 2004 and 2009, biogas plants usually serve base load. They play an important role in balancing the supply-dependent energy of photovoltaic systems and wind turbines in future, if they are able to switch into in-line operation with demand mode and less full load hours. Furthermore, the "Flexibilitätsprämie" has been created as a promotional instrument for the demand-responsive electricity generation of power from biogas plants. Thus, the payment of this premium capacity is necessary to enable the biogas plant operator to invest in additional gas storage capacities and additional services for demand-responsive electricity generation. For the plant operator the flexibility of their systems means not only new revenue potential, but also technical and economic risks and challenges. Depending on the specifications of the biogas plants some investments for flexible operation are to be made at the beginning. In addition to the payment of a premium capacity profits on the spot market of electricity exchange EPEX Spot SE and the balancing power market are possible. Although, both cash flows are compared to the fixed feed-in tariff or direct marketing with constant feed-in associated with higher uncertainties, but can significantly exceed the previous income. Also, the technical restrictions significantly influence the flexibility of biogas plants and marketing possibilities. Heat delivery commitments may restrict the optimization of the spot market or require additional investments in heat buffer storages. Regarding demand-responsive electricity generation it is compulsory to comply with the requirements of the direct marketers as accurately as possible, so no additional costs incurred by balancing energy. In conclusion, the flexibility is considered for each biogas plant individually and associated with different cost and revenue opportunities that must be weighed up by operator side.

Hintergrund

Vor dem Hintergrund der spürbaren Folgen des Klimawandels und den zunehmenden volkswirtschaftlichen Kosten, die mit der Nutzung endlicher fossiler Energieträger einhergehen, ist eine Transformation des Energiesystems basierend auf erneuerbaren Energien erforderlich. Die Bundesregierung strebt daher eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch an, der schrittweise von 35 % im Jahr 2020 bis auf 80 % 2050 ansteigen soll (BMWi 2010). Ein Großteil der Stromerzeugung wird von den fluktuierenden erneuerbaren Energien Photovoltaik und Windkraft, sowohl On- als auch Offshore, bereitgestellt werden. Mit der Zunahme dargebotsabhängiger Energiequellen wird der Bedarf an Ausgleichsmöglichkeiten im Energiesystem, die in Zeiten einer geringen Stromeinspeisung notwendig sind, weiter zunehmen. Insbesondere Kohle- und Atomkraftwerke sind wegen ihrer technischen Auslegung auf einen Grund- und Mittellastbetrieb nur bedingt für einen flexiblen Anlagenbetrieb geeignet, um Erzeugungsschwankungen erneuerbarer Energien auszugleichen (Nitsch et al. 2012). Mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien wird daher der Themenkomplex Markt- und Systemintegration immer bedeutsamer. Im Energiesystem der Zukunft sind Erneuerbare Energien für die Bereitstellung von Nachfrage- und den Ausgleich von Einspeisespitzen als auch für Systemdienstleistungen wie Regelenergie verantwortlich. Insbesondere die Bioenergie kann durch ihre Sonderrolle bei den Erneuer-

erbaren Energien einen wertvollen systemischen Beitrag leisten. Im Vergleich zu dargebotsabhängigen Energieträgern ist die Energie in Form von Biomasse gespeichert und kann unabhängig von äußeren Einflüssen bei Bedarf verstromt werden. Jedoch bieten die Vergütungsstrukturen des EEG 2009 und die Marktsignale keinen ausreichenden Anreiz für eine bedarfsgerechte Stromeinspeisung (Thrän et al. 2011). Folglich ist eine umweltschrittweise Heranführung an die Direktvermarktung und eine damit einhergehende Marktintegration der Erneuerbaren Energien notwendig. Daher wurden zu diesem Zweck zum 01. Januar 2012 das Marktprämienmodell und die Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen im Rahmen des EEG 2012 eingeführt.

Direktvermarktung

Die feste Einspeisevergütung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) garantiert dem Anlagenbetreiber eine Abnahme des erzeugten Stroms und eine festgelegte Vergütung von Seiten des Netzbetreibers (§§ 8, 16 EEG). Die Differenz zwischen dem Marktpreis und der gezahlten Vergütung wird über die EEG-Umlage finanziert. Für den Anlagenbetreiber besteht im Rahmen der Festpreisvergütung kein Anreiz marktorientiert zu handeln und die Stromproduktion dem tatsächlichen Bedarf, der durch den Strompreis am Großhandelsmarkt abgebildet wird, anzupassen. Um die bedarfsgerechte Stromerzeugung zu fördern und den Marktintegrationsprozess zu verstärken, wurde zum 01. Januar 2012 die Direktvermarktung in Form der optionalen Marktprämie eingeführt. Die optionale Marktprämie des EEG 2012 räumt den Anlagenbetreibern parallel zur Festvergütung die Möglichkeit ein, den Strom direkt an Dritte wie Stromhändler und Energieversorgungsunternehmen zu veräußern (§ 33g EEG 2012). Die Erneuerbaren Energien werden in Folge dessen an die Direktvermarktung herangeführt und erhalten Zugang zu den Strom- und Regelenergiemärkten. Zudem kann die Ausprägung von negativen Strompreisen verringert werden, wenn die Einspeisung dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien bei starkem Überangebot reduziert wird (Sensfuss & Ragwitz 2011).

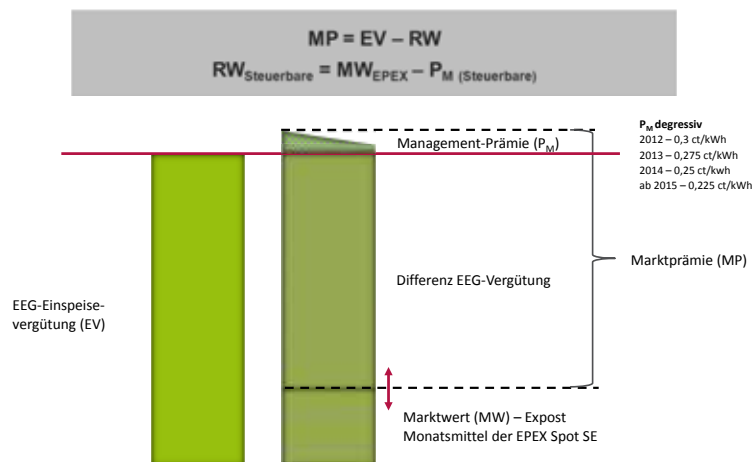


Abbildung 1: Zusammensetzung der Marktprämie nach EEG 2012 (eigene Darstellung)

Die Höhe der optionalen Marktprämie (MP) setzt sich aus der Differenz zwischen der festen Einspeisevergütung (EV) und dem Referenzmarktwert (RW) zusammen (Abbildung 1). Der energieträgerspezifische Referenzmarktwert bildet sich wiederum aus der Differenz zwischen dem Ex-post berechneten energieträgerspezifischen tatsächlichen Monatsmittelwert der stündlichen Durchschnittspreise am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE (MW) und der degressiv angelegten Managementprämie (PM), womit die zusätzlichen Kosten der Direktvermarktung abgegolten werden. Für steuerbare Erneuerbare Energien, wie die Bioenergie, berechnet sich der Monatsmittelwert aus den tatsächlichen Mittelwerten der Stundenkontrakte. Der Monatsmittelwert wirkt dabei wie ein Benchmark für den Vermarkter: liegt er mit seinem am Spotmarkt erzielten Erlös über dem Monatsmittelwert, dann generiert er Mehreinnahmen, die oberhalb der festen Einspeisevergütung liegen. Somit wird die Stromvermarktung bei hoher Nachfrage und dementsprechenden Preisen angereizt.

Für Biogasanlagen hat sich gezeigt, dass das Marktprämienmodell keine ausreichenden Anreize für eine Flexibilisierung setzt, um Investitionen für einen bedarfsgerechten Betrieb zu tätigen (Rohrig et al. 2011). Daher ist die Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen in das EEG 2012 mitaufgenommen worden (§ 33g). Diese stellt eine optionale Erweiterung der Marktprämie dar. Für zusätzlich bereitgestellte Leistung erhält der Anlagenbetreiber eine Kapazitätskomponente (KK) in Höhe von 130 €/kW/a begrenzt auf 10 Jahre. Die Zusatzleistung lässt sich über die folgende Formel berechnen:

$$P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{inst}} - (f_{\text{Kor}} \cdot P_{\text{Bem}}), \text{ mit } P_{\text{Bem}} = \frac{\text{ingespeiste Strommenge} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{a}} \right]}{8760 \frac{\text{h}}{\text{a}}} \quad (1)$$

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
P_{Zusatz}	Zusatzleistung	kW
P_{inst}	Installierte Leistung	kW
f_{Kor}	Korrekturfaktor	-
P_{Bem}	Bemessungsleistung	kW

Durch eine Mindestauslastung der Anlage (die Bemessungsleistung muss mind. 20 % der installierten Leistung betragen) und einer Definition einer oberen Grenze von P_{Zusatz} (wenn P_{Zusatz} 50 % der installierten Leistung übersteigt, dann ist P_{Zusatz} mit 0,5 zu berücksichtigen) ist die Vergütungshöhe der Flexibilitätsprämie begrenzt.

Von der installierten Leistung der Anlage (P_{inst}) wird das Produkt aus dem Korrekturfaktor (f_{Kor}), der für Biogas 1,1 und Biomethan 1,6 beträgt und somit berücksichtigt, dass ein durchgängiger Anlagenbetrieb mit 8760 Volllaststunden über das ganze Jahr nicht möglich ist, und der Bemessungsleistung (P_{Bem}) subtrahiert. Die Bemessungsleistung ergibt aus der jährlich eingespeisten Strommenge, die durch 8760 h/a dividiert werden. Aus der Zusatz- und Bemessungsleistung wird nach der folgenden Formel die Höhe der Flexibilitätsprämie berechnet (Anlage 5 EEG 2012):

$$FP = \frac{P_{\text{Zusatz}} \cdot KK \cdot 100}{P_{\text{Bem}} \cdot 8760h} \quad (2)$$

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
P_{Zusatz}	Zusatzleistung	kW
F	Flexibilitätsprämie	ct/kWh
K	Kapazitätskomponente	€/kW
P_{Bem}	Bemessungsleistung	kW

Voraussetzungen für den flexiblen Anlagenbetrieb

Es bestehen seitens des EEG 2012 verschiedene Voraussetzungen, die den Erhalt der Flexibilitätsprämie nach § 33i regeln. Allen voran ist die Flexibilitätsprämie an die Direktvermarktung im Rahmen der Marktpremie gebunden. Weiterhin muss die Bemessungsleistung mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung betragen. Bezogen auf ein Kalenderjahr muss eine Anlage damit mindestens 1.752 Vollbenutzungsstunden realisieren. Vorab prüft ein Umweltgutachter ob die Anlage technisch dazu in der Lage ist, einen bedarfsorientierten Betrieb zu bewerkstelligen. In der Regel wird dazu ein Lastprofil abgefahren, das aufeinander folgende Lastrampen enthält, bei denen die Anlage nachweisen muss, dass sie entsprechend einer Fahrplanvorgabe ihre Leistung anheben und absenken kann. Abschließend muss die Anlage formal bei der Bundesnetzagentur und dem Anlagenregister zur Flexibilitätsprämie angemeldet werden.

Technische Voraussetzungen

Technische Grundvoraussetzung für einen flexiblen Anlagenbetrieb ist eine signifikante Spreizung zwischen Bemessungsleistung und installierter Leistung, wodurch erst das Verlagerungspotential für eine gesteuerte Erzeugung geschaffen wird. Beispielhaft kann diese Spreizung durch eine Erweiterung der Verstromungskapazität bei gleichbleibender Gaserzeugung erreicht werden. Dadurch kann die vorher konstant produzierte Gas- respektive Strommenge nun zeitlich variabel erzeugt werden. Bezogen auf die nach der Anlagenerweiterung verfügbare Gesamtkapazität, ergeben sich nun Zeiträume mit hoher und niedriger Erzeugungsleistung (Abbildung 2). Da bei niedriger Erzeugungsleistung der Gasbedarf unter und bei hoher über der kontinuierlichen Gasproduktionsrate liegt, erfüllt der Gasspeicher eine zentrale Funktion zur Pufferung variabler Einspeisung. In Abhängigkeit vom gewählten Fahrplan und der Spreizung zwischen installierter und Bemessungsleistung muss der Gasspeicher über einen entsprechenden Speicherhub verfügen. Einschränkend ist hierbei zu beachten, dass bei den üblichen Doppelmembranspeichern Sicherheitsabschläge dazu führen, dass nicht das Bruttovolumen der Gashaube nutzbar ist und auch für Temperaturschwankungen im Gasraum Abschläge auf das nutzbare Nettovolumen anzurechnen sind. In der Praxis setzt eine effektive Speicherbewirtschaftung außerdem voraus, dass auch alle beteiligten Anlagenkomponenten für einen intermittierenden Betrieb geeignet sind und für einen erhöhten Volumendurchsatz bei erhöhter Verstromungsleistung ausreichende Leistungsreserven besitzen. Für eine erfolgreiche Anlagenflexibilisierung ist es demnach essentiell schon in der Planungsphase das Gesamtkonzept auf die indivi-

duellen Gegebenheiten anzupassen, damit nach der Umsetzung auch das volle Lastverschiebepotential ausgeschöpft werden kann.

Vermarktung

Da die Direktvermarktung in den meisten Fällen über ein Handelshaus für Strom abgewickelt wird, ist es für den Vermarkter von hohem Wert, dass die eingebundene Anlage eine hohe Fahrplanteue erreicht. Hintergrund ist der vom Stromhändler zu bedienende Bilanzkreis für den gehandelten Strom, der zu jeder Viertelstunde ausgeglichen sein muss, da ansonsten teure Ausgleichsenergie von Dritten bezogen werden muss. Der Händler ist unabhängig davon, ob er die Anlagensteuerung selbst übernimmt, oder der Betreiber fest vereinbarte Fahrpläne umsetzt. Er ist aber darauf angewiesen, dass die Erzeugungsleistung aus der Anlage genau vorhersagbar ist. Im Erzeugungsportfolio des Händlers sind Abweichungen zur geplanten Stromspeisung zu vermeiden. Dazu ist es besonders wichtig, dass das Anlagenmanagement eine hohe technische Verfügbarkeit sicherstellt und vorhersehbare Ausfallzeiten durch Ölwechsel oder Wartungsarbeiten vorab angemeldet werden.

Aus Sicht des Anlagenbetreibers ist es dagegen vor allem wichtig, vertragliche Regelungen zu treffen, die den Betreiber angemessen an den durch eine flexible Fahrweise zu erwartenden Mehrerlösen beteiligen, aber auch Haftungsfragen im Falle von ungeplanten Produktionsabweichungen klären. Große Vermarkter können durch die Bündelung einer Vielzahl von Anlagen kleinere Fahrplanabweichungen einzelner Erzeuger innerhalb ihres Bilanzkreises gut ausregeln. Dennoch erreichen die Betreiber beim Börsenhandel umso bessere Erlöse je zielgenauer sie ihr Anlagenportfolio managen können. Langfristig wird es daher aus Vermarktersicht am attraktivsten sein, sich über eine Fernwirkleinrichtung direkt in die Anlagensteuerung des Betreibers einzuwählen und unter Berücksichtigung von bestimmten Einschränkungen, wie dem vorhandenen Gasspeicherkapazitäten oder wärmeseitigen Restriktionen, die Anlage ferngesteuert in den Anlagenpool einzubinden. Dies ist in einer weiterführenden Betrachtung unter dem Punkt: Umsetzungsstrategien für Praktiker angeführt.

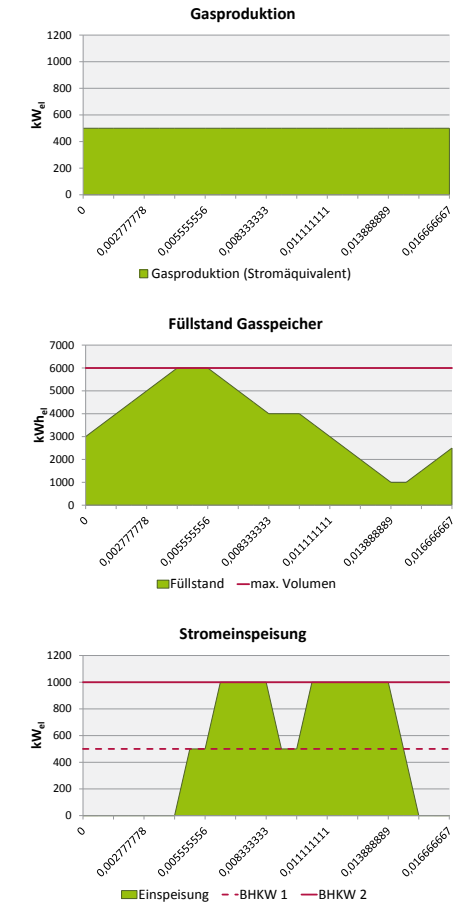


Abbildung 2: Gaserzeugung, Gasspeicherfüllstand und Stromspeisung bei flexibler Stromproduktion (Eigene Darstellung)

Modellrechnungen zur Flexibilitätsprämie

Die Flexibilitätsprämie ist als reine Kapazitätskomponente konzipiert, die die Zusatzinvestitionen für eine bedarfsgerechte Einspeisung der Biogasanlage decken soll und damit auch signifikant das Risiko für den Anlagenbetreiber verringert. Für die flexible Betriebsweise ist bei einer verringerten Betriebsstundenanzahl und gleichbleibender Gasproduktion eine Investition in ein neues BHKW notwendig. Zudem muss der Anlagenbetreiber prüfen, ob die Gasspeicherkapazität ausreichend ist, um für mehrere Stunden die überschüssige Gasproduktion zwischen zu speichern, wodurch weitere Zusatzinvestitionen fällig werden. Erlösseitig eröffnet die Spotmarkt-optimierte Fahrweise weitere Möglichkeiten, die allerdings im Vergleich zur festen Einspeisevergütung oder dem Marktprämienmodell mit einem höheren Risiko behaftet sind. Prinzipiell ist mit einem Fahrplan, der sich an den Spotmarktpreisen orientiert, eine Generierung von Mehrerlösen möglich. Um das Risiko für den Anlagenbetreiber mit der neuen Fahrweise zu verringern, sind auch konservativ gestaltete Fahrpläne der Stromhändler möglich, wie das mit einem Peak-Load-Fahrplan¹ der Fall ist. Dennoch können auch hier schon positive Effekte erzielt werden. Um die Höhe der möglichen Zusatzerlöse bei einer bedarfsgerechten Stromeinspeisung in Verbindung mit der Flexibilitätsprämie aufzuzeigen, wird nachfolgend für eine bestehende Beispielanlage eine Flexibilisierung im Jahr 2013 vorgenommen:

Tabelle 1: Übersicht der Berechnungsannahmen und Ergebnisse bei der Flexibilisierung einer Beispielanlage bei gleichbleibender Gasproduktion (eigene Berechnungen)

	Anlage vor Flexibilisierung	Anlage nach Flexibilisierung	
Inbetriebnahmejahr	2008	2008	2013
Installierte elektr. Leistung	380 kW	380 kW	250 kW
Bemessungsleistung	307 kW	337 kW	
Elektr. Wirkungsgrad	36 %	36 %	41 %
Volllaststunden	8.000 h/a	2.500 h/a (Start-Stopp)	8.000 h/a
Stromerzeugung (gerundet)	2.700.000 kWh/a	2.950.000 kWh/a	
Erlöse		Annahme: 50 % des Mehrerlöses der Direktvermarktung werden vom Stromhändler einbehalten.	
Stromerlöse relativ (gerundet)	22,0 €ct/kWh	23,4 €ct/kWh	
Stromerlöse absolut (gerundet)	590.000 €/a	690.000 €/a (inkl. Flexibilitätsprämie in Höhe von 33.670 €/a).	

¹ Bei einem Peak-Load-Fahrplan liegt die Haupteinspeisezeit werktags zwischen 8 und 20 Uhr. In den übrigen Zeiten und auch am Wochenende wird die Anlage nicht voll ausgelastet.

Die Vergütung der Anlage erfolgt nach EEG 2004 mit dem Inbetriebnahmejahr 2008. Die Anlage erhält neben der EEG-Grundvergütung den NawaRo-, Technologie-, Formaldehyd- und KWK-Bonus (KWK-Anteil 60 %) nach EEG 2004. Im Jahr 2013 wird die Anlage um ein zusätzliches BHKW mit 250 kW elektrischer Leistung erweitert, wodurch mit dem bestehenden BHKW eine bedarfsgerechte Einspeisung ermöglicht wird (Tabelle 1). Die Gasproduktion in dem angeführten Beispiel bleibt unverändert. Die Vergütung des Zusatz-BHKWs erfolgt ebenfalls über das EEG 2004.

Das Beispiel zeigt unter Berücksichtigung der bedarfsgerechten Einspeisung Mehrerlöse im Rahmen von ca. 100.000 €/a. Zum einen werden durch die nachfrageorientierte Stromerzeugung des leistungsstärkeren BHKWs höhere Spotmarkterlöse erzielt, die in einer Größenordnung von etwa 0,22 €ct/kWh für die gesamte Anlage mitberücksichtigt sind. Zusätzlich wird dem Anlagenbetreiber durch die Inanspruchnahme des Marktprämienmodells eine Managementprämie in Höhe von 0,275 €ct/kWh im Jahr 2013 ausbezahlt. Durch die Leistungserweiterung und die damit verbundene Differenz zwischen der installierten Leistung von 630 kW_{el} und der Bemessungsleistung der Anlage von 337 kW ergibt sich eine Flexibilitätsprämie von 33.670 €/a. Die weiteren Mehrerlöse der Anlage sind auf die Zusatzinvestitionen des Anlagenbetreibers in ein neues effizienteres BHKW zurückzuführen. Zum anderen sind die restlichen Mehrerlöse der Anlage mit den Zusatzinvestitionen des Anlagenbetreibers in ein neues effizienteres BHKW in Zusammenhang zu bringen. Somit ist bei konstanter Gasproduktion eine Erhöhung der Stromerzeugung um neun Prozent in diesem Beispiel möglich.

Diese Beispielrechnung bezieht sich ausschließlich auf mögliche Mehrerlöse. Weiterhin sind zusätzliche Mehrerlöse durch das Anbieten von Leistungen am Regelenergiemarkt möglich. Die Erlösmöglichkeiten sind allerdings sehr stark von den Anlagenparametern und der Bieterstrategie abhängig, sodass diese Erlöse auch mit einem nicht zu vernachlässigen Risiko behaftet und bei diesem Beispiel nicht angeführt sind. Zu den Mehrerlösen bei Anlagenflexibilisierung sind etwaige Investitionskosten gegenzurechnen und in der Investitionsentscheidung zu berücksichtigen.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht des Anlagenbetreibers sind Kosten und Erlöse einer möglichen Anlagenflexibilisierung abzuwägen. Garantierte Mehreinnahmen des Anlagenumbaus stellen in dieser Beispielrechnung die Flexibilitätsprämie und die Effizienzsteigerung mit einer damit verbundenen höheren ausgekoppelten Strommenge dar. Zusätzliche Mehrerlöse in Form von erhöhten Spotmarkt- oder Regelenergievermarktungen sind starken Schwankungen unterworfen, die nur mit einem erhöhten Risiko in die Planung eingepreist werden können.

Praxisprobleme bei der Anlagenflexibilisierung

Die praktischen Probleme bei der Anlagenflexibilisierung umfassen einen deutlich größeren Bereich als die alleinige technische Anpassung einer Bestandsanlage. Es gibt dabei verschiedene Kategorien aus denen sich eine Reihe von Herausforderungen ergeben. Allem voran besteht weiterhin die Rechtsunsicherheit zum Anlagenbegriff im EEG, trotz der im Jahr 2013 ergangenen Grundsatzentscheidung des BGH. Auch können sich Erweiterungen der BHKW- oder Gasspeicherkapazitäten auf den Genehmigungsstatus auswirken oder neue Genehmigungen notwendig machen. Für die fremdkapitalfinanzierte Erweiterung und Anpassung einer Anlage kann es weiterhin schwierig sein, einen langfristigen und für die fi-

finanzierende Bank überzeugenden Finanzierungsplan zu erstellen, da die möglichen Mehrerlöse durch eine flexible Betriebsweise langfristig nur unzureichend genau abgeschätzt werden können. Zu Letzt steht vor allem der Anlagenbetreiber oder der Planer vor der Frage welche Prioritäten und Methoden für die Flexibilisierung zur Anwendung kommen sollen, da sich hier ein Vielzahl von Möglichkeiten ergeben.

Die praktischen Probleme auf Seiten der Rechtsauslegung zum Anlagenbegriff und dem Genehmigungsstatus sollten einzelfallbezogen vor der Anlagenflexibilisierung mit dem zuständigen Netzbetreiber und der Genehmigungsbehörde abgestimmt werden, damit mögliche Schwellwerte für die Leistungserweiterung und den Gasspeicherzubau in die Konzepterstellung mit einfließen können. Während der Umsetzungsphase kann es häufig vorkommen, dass die Umsetzung, sowohl was die technischen als auch die formalen Aspekte betrifft, meist deutlich langsamer von Statten geht als geplant. Umbaumaßnahmen beeinträchtigen den regulären Betrieb, dauern oft länger als erwartet und betreffen eine Vielzahl von Komponenten. Bei der Erbringung der formalen Anforderungen für die Teilnahme zur Flexibilitätsprämie ist in der Praxis mit langen Zeiträumen für die umweltgutachterliche Prüfung zu rechnen. Insgesamt erklärt sich durch die Reihe an zeitlichen Unwägbarkeiten, dass der Einstieg in die Flexibilitätsprämie in der Praxis nur langsam anläuft; auch wenn das Interesse der Betreiber groß ist und die Rahmenbedingungen im Allgemein gut sind.

Nach erfolgreicher technischer Umsetzung kommt es dann bei Fahrplanbetrieb aber auch darauf an, die angebotene Leistung wie geplant bereit zu stellen, um eine hohe Fahrplantreue zu gewährleisten. Dabei ist es aus Sicht des Vermarkters wichtig, den Fahrplan weitestgehend einzuhalten. Die bisher im OptFlex-Projekt eingebundenen Anlagen, können ihre Fahrpläne in ganz unterschiedlicher Qualität erfüllen. Dabei zeigt sich, dass einzelne Anlagen zeitweilig das Fahrplanprofil nur unzureichend genau erfüllen, während zu anderen Zeiten eine sehr gute Übereinstimmung erreicht wird (Abbildung 3).

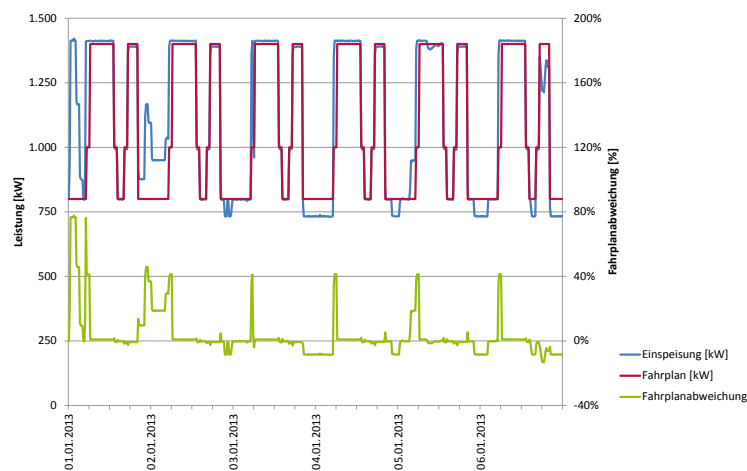


Abbildung 3: Darstellung der Fahrplantreue einer ausgewählten Beispielanlage (Eigene Darstellung)

Umsetzungsstrategien für Praktiker

Abgeleitet aus den bisherigen Erfahrungen und den im OptFlex-Projekt erarbeiteten Erkenntnissen zur optimalen Ausrichtung der Anlagenflexibilisierung, können für die Praxis folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden:

Es ist davon auszugehen, dass sich Bestandsanlagen am ehesten für eine Erweiterung eignen, wenn diese in naher Zukunft ohnehin Ersatzinvestitionen oder eine Erweiterung planen. Vor allem vor dem Hintergrund langer Abschreibungszeiträume kapitalintensiver Anlagenkomponenten, wie dem BHKW und Gasspeichern, erscheint es sinnvoll, den Zeitpunkt der Flexibilisierung mit solchen Terminen zusammen zu legen. Im nächsten Schritt ist grundsätzlich zu entscheiden, ob bei der Konzepterstellung zuerst die technische Ausgestaltung oder die geplante Vermarktungsstrategie festgelegt werden soll, da sich jeweils das Eine aus dem Anderen ableitet. Im Idealfall werden vorab, auch unter Berücksichtigung vorhandener Wärmekonzepte und in Rücksprache mit dem Vermarkter, attraktive Marktoptionen herausgearbeitet, wengleich diese Bewertung nur eine Momentaufnahme darstellen kann, die auf den Erfahrungen der Vergangenheit beruht. So unterscheiden sich beispielsweise die technischen Voraussetzungen zur Vermarktung von Regelenergie oder für den Fahrplanbetrieb. Aufbauend auf dem Vermarktungskonzept ergeben sich dann direkt die Anforderungen an die optimalen technischen Parameter wie Gasspeicherkapazität, Leistungsquotient (PQ) und Lastwechselfähigkeit der Maschinen. Bei dieser Vorgehensweise ist aber zu berücksichtigen, dass sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in den kommenden Jahren weiter dynamisch verändern werden und so die technische Festlegung auf eine Strategie auch nachteilig sein kann.

$$PQ = \frac{P_{inst}}{P_{Bem}} \quad (3)$$

Formelzeichen	Bezeichnung	Einheit
PQ	Leistungsquotient	-
P_{inst}	Installierte Leistung	kW
P_{Bem}	Bemessungsleistung	kW

Im Falle einer technischen Vorfestlegung auf eine bestimmte Anlagenausgestaltung, sei es aus äußeren Zwängen wie dem Genehmigungsrecht oder aus strukturellen Begrenzungen heraus, setzt die Optimierung dann bei der Entwicklung einer angepassten Vermarktungsstrategie an. Hierbei wird zu allererst der Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE adressiert, wengleich sich mit dem Anbieten von Regelenergie ebenfalls signifikante Erlöse erzielen lassen. Für die Spotmarkt-optimierte Fahrplangestaltung gibt es grundsätzlich drei Möglichkeiten:

- 1.) Die erste besteht darin einen vorgegebenen statischen Fahrplan abzufahren. Die Vorgaben dafür können sich an wiederkehrenden Preisverläufen am Strommarkt orientieren. Beispielsweise treten werktags typischerweise zwei Preisspitzen, jeweils eine am Vormittag und eine Nachmittag auf; diese können mit einem so genannten Doppelhöcker angesteuert werden. Im Vergleich zur

konstanten Einspeisung wird dadurch bereits ein Großteil des Mehrerlöspotenzials gehoben, da die Anlage im Schnitt vor allem zu Hochpreiszeiten verstromt und in Niedrigpreiszeiten die Produktion aussetzt.

2.) Die zweite Möglichkeit ist eine gleitende Marktoptimierung als „Week-ahead“ oder „Day-ahead“-Fahrplan, bei dem in der Regel der Vermarkter mit einem gewissen Vorlauf und auf Basis seiner Preisprognosen die optimalen Verstromungszeiträume vorab bestimmt. Da sich die Fahrpläne dann täglich bzw. wöchentlich unterscheiden können, setzt diese Fahrweise ein gutes Anlagenmanagement, das wechselnde Anforderungen erfüllen kann, voraus. Diese Form bietet vor allem bei der „Day-ahead“-Planung eine optimale Anpassung an den Zielmarkt, da an der Strombörse EPEX Spot SE ebenfalls vortägig die Produktion für den Folgetag gehandelt wird.

3.) Die dritte Möglichkeit ist die vollkommene Übertragung der Anlagensteuerung an den Vermarkter, der die Anlage dadurch auch im „Intraday“-Geschäft oder als Ausgleichsoption im eigenen Bilanzkreis nutzen kann. Bei dieser Option ist es für den Vermarkter besonders wichtig, auf alle relevanten Informationen wie den Gasspeicherfüllstand, geplante Wartungsintervalle oder andere Betriebseinschränkungen zugreifen zu können. Um eine direkte Fernsteuerbarkeit sicher zu stellen, ist die Installation einer bidirektionalen Schnittstelle unabdingbar. Die Biogasanlage kann damit in ein virtuelles Kraftwerk eingebunden werden und zusammen mit anderen Biogas-, Wind- und PV-Anlagen Synergieeffekte erzielen. Der Anlagenbetreiber ist in diesem Fall vor allem für die leistungsgerechte Versorgung mit Substrat und für eine planbare Anlagenverfügbarkeit verantwortlich. Eine derart steuerbare Anlage bietet dem Vermarkter die Möglichkeit mehrere Vermarktungsoptionen in Betracht zu ziehen und das Mehrerlöspotential dynamisch zu maximieren.

Zukünftig werden vor allem die beiden letztgenannten Varianten an Bedeutung gewinnen, da durch den geplanten starken Zubau von Photovoltaik- und Windenergieerzeugung die Volatilität an den Strommärkten weiter wachsen und regelbare Erzeugungsanlagen einen gesteigerten Wert bekommen werden.

Für alle Ansätze zur Fahrplangestaltung gelten bestimmte Restriktionen. Dazu zählen vor allem die vorhandenen und effektiv nutzbaren Gasspeicherkapazitäten, die mit der Biogasanlage verbundenen Wärmekonzepte und auch andere fahrplanrelevante Einflussfaktoren.

Dem Gasspeicher kommt dabei als Instrument zur Lastverschiebung eine zentrale Rolle zu, da dieser maßgeblich die Fähigkeit für eine Optimierung der Einspeisecharakteristik bestimmt. Da in der Regel davon auszugehen ist, dass als Gasspeicher vor allem behältergebundene Foliendachsysteme zur Anwendung kommen, sind deren spezifischen Anforderungen zu berücksichtigen. Neben der reinen Speichergröße, muss die gesamte Gasinfrastruktur einen geregelten und, entsprechend der zugebauten BHKW-Leistung, größeren Gasdurchsatz bewältigen können.

Die Einbeziehung möglicher Wärmekonzepte ist aus vielerlei Hinsicht besonders bedeutsam. Auf der einen Seite ist aus Effizienzgründen eine möglichst hohe Ausnutzung der mitproduzierten Wärme anzustreben, auf der anderen Seite bietet die Nutzwärmeauskopplung auch Erlöspotential, sowohl über den KWK-Bonus bei Altanlagen als auch über direkte Einnahmen aus dem Wärmeverkauf. Biogasanlagen die nach dem EEG 2012 betrieben werden, sind darüber hinaus ohnehin zu einer Mindestwärmenutzung verpflichtet. Da bei einer strompreisoptimierten Fahrweise der Fahrplan nicht zwingend zu dem jeweiligen Wärmelastprofil der Anlage zusammenpassen muss, ergeben sich zwei grundsätzliche Herangehensweisen. Im einfachsten Fall stellt eine Wärmeverpflichtung eine Grenze für die Minimallast des BHKWs dar, die bei der Fahrplanerstellung berücksichtigt wird. Anderen Falls sind entstehende Deckungslücken durch einen Wärmespeicher oder sekundäre Wärmequellen zu decken. Es ist dabei im Einzelfall zu prüfen, ob sich der ökonomische Aufwand für Wärmespeicher oder eine alternative Wärmeerzeugung durch die zusätzlichen Mehrerlöse einer ausschließlich strommarktoptimierten Fahrweise auch rechnet.

Insgesamt sollte in der Praxis vor baulichen Veränderungen geprüft werden, welche Strategie verfolgt werden soll, da vor allem langfristige Investitionsgüter wie Gasspeicher oder BHKWs die technischen Möglichkeiten auf längere Sicht festlegen.

Literatur

BMW; BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin.

NITSCH, J.; PREGGER, T.; NAEGLER, T.; HEIDE, D.; DE TENA, D.L.; TRIEB, F.; SCHOLZ, Y.; NIENHAUS, K.; GERHARDT, N.; STERNER, M.; TROST, T.; VON OEHSSEN, A.; SCHWINN, R.; PAPE, C.; HAHN, H.; WICKERT, M.; WENZEL, B. (2012): Langfrist-szenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. DLR Stuttgart, Fraunhofer-IWES Kassel, IFNE Teltow.

ROHRIG, K.; HOCHLOFF, P.; HOLZHAMMER, U.; SCHLÖGL, F.; LEHNERT, W.; REHFELDT, K.; DIEKMANN, J.; HOFMANN, L. (2011): Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan: Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument. Fraunhofer-IWES Kassel.

SENSFUSS, F.; RAGWITZ, M. (2011): Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. Fraunhofer-ISI Karlsruhe. URL: <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1582181.pdf> (Stand 28.10.2013).

THRÄN, D.; SCHOLWIN, F.; WITT, J.; KRAUTZ, A.; BIENERT, K.; HENNIG, C.; RENSBURG, N.; STINNER, W.; SCHAUBACH, K.; GAWOR, M.; TROMMLER, M.; GROPE, J.; DANIEL-GROMKE, J.; RICHARZ, V.; NAUMANN, K.; VIEHMANN, C.; MAJER, S.; SCHWENKER, A.; BILLIG, E.; WIRKNER, R.; LENZ, V. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes gemäß § 65 EEG – Vorhaben IIa. Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig.

Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biomasse – ein effizienter Weg zur Energiewende 2.0

Uwe Welteke-Fabircius

CUBE Engineering GmbH
Breitscheidstraße 6, 34119 Kassel
E-Mail: u.welteke-fabircius@cube-engineering.com

Schlagwörter: Biogas, bedarfsorientierte Einspeisung, Flexibilitätsprämie, Wirtschaftlichkeit, Simulationsverfahren, EPEX-Erlöse, landwirtschaftliche Privilegierung, Effizienz, KWK, BHKW, Biomethan

Zusammenfassung

Das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG 2012) bietet mit der Flexibilisierungsprämie Anreize für Investitionen in die bedarfsorientierte Einspeisung. Statt gleichmäßig Grundlast zu liefern, wird mit hoher Leistung Strom erzeugt, wenn keine anderen EE zur Verfügung stehen. Betreiber von Biogasanlagen und Biomethan-BHKW können Strom bedarfsorientiert nach EPEX-Börsenpreisen, im „Fahrplanbetrieb“, einspeisen.

Um die Hochpreiszeiten am Strommarkt nutzen zu können, werden zusätzliche BHKW, Gas- und Wärmespeicherkapazitäten benötigt. Die CUBE Engineering GmbH (Kassel, Ingenieurdienstleistungen um Windenergie und dezentrale Energiesysteme) hat über 50 reale Biogasanlagen, Neubauplanungen und Biomethan-BHKW modelliert, die möglichen Anlagenkonfigurationen für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung simuliert und die ökonomischen Wirkungen analysiert. Dabei ergaben sich bislang wenig beachtete technische und monetäre Wirkungen durch z. B. veränderte Verfügbarkeit, Effizienz des Brennstoffeinsatzes, Skaleneffekte bei der Aggregatdimensionierung. Stark flexibilisierte Anlagen erzielen die höchsten Markterlöse, indem sie einen täglich nach Preisprognose angepassten Fahrplan einhalten.

Die bedarfsorientierte Einspeisung verschafft den Betreibern eine Aufwertung ihrer Anlagen und dem erzeugten Strom einen höheren Erlös (+ 15 bis 35 %). Es ist auch eine sehr kostengünstige Möglichkeit, zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten für Spitzenlastzeiten zur Verfügung zu stellen. Mit dem Biogasanlagenbestand können 10 – 15 GW Kapazität erreicht werden; durch moderaten Ausbau der Biogasproduktion mit Abfällen und Reststoffen wären 25 GW erreichbar: 30 % des höchsten Strombedarfs könnten ohne wesentliche Ausweitung von Anbaubiomasse durch Biogas gedeckt werden.

Summary

The German Renewable Energy Source Act (EEG 2012) offers a new incentive “flexibility bonus“ for investment into demand oriented electricity generation from biogas and biomethan cogeneration engines. Biogas plant owners recently started to extend their power generation capacity, and to run them according to the hourly prices of the European Power Exchange day ahead market. In order to make benefit from peak load high price periods of the day, additional storages for biogas and heat are needed for the off-times. CUBE Engineering GmbH (Kassel, engineering company for wind and decentral energy supply) analysed some 50 real biogas plants, plant designs and biomethane cogeneration units. They have been shaped in a energyPRO computer model. A full year of operation in various configurations has been simulated according to the options and restrictions of the plant. The economic outcome has been evaluated. In many cases, yet unnoticed but important technical and financial side-effects have been found e. g. through safer operational availability, higher productivity of fuel input, better economies of scale of equipment. Very flexible units had an installed power that exceeds the average energy by 400 %. The daily runtime reduced to five hours. These plants yielded highest returns by daily adapted, different runtime planning.

This demand driven electricity generation provides added value to their plant as well as to the electricity, and the raw biomass by 15 – 35 %. Besides, it is an excellent and cost efficient mean for providing extra power generation capacity in times of high demand, and of low yield of other renewable energy sources. Using the already installed biogas production in Germany, the peak load power could be extended to 15 – 15 GW capacity. When slightly extending biogas production with waste and residues, 25 GW of peak load could be achieved: without much more crop to be used, 30 % of the maximum electricity demand could be covered with biogas.

Hintergründe

Das Projekt „RegModHarz“ entstammt der Initiative „E-Energy“ des Bundesministerium für Umwelt, in sechs Modellregionen die zunehmende Integration von Erneuerbaren Energien zu untersuchen. Das Pilotprojekt verfolgte als die Leitziele den Aufbau einer Leitstelle zur Steuerung des „virtuellen Kraftwerks Harz“, die Vermarktung des erzeugten Stroms, den Netzbetrieb mit Monitoring und Systemdienstleistungen sowie die Politikfolgenanalyse.

Das Fraunhofer IWES hatte aus dem Projekt heraus zum Konzept der Direktvermarktung und Flexibilisierung im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2012) beigetragen. In der Schlussphase wurde insbesondere vom Projektpartner CUBE Engineering (Kassel, Schwerpunkt: Ingenieurdienstleistungen um Windenergie und Forschung über dezentrale Energiesysteme) die praktische Wirkung der Flexibilitätsprämie untersucht.

In der Nachfolge des Projekts wurden von CUBE Engineering GmbH als unabhängigem Beratungsbüro die Untersuchungsmethoden als Dienstleistung an Anlagenbetreiber angeboten. Aus diesem nicht mehr direkt geförderten Arbeiten wurden die hier gesammelten Erkenntnisse gewonnen.

In wenigen Jahren werden bei zunehmender Einspeisung von Erneuerbaren und der absehbaren Abschaltung von konventionellen Kraftwerken zunehmende Spitzenlasten mit enormen Leistungsgradienten benötigt. Bisher werden dafür Kapazitätsentgelte für neue Gaskraftwerke als Lösung angenommen. Das Potenzial der Biomasse in KWK wurde dabei bisher kaum gesehen.

Die Flexibilitätsprämie ist ein „Kapazitäts“-Anreiz und im EEG 2012 bereits vorhanden, wenn auch bisher exklusiv für Biogas und Biomethan. Die Anreize der Flexibilitätsprämie sind dabei volkswirtschaftlich sehr effizient, denn sie wird, wie im Folgenden noch zu sehen sein wird, durch flankierende Zusatznutzen unterstützt. In der Direktvermarktung wird das Allokationssignal marktgerecht vom kurzfristigen Stromhandelsplatz EPEX ausgesendet. Mit der Flexibilitätsprämie kann ein großes bestehendes Potenzial an Biogas auf Spitzenlasterzeugung transformiert und mit dem Ausbau von Biomethan sogar eine Kapazität von 20 – 30 GW erreicht werden (Abbildung 2).

Im Forschungsprojekt wurde nun untersucht, wie sich diese Mechanismen auf einzelne

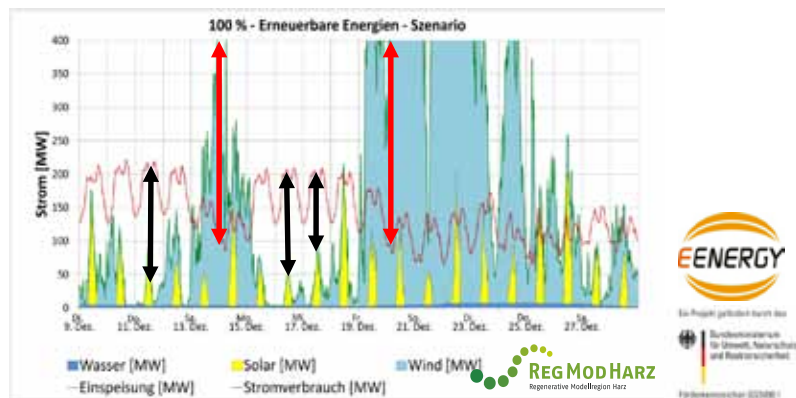


Abbildung 1: Im 100 % EE-Szenario kommt es zu starken Überdeckungen wie zu Deckungslücken. Zur Deckung der Residuallast kann flexible Einspeisung aus Biomasse bedeutend beitragen. (Quelle: RegModHarz)

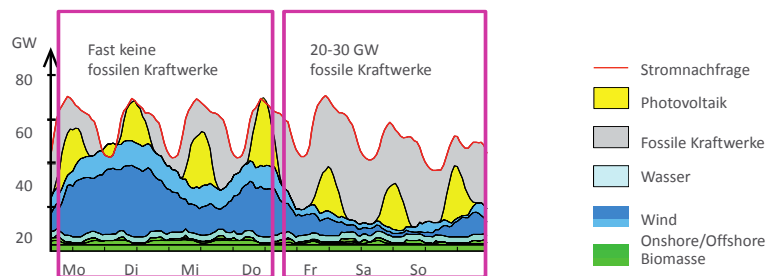


Abbildung 2: Im Modelljahr 2022 zeigen sich schon enorme volatile Residuallasten. Die Biomasse wird in ihrer Flexibilität mit maximal 7 GW völlig unterschätzt. (Quelle: Agora Energiewende 2012)

Betreiber von Biogasanlagen auswirken. Die Anlagenbetreiber stehen vor der Herausforderung, wie die bedarfsgerechte Bereitstellung der produzierten Energiemenge am Strommarkt realisiert werden kann. Seit 2012 können sie ihren Strom aus Biogasanlagen und Biomethan-BHKW direkt vermarkten. Seitdem werden über den Stromhandel zunehmende Erlöse mit Regelleistung erzielt.

Hemmnisse

Um bei stetiger Biogasproduktion und unterschiedlichen Wärmelastprofilen die Hochpreiszzeiten am Strommarkt nutzen zu können, werden zusätzliche BHKW, aber auch Gas- und Wärmespeicherkapazitäten benötigt. Das EEG 2012 bietet mit der Flexibilisierungsprämie Anreize für Investitionen in „Zusatzleistung“.

Die landwirtschaftliche Privilegierung im Baurecht hatte die Flexibilisierung für sehr viele Betreiber auf ca. 800 kW_{el} (2 MW Feuerungswärmeleistung) installierte Leistung limitiert. Viele Betreiber hatten zunächst den Zubau kleinerer BHKW ins Auge gefasst, z. B. zu einer typischen Biogasanlage mit 500 kW ein zusätzliches BHKW mit 300 kW zu installieren. Das stellte sich als wirtschaftlich wenig attraktiv heraus, da die spezifisch höheren Investitionskosten kleiner BHKW nicht von der Flexibilitätsprämie gedeckt werden.

Durch die Novelle des BauGB im September 2013 wurde diese Deckelung beseitigt. Die Tür für die bedarfsgerechte Einspeisung aus Biogasanlagen wurde damit weit aufgestoßen – die Leistung einer Biogasanlage wird seither nur noch durch die jährlich insgesamt produzierte Biogasmenge von 2,3 Mio. Nm³ begrenzt. Die Erweiterungszubauten in der Flexibilisierung machen allerdings meistens eine BImSchG-Genehmigung und oft auch einen Störfallplan erforderlich.

Weiterhin erschwerte die unklare Rechtssituation aufgrund jahrelanger politischer Streitigkeiten, ob und wann ein zusätzliches BHKW als eine neue Anlage anzusehen ist. Daraus entstanden hemmende Unsicherheiten über die zu erwartende EEG-Vergütung. **Doch dies ist durch das BGH-Urteil vom 23.10.2013 im Sinne eines „weiten Anlagenbegriffs“ geklärt.** Wer ein der Flexibilisierung dienendes BHKW zu einer Biogasanlage hinzufügt, kann sich auf das gleiche geltende EEG-Recht wie für die Biogasanlage selbst verlassen.

Neben den rechtlichen gibt es auch technische Hemmnisse. Zur Flexibilisierung muss sich der Betreiber auf eine ganz neue Betriebsweise einstellen. Statt 24 Stunden würden die BHKW nur noch an 5 – 12 Bh/Taglaufen. Statt möglichst dicht an die 8.760 Betriebsstunden im Jahr zu erzielen, geht es darum, mehr als 1.750 Bh/Jahr zu erreichen. Das Gasspeichermanagement dient der Betriebsweise des BHKW in täglichem Wechsel leer / voll und nicht mehr zum Ausgleich der Produktionsmengen bei der Biogaserzeugung. Die BHKW-Betriebszeiten werden am Day-ahead-Spotmarkt 12 bis 24 Stunden vorgeplant und werden zukünftig per Fernwirktechnik in die Anlagensteuerung einprogrammiert.

Statt des stetigen Dauerlaufs wird das BHKW ein bis zwei Mal, selten drei Mal pro Tag zu unterschiedlichen Zeiten abgestellt und wieder gestartet. Die häufigen Starts erfordern Motor schonende Maßnahmen. So wird der Motor bei Ruhe vorzugsweise aus dem Wärmespeicher auf 60 °C warm gehalten. Ein automatisches Startprogramm beginnt mit einer Druckschmierung, sorgt für einen Gasaustausch durch Bypass. Die Generatorleistung wird entlang einer Anlauftrappe gesteigert, um zum Kontraktzeitpunkt auf voller Leistung zu sein.

Manche Biogasanlagenbetreiber haben auch die Befürchtung, dass in den Ruhepausen

des BHKW die Fermenter abkühlen und die Biologie beeinträchtigen könnten.

Auch die wirtschaftliche Dimension schreckt zunächst durch das große Investitionsvolumen. Zusätzlich zum größeren oder zusätzlichen BHKW werden Speicher benötigt. Während die Kosten leicht ermittelt werden können, sind die Erlöse bei Flexibilisierung jedoch sehr unübersichtlich, weil sich die ökonomischen Nutzen aus mehreren Komponenten zusammensetzen.

So gewährt das EEG 2012 in Ergänzung zu den Erlösen aus der Direktvermarktung an EPEX-Spotmarkt („Börse“) eine Marktprämie. Diese enthält die Managementprämie. Hinzu kommt die Flexibilitätsprämie für die Bereitstellung von Zusatzleistung. Hinzu kommt der Zusatzertrag durch höheren Wirkungsgrad der hinzu gebauten, moderneren BHKW, sowie oft ein Zugewinn aus verbesserter Verfügbarkeit, da nun zwei BHKW zur Verfügung stehen.

Methodik und Aktivitäten

Ein Grund für die zögerliche Annahme der Flexibilitätsprämie durch Betreiber, Betriebswirte und Financier bestand offenbar auch darin, dass die erzielbaren EPEX-Erlöse nur durch ganzjährige Simulationsreihen ermittelt werden können. Hierfür fehlte bisher auch ein passendes Angebot. Im Rahmen des Leuchtturmprojektes „Regenerative Modellregion Harz“ des Bundesumweltministeriums wurden dafür geeignete Verfahren entwickelt und auf energetische Biomasse angewendet. Grundlage der Analyse sind digitale Modelle der Anlagenkonfiguration. Damit werden Biogasanlagen, Neubauplanungen und Biomethan-BHKW modelliert.

Die Anlage wird für bedarfsorientierte Stromerzeugung in verschiedenen Varianten konfi-

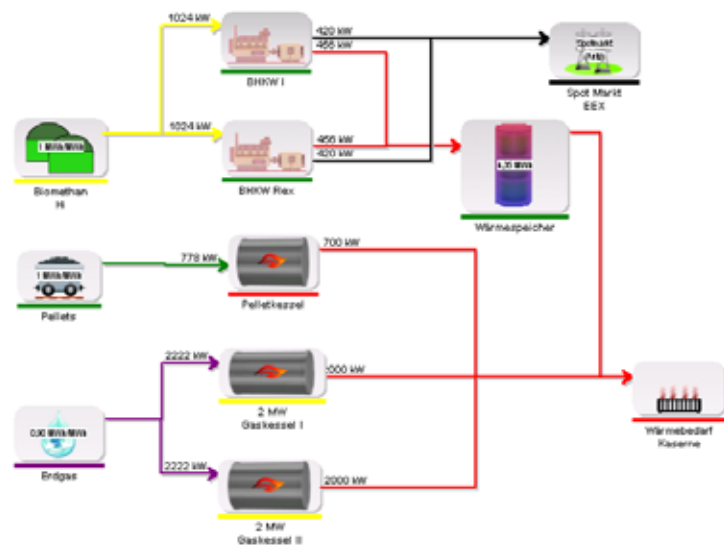


Abbildung 3: Anlagenkonfiguration einer Biogasanlage (Quelle: CUBE-Simulation mit energyPRO)

guriert. Anlagenbetrieb, Stromvermarktung, Wärmebedarfe und Speichermedien werden in stündlicher Auflösung über ein Modell-Betriebsjahr simuliert. Die ökonomischen Wirkungen werden ermittelt und betriebswirtschaftlich ausgewertet. Nur so können die Wechselwirkungen zwischen Strommarkt und Anlagenrestriktionen valide abgebildet und die Varianten im Vergleich analysiert werden.

Die herkömmliche Methode, nämlich die Erlöse aus den Tageszeiten der Werktage gegen den Durchschnittspreis am Strommarkt als Mehrerlös anzunehmen, führte zu grob falschen, weil viel zu niedrigen Erwartungen. Grund ist, dass der Marktverlauf durch den hohen EE-Anteil sehr viel volatiler ist, als dass er sich in diese HT/NT-Betrachtung einteilen ließe. Die Erlösvorteile, die sich bei Beachtung der EPEX-Preisprognosen in Echtzeit ergeben, liegen um ein vielfaches höher als bei Schematisierung des Fahrplans nach Tageszeiten oder nach Stundenmittelwerten.

Die Idee wiederum, bei gegebener Flexibilisierung immer zu jenen Zeiten einzuspeisen, in denen sich die höchsten Erlöse erzielen lassen, führt zu unrealistisch hohen Erlöserwartungen. Während die Biogasproduktion relativ gleichmäßig und nur träge steuerbar ist, kann die nur begrenzte Verfügbarkeit von Biogasspeichern nicht ausreichen, um nur die bestmöglichen Handelsstunden zu erreichen. Aus der Limitierung der Speicher ergibt sich sowohl die maximale Betriebsdauer als auch eine maximale Ruhezeit der BHKW. Diese Restriktionen müssen bei der Optimierung der Einspeisung stets berücksichtigt werden.

Zur Beantwortung der Frage, wie die Anreize des EEG 2012 bei Biogas- / Biomethan-Anlagen ökonomisch wirken, stellten sich viele neue Fragen: Welche ökonomischen Effekte resultieren für die Betreiber der unterschiedlichen Anlagen im Bestand? Wie hoch ist der



Abbildung 4: Wochenfahrplan: Der Gasspeicher limitiert die Freiheitsgrade. Manchmal muss zu niedrigen Preisen eingespeist werden (Wochenende), manchmal steht für hohe Preise nicht genug Biogas zur Verfügung. (Quelle: CUBE-Simulation mit energyPRO)

Nutzen in der individuellen Anlage wirklich? In welchen Konfigurationen ist die Flexibilisierung sinnvoll?

Ergebnisse

Inzwischen zeigt sich, dass in vielen Fällen die Wirtschaftlichkeit der Anlage viel stärker beeinflusst wird als zunächst erwartet. Zudem ergeben sich – bislang wenig beachtete – technische und monetäre Wirkungen durch z. B. veränderte Verfügbarkeit, Effizienz des Brennstoffeinsatzes, Skaleneffekte bei der Aggregatdimensionierung.

Tabelle 1: Ergebnisbeispiel einer Biogasanlage 420 kW für unterschiedliche BHKW-Zubauvarianten (Quelle: CUBE Engineering GmbH)

Variante	A	B	C	D	E
Zusatz BHKW [kW _{el}]	400	777	999	1.169	1.560
Zusatzleistung [kW _{el}]	352	689	913	1.080	1.475
Installierte Leistung [kW _{el}]	825	1.197	1.419	1.589	1.980
Bemessungsleistung [kW _{el}]	430	462	460	463	459
Wirkungsgrad el. [%]	39,7	42,8	42,7	42,9	42,6
Invest. (mit Gärrestlager) [€]	576.178	762.885	801.818	858.824	958.818
Annuität Invest [€/a]	71.064	94.093	98.895	105.926	118.259
FlexPrämie [€/a]	45.814	77.805	92.235	103.285	128.700

Stark flexibilisierte Anlagen erzielen die höchsten Markterlöse, indem sie einen täglich

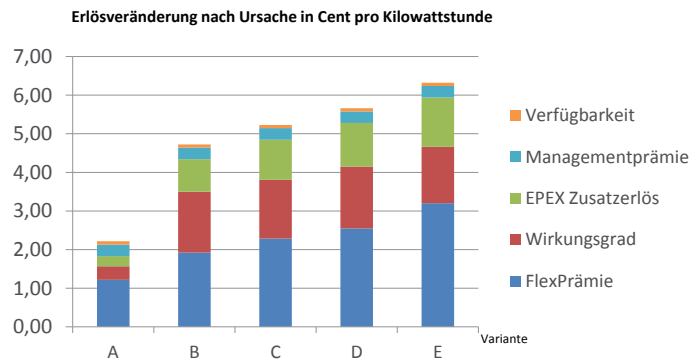


Abbildung 5: Typische Ertragszuwachspotenziale bei unterschiedlichen Flexibilisierungen (eigene Berechnungen)

nach Preisprognose angepassten Fahrplan einhalten. Diese wurden mit dem „Stundenplanbetrieb“ in täglich gleichen Betriebsblöcken verglichen. Auch hierzu wurden im Forschungsrahmen Untersuchungen durchgeführt, wie Anlagenbetreiber am Markt agieren können.

Die Ergebnisse der ökonomischen Analysen zusammengefasst:

- Die Flexibilitätsprämie deckt Investitionen in zusätzliches BHKW insbesondere bei Bestandsanlagen mit einer Bemessungsleistung von 250 kW und einer Flexibilisierung (Zusatzleistung) von 100 oder 400 %, seltener bei einem Zwischenwert. Sie beträgt bis zu 3,7 Ct/kWh.
- An der EPEX konnten im Modelljahr 2012 über 1,7 Ct/kWh Zusatzzerlöse erzielt werden. Der Wert ist 2013 weiter gewachsen.
- Ein zweites BHKW gewährleistet annähernd 100 % BHKW-Verfügbarkeit, welches ca. 1 – 3 % zusätzliche Strommenge und eine günstigere Versicherungsprämie (Betriebsunterbrechung) bringt.
- Das neue, große BHKW bringt typischerweise Effizienzgewinne durch höheren Wirkungsgrad von 5 – 15 % zusätzlicher Strommenge. Das hat einen Wert von bis zu 3 Ct/kWh.
- Die flexibel betriebenen BHKW halten länger, denn sie werden oft an nur etwa 2.000 Bh/a betrieben und bilden stille Reserven.
- Größere BHKW haben geringere spezifische Wartungskosten.
- Durch Fütterungsmanagement ist eine vermehrte Wärmenutzung möglich, indem mehr Biogas im Winter und weniger im Sommer erzeugt wird.
- Zur Bereitstellung von Regelenergie haben flexible BHKW nur geringes Potenzial. Die können allenfalls positive Minutenreserveleistung in NT-Zeiten anbieten.

Zusammengefasst kann konstatiert werden, dass die Flexprämie real mit Hebel von 150 bis 280 % wirkt, also zu der Flexprämie weitere Nutzen mit bis zur knapp doppelten Höhe hinzukommen. Investitionen in die Flexibilisierung haben sich bei über 85 % der untersuchten Anlagen als rentabel gezeigt, wobei hierfür der Maßstab gewählt wurde, dass der Return on Investment (ROI) bei unter sechs Jahren liegen sollte. Die Rechtsunsicherheit ist für die meisten Fälle beseitigt. Es gilt nun, Denkblockaden und Unsicherheiten auszuräumen. Die Flexibilitätsprämie ist auch bei Biomethan-BHKW wirtschaftlich sehr interessant. Sie bietet Anreize für die Flexibilisierung vor allem bei Neuinstallation, indem sie ein wesentlich größeres BHKW finanziert. Die höhere installierte Leistung für Flexibilisierung ermöglicht auch eine bedarfsgerechte Wärmeversorgung von teilweise über 90 % des Wärmebedarfs. Dadurch kann der Biomethaneinsatz durch die Flexibilisierung erhöht werden. Der Anteil der in KWK bereitgestellten Wärme wächst damit um 50 – 150 %.

Für Planer bedeutet dies eine neue Grundlage für Konfiguration und Auslegung, denn es gelten nicht mehr mindestens 6.000 Betriebsstunden als erstrebenswerte „Grundlast“, sondern ein Minimum von > 1.750 Betriebsstunden. Für die flexible Erzeugung werden große Wärmepufferspeicher notwendig.



Abbildung 6: Jahresdauerlinie eines flexiblen Biomethan-BHKW (Quelle: CUBE-Simulation mit energyPRO)



Abbildung 7: Zum Vergleich: Jahresdauerlinie eines konventionell ausgelegten Biomethan-BHKW (Quelle: CUBE-Simulation mit energyPRO)

Fazit und Ausblick

Im Ergebnis des Projekts wurde zunehmend klar, dass Biogas in flexibilisierten BHKW für die „Energiewende 2.0“, nämlich der Integration der fluktuierenden Erneuerbaren, einen wichtigen Beitrag leistet. BHKW können schnell gestartet werden, die Kombination mit nutz- und speicherbarer Wärme bietet eine hohe energetische Effizienz. Das Potenzial ist angesichts der Vielzahl meist kleiner Projektgrößen relativ schnell erschließbar. BHKW genießen eine höhere Akzeptanz und sind obendrein kostengünstiger als elektrische Speicher, wie z. B. Pumpspeicherwerke. Mit Biomethan kann das Gasnetz als Speicher genutzt werden. Wenn zukünftig Überschussstrommengen aus Sonne und Wind zur Methanherzeugung verwendet werden sollen („Power-to-Gas“), dann bildet ein Ausbau von Gas-BHKW auch die nötige Infrastruktur für die umgekehrte Umwandlung („Gas-to-Power“).

Forschungsbedarf

Es wird empfohlen, eine energiewirtschaftliche Potenzialanalyse dezentraler KWK durchzuführen, denn bei der – nicht repräsentativen – Anlagenauswahl ist die Effizienz der Residuallastdeckung aus BHKW sehr augenfällig. Es sollten dabei auch Gruben-, Deponie-, Klär- und Erdgas einbezogen werden, denn dafür dürften die annähernd gleichen spezifischen Potenziale gelten.

Dabei ist ein valider Vergleich mit Gaskraftwerken, PSW und Speichersystemen anzustreben, um den volkswirtschaftlichen Nutzen zu evaluieren. Auch das THG-Minderungspotenzial durch KWK im Flexbetrieb ist nicht ausreichend untersucht.

Bei der Politikwirkungsforschung zu Erneuerbaren Energien sollten die Anreizsysteme mit ihren Nebeneffekten analysiert und vor und im Gesetzgebungsprozess berücksichtigt werden. Ein besonderes Augenmerk gilt den Erfordernisse an und der Wirkung von begleitender Kommunikation, um immaterielle Hemmnisse zu erkennen und Gegenstrategien entwickeln zu können. Dabei sind multidisziplinäre Ansätze unter Berücksichtigung nicht nur von Technik, sondern auch der Ökonomie und der Psychologie der Adressaten sicher hilfreich. Besonders wichtig erscheint es im Licht der Diskussion über das EEG 2014, die Flexibilitätprämie nach dem EEG 2012 beizubehalten!

Flexible dezentrale Energiebereitstellung durch Konversion biogener Gase zur Nutzung in Brennstoffzellen

Torsten Birth, Wolfram Heineken, Ling He

Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF
Sandtorstrasse 22, 39106 Magdeburg
E-Mail: Torsten.Birth@iff.fraunhofer.de

Schlagwörter: Biogaskonversion, H₂, Brennstoffzelle, Druck-Wechsel-Adsorption, Dampf-Reformierung, Wasser-Gas-Shift-(WGS)-Reaktor, Gasaufbereitung

Zusammenfassung

Etwa 60 % des Weltjahresbedarfs an H₂ von 500 Mrd. m³ werden durch die Reformierung fossiler Rohstoffe bereitgestellt. Vor dem Hintergrund der Begrenztheit fossiler Ressourcen kommt der Bereitstellung von H₂ aus Biogas wachsende Bedeutung zu. Das GREEN-FC-Konzept der Biogaskonversion in H₂ für Brennstoffzellen gliedert sich in fünf Module: Gaszufuhr, -reinigung, -reformierung, -nutzung und Nachverbrennung. Die Betriebsparameter des Gesamtsystems wurden hinsichtlich maximaler H₂-Ausbeute und der für HT-PEMFC erforderlichen Beschränkung des CO-Gehalts optimiert. Alternative Reaktorkonzepte zur Biogasumwandlung können durch den Austausch der modularen Bauteile untersucht werden.

Summary

About 60 % of the world's annual demand (500 bm³) of hydrogen is provided by the reforming of fossil fuels. Regarding the limitation of fossil resources, the production of H₂ from biogas becomes increasingly important. The GREEN-FC prototype for biogas conversion to hydrogen for fuel cells includes five modules: gas supply, gas purification, gas reforming, gas utilization and post-combustion. Operation parameters of the entire system have been optimized in order to maximize the H₂ yield while limiting the CO content to avoid poisoning the HT-PEMFC. A replacement of modules is possible such that alternative reactors for biogas conversion and the further use of this concept can be studied.

Einleitung

Aktuell liegt das Hauptaugenmerk der Bioenergiebereitstellung in der Produktion und Umwandlung von Biogas. So wurde in Europa von 2006 bis 2012 ca. 2.000 MW (TRG 2010) elektrische Leistung über Biogas-KWK-Anlagen (BHKW) mit effizienter Wärmenutzung installiert. Diese kann ins Nahwärmenetz eingespeist oder durch Sorptionsverfahren in Kälte

umgewandelt werden (FNR 2010). Neben KWK-Lösungen wird in Deutschland in ca. 45 Anlagen Biomethan ins Erdgasnetz als Substitut eingespeist oder als Treibstoff eingesetzt (FNR 2010). Eine weitere Nutzungsvariante ist die direkte thermische Umsetzung als Verbrennungsmedium. Bei der Reformierung von Biogas wird H₂-reiches Synthesegas gewonnen, welches u. a. in der chemischen Industrie und reines H₂ zudem in Brennstoffzellen genutzt werden kann. Die Biogas-H₂-Wandlung ist die Alternative zur Elektrolyse und bietet vielseitige Versorgungsmöglichkeiten. Zudem ist die Vielfältigkeit ein Anknüpfungspunkt vernetzter Kraftwerkssysteme. Hierbei ist die Entwicklung von Direktreformern wichtiger Bestandteil des H₂-Infrastrukturaufbaus. Aktuell ist die Reformierung fossiler Kohlenwasserstoffe mit 60 % (Eichseder & Klell 2012) Hauptlieferant des weltweit benötigten H₂ von ca. 500 Mrd. m³ pro Jahr (Hydrogeit 2012). Der Rest fällt zu nahezu 40 % als Nebenprodukt aus fossil basierten Industrieprozessen an. Der Vorteil der H₂-Produktion aus Biogas ist die Substitution fossiler Quellen verbunden mit Vorteilen bzgl. Versorgungssicherheit, lokaler Wertschöpfung und CO₂-Neutralität durch den Einsatz biogener Materialien (Eichseder & Klell 2012).

Stand der Technik

Der Stand der Technik beruht auf der Druck-Wechsel-Adsorption als Vor- und Nachreinigung zur Abspaltung von Fremdgasen sowie der katalytischen Umsetzung durch autotherme Dampf-Reformierung (DR) mit nachgeschaltetem Wasser-Gas-Shift-(WGS)-Reaktor. Nachteil der Konzeption ist der begrenzte Anwendungsbereich durch hohe Investitionskosten der einzelnen Apparaturen und die Entsorgungskosten für die Abfallprodukte aus der Gasaufbereitung. Aus der Abtrennung von H₂O und CO₂ vor der Reformierung resultiert zudem eine geringe Effektivität, da beide als Reformiermittel genutzt werden können. Für die Anwendung im dezentralen Leistungsbereich sind Lösungen mit geringem apparativem Aufwand notwendig. Durch die Beschränkung der Aufbereitungstechnologien sowie den Einsatz alternativer Reaktionssysteme werden Vereinfachungen ermöglicht. Beispielsweise besteht das Bio-Hydrogen-System (Bio-Hydrogen 2007) aus einem Biofilter zur Entschwefelung und Siloxane-Abtrennung sowie einem Reformiermittel mit kommerziellem Nickel-Katalysator und dient der Speisung einer PEMFC. Das System beruht auf der DR, beschränkt sich aber auf die nötigsten Verfahrensschritte zur H₂-Produktion. Die Begrenzung der Vorreinigung erhält den Inertanteil im Restgas durch CO₂ und verkleinert das Anwendungsspektrum bzw. senkt die Effizienz. Alternativ können Gasaufbereitung und -wandlung durch die Nutzung eines Membranreaktors kombiniert werden. Hierbei wird DR in einem Reaktor durchgeführt und das H₂ anschließend parallel über eine selektive Membran abgetrennt. Der Prototyp wird im CoMETHy-Projekt (CoMetHy 2013) entwickelt, verwirklicht, getestet und optimiert.

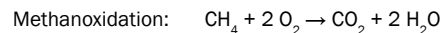
Prototypkonzept

Um Lösungen im dezentralen Anwendungsbereich anbieten zu können, wurde ein modularer Prototyp für die Speisung einer HT-PEMFC entwickelt. Dieser gliedert sich in fünf Module: Gaszufuhr, -reinigung, -reformierung, -nutzung und Nachverbrennung. Neben der Möglichkeit, Biogas einzusetzen, ist die Einspeisung synthetischer Gaskomponenten für die Testung der nachfolgenden Apparaturen vorgesehen. Die Gasreinigung besteht aus einem

dauerbetriebsfähigen Doppelkartuschen-Aktivkohle-Filter. Es folgt der Reformierungsreaktor zur Umwandlung des Biogases über DR, Oxidation (Ox) und WGS-Reaktion an einer nickelbasierten Katalysatorschüttung. Im Anschluss folgt ein WGS-Reaktor zur Umsetzung von verbliebenem CO. Eine separate Ausführung von WGS-Reaktor und Reformer wird für die unabhängige Testung von Katalysatoren vorgesehen. Das produzierte H₂ wird innerhalb einer HT-PEMFC verstromt. Diese ist unempfindlich gegenüber CO bis 3 Vol.-% im Eintrittsgasgemisch (Hofmann 2009). Der Nachbrenner ist für einen umweltfreundlichen Forschungsbetrieb integriert. Hierbei wird das Abgas der Brennstoffzelle mit Luft umgesetzt, um die Emission von Schadgaskomponenten im Versuchsbetrieb zu unterbinden. Der Nachbrenner wird als Kombinationsapparat mit dem Reformer verknüpft, um ein innovatives Wärmenutzungskonzept zu realisieren. Hierfür wird ein Doppelmantelsystem mit katalytischen und inerten Schüttungen gefüllt sowie mit einer Zündquelle im Mantel versehen. Im äußeren Ring wird das Abgas nachverbrannt und die Wärme in den inneren katalytisch aktiven Raum geleitet, in dem das vorgereinigte Biogas reformiert wird. Die Zuleitung des Biogases sowie der weiteren Fluide wie H₂O-Dampf und Luft erfolgt über in den Reformer eingelassene Lanzen.

Optimierung der Betriebsbedingungen des Prototyps

Im Reformer wird Biogas (CH₄ und CO₂ im Volumenverhältnis 1:1) über die katalytische DR von Methan CH₄ + H₂O → CO + 3 H₂ an Ni/Al₂O₃-Katalysatoren, die bei über 700 °C aktiv sind, in H₂ umgesetzt. Da die DR endotherm ist, wird ein Teil des Methans durch die Zufuhr von Luft verbrannt, um eine autotherme Reaktion zu realisieren. Neben der DR läuft die



im System ab. Dabei muss das Reaktionssystem so konditioniert werden, dass die Bildung von C durch die Boudouard-Reaktion verhindert wird. Der Anteil an CO im Produktgas ist für die HT-PEMFC zu hoch und muss in Folge dessen durch einen zusätzlichen WGS-Reaktor mit Fe₃O₄-basierten Katalysatoren (aktiv ab 350 °C) reduziert werden. Wegen der exothermen WGS-Reaktion im Reaktor wird die Zufluss-Temperatur auf 350 °C gesetzt.

Im Rahmen der Simulation werden die drei Parameter Reformertemperatur (Eingang und Ausgang gleich, da autotherme Reformierung bei adiabaten Bedingungen), Dampf-Methan-Verhältnis (S/C) und Sauerstoff-Methan-Verhältnis (O₂/C) optimiert. Ziel ist die Maximierung der H₂-Ausbeute bei einem Biogasfluss von 1 m³/h i.N. (entspricht 5 kW Methan). Randbedingungen der Optimierung sind eine Reformertemperatur von mindestens 700 °C, eine maximale CO-Konzentration von 3 Vol.-% im Zustrom der Brennstoffzelle und die Vermeidung der C-Bildung. Die Optimierung basiert ausschließlich auf der Berechnung des chemischen Gleichgewichts. Wegen der Bedingung der autothermen Reformierung hängt das O₂/C-Verhältnis von Reformertemperatur und S/C-Verhältnis ab, siehe Abbildung 1 (links). In Abbildung 1 (rechts) wird gezeigt, welcher H₂-Fluss aus Reformertemperatur und dem S/C-Verhältnis resultiert, wenn alle Bedingungen erfüllt werden. Der Bereich links der dicken Linie muss vermieden werden, da hier mehr als 3 Vol.-% CO im Produktgas vorliegen.

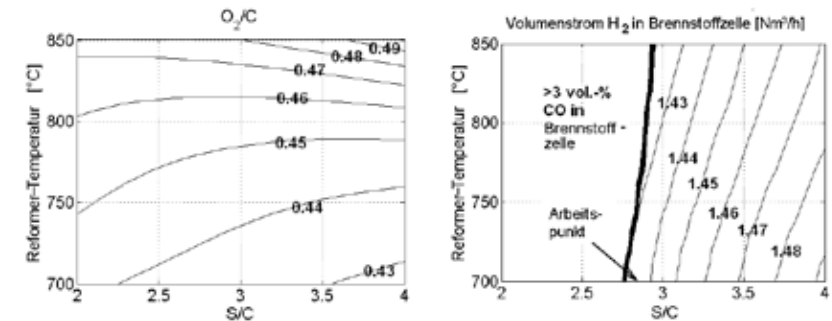


Abbildung 1: O₂/C (links) und H₂-Fluss in die HT-PEMFC (rechts), in Abhängigkeit von S/C und Reformertemperatur

Tabelle 1: Darstellung der Betriebsparameter und Gaszusammensetzungen im Prototyp

	Reformer			WGS-R.		Brennstoffzelle			Nachbrenner		
	zu			ab	zu	ab	zu		zu		
	Biog.	H ₂ O	Luft				Gas	Luft	Gas	Luft	ab
Volumenstrom [m ³ /h _{i.N.}]	1,00	1,40	1,04		4,21		2,56	6,23	1,40	7,40	
Temperatur [°C]	700	700	700	700	350	416	180	20	180	20	660
CH ₄ [Vol.-%]	50,0	0,0	0,0	0,0		0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
H ₂ O [Vol.-%]	0,0	100,0	0,0	28,8		22,9		0,0	32,7	0,0	32,4
CO [Vol.-%]	0,0	0,0	0,0	8,9		2,9		0,0	2,0	0,0	0,0
CO ₂ [Vol.-%]	50	0,0	0,0	14,8		20,7		0,0	14,0	0,0	13,5
H ₂ [Vol.-%]	0,0	0,0	0,0	28,0		34,0		0,0	5,7	0,0	0,0
O ₂ [Vol.-%]	0,0	0,0	21,0	0,0		0,0		21,0	0,0	21,0	0,7
N ₂ [Vol.-%]	0,0	0,0	79,0	19,4		19,4		79,0	45,5	79,0	53,4

Abbildung 1 (rechts) zeigt auf, dass sich der maximale H₂-Fluss bei hohen S/C-Verhältnissen und Temperaturen um 700 °C einstellt, dass aber der Anstieg des S/C-Verhältnisses

nur zu sehr geringen Steigerungen der H₂-Ausbeute führt. Ein hohes S/C-Verhältnis ist aber mit hohen Energiekosten für die Bereitstellung von H₂O-Dampf verbunden und daher nicht gerechtfertigt. Deshalb sind die optimalen Bedingungen bei 700 °C und geringem S/C, z. B. S/C = 2,8. Daraus resultieren ein O₂/C von 0,435 und eine Vermeidung der C-Bildung. In der HT-PEMFC werden voraussichtlich 75 % des H₂ mit Luft umgesetzt. Das verbleibende H₂ und CO wird im Nachbrenner bei Luftüberschuss $\lambda = 1,2$ verbrannt. Da der Brennstoff des Nachbrenners sehr mager ist, wird eine Zündquelle von 100 W installiert. Tabelle 1 fasst die optimierten Betriebsbedingungen des gesamten Prozesses zusammen.

Fazit und Ausblick

Im Rahmen des Projektes wurde ein Prototypkonzept zur Untersuchung von dezentralen Lösungsansätzen zur Produktion von H₂ aus Biogas erstellt. Als Ergebnis liegt die Auslegung und Simulation des WGS-Reaktors und der Reformier-Nachbrenner-Kombinationsapparatur vor. Hierbei wurde aufgezeigt, dass der Betrieb einer HT-PEMFC mittels Biogas möglich ist. Hinsichtlich der dem Stand der Technik entsprechenden Abtrennung von CO₂ und H₂O in Anlagen zur Umwandlung von Biogas in H₂ wurde eine Möglichkeit geschaffen, H₂ ohne Abtrennung zur Stromerzeugung in Brennstoffzellen zu nutzen. Nach eingehender Untersuchung des GREEN-FC-Prototyps sollte in Zukunft nicht nur die Abtrennung eingespart werden, sondern das vorhandene CO₂ verwendet werden. Eine Anpassung des Prototyps ist durch die modulare Bauweise möglich.

Literatur

BIO-HYDROGEN (2007): Development of a Biogas Reformer for Production of Hydrogen for PEM Fuel Cells. Final Activity Report, 20.09.2007.

CoMetHy (2013): Compact Multifuel-Energy to hydrogen converter. URL: <http://www.fch-ju.eu/project/compact-multifuel-energy-hydrogen-converter> (Stand: 14.05.2013).

EICHLSEDER, H.; KLELL, M. (2012): Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik. 3. Auflage, Springer Vieweg.

FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E. V. (FNR) (2010): Leitfaden Biogas: Von der Gewinnung zur Nutzung. 5. Auflage. Gülzow.

HOFMANN, C. (2009): Untersuchungen zur Elektrokatalyse von Hochtemperatur-Polymer-elektrolytmembran-Brennstoffzellen (HT-PEMFCs). Dissertation, Göttingen.

HYDROGEIT (2012): Der Wasserstoffguide: URL: <http://www.hydrogeit.de/wasserstoff> (Stand: 02.11.2012).

TREND:RESEARCH GMBH, INSTITUT FÜR TREND- UND MARKTFORSCHUNG (2010): Markt für Biogasanlagen in Europa bis 2020. Studie, Bremen.

Flexible Biogaskonzepte im wirtschaftlichen Vergleich

Marcus Trommler, Tino Barchmann

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig
E-Mail: marcus.trommler@dbfz.de

Schlagwörter: Biogas, Flexibilisierung, bedarfsgerechte Strombereitstellung, Wirtschaftlichkeit, Ökonomie, Stromnetz

Zusammenfassung

Mit der im EEG (2012) eingeführten Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie wurden erste Anreize geschaffen, die auf eine stärker systemorientierte Einspeisung von Biogasanlagen ins deutsche Mittel- und Niederspannungsnetz abzielen. Inwieweit diese an Vor-Ort-Verstromungsanlagen formulierte Erwartungshaltung umsetzbar ist, wird vor allem durch einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen über die Gesamtbetriebslaufzeit hinweg entschieden. Um sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen in eine flexible Betriebsweise zu überführen, sind i. d. R. Investitionen in ein neues und/oder größeres BHKW, einen zusätzlichen Gas- und / oder Wärmespeicher sowie weitere technische Komponenten notwendig. Der Schwerpunkt dieses Beitrages liegt in einer Analyse zur Fragestellung, welche Konzepte, unter Einbeziehungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen des EEG (2012), technisch wie wirtschaftlich am sinnvollsten erscheinen. Zunächst wird die Notwendigkeit zur Flexibilisierung von Biogasanlagen diskutiert. Hierauf aufbauend erfolgt nach Klärung der technischen Rahmenparameter die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Die derzeitigen Analysen zeigen, dass die Flexibilitätsprämie, im Rahmen des Marktprämienmodells, gute Anreize für die flexible Strombereitstellung aus Biogasanlagen darstellt. Eine Verdopplung der installierten elektrischen Leistung stellt gegenwärtig die wirtschaftlich sinnvollste Variante der Flexibilisierung von Vor-Ort-Verstromungsanlagen dar.

Summary

Due to the introduction of direct selling and flexibility premium of renewable energy by the Renewable Energy Act 2012 (EEG 2012), incentives were created to favour a more demand-oriented power supply from biogas plants into the German low- and medium-voltage grid. The decision for such an operational mode depends for on-site conversion units on the economic outcome of the plants throughout the operating time. To install new plants with or transfer existing plants into a flexible mode of operation, investments in additional and more efficient combined heat and power plants (CHP), in additional gas and/or heat storage and other technical components are necessary. The focus of this paper is on the

analysis of concepts, which seems to be the most useful (from the technical and economical view), considering the legal conditions of the EEG 2012. Following a short introduction regarding the future demand of flexibility the technical parameters for the economic analysis are explained. The analyses show that the flexibility premium, as a part of the market premium model, creates positive incentives for a more flexible generation of electricity from biogas. From an economic perspective, a duplication of the installed electrical capacity seems to be the most beneficial option for a transition to a demand-driven operation mode of biogas plants under the current legal framework (EEG 2012).

Hintergrund und Zielstellung

Mit dem Erfolg des Ausbaus erneuerbarer Energien entsteht eine Situation, in der Erneuerbare Energien aus der Rolle einer vernachlässigbaren Nische im Energiesystem herausgewachsen bzw. schon herausgewachsen sind. Der Erfolg des EEG wird dabei häufig zu wenig gewürdigt. Er macht das EEG heute zwar nicht überflüssig, aber die inkrementelle Herangehensweise einer technologieoffenen und kostenorientierten Förderung einzelner Erneuerbarer Energien erzeugt an einigen Punkten (bspw. der Netzstabilität) Problemlagen. Eine Anpassung des Fördersystems hinsichtlich einer stärker an systemischen Fragestellungen orientierten Förderung erscheint daher sinnvoll. Im Vordergrund der öffentlichen Debatte stehen die Schlagworte einer notwendigen Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien. Hier lohnt jedoch – auch um einer durch falsche Begriffe induzierte Erwartungshaltung vorzubeugen – eine differenzierte Betrachtung. Einerseits ergeben sich durch die veränderte Nutzung der Stromnetze (Verteilnetze als Sammelnetze für EE-Strom) neue Herausforderungen auf der Netzseite, die eine Aussteuerung von Angebot und Nachfrage auch schon auf der Verteilnetzebene notwendig machen kann. Hier kommt der Bioenergie als steuerbare erneuerbare Energiequelle eine besondere Rolle zu, da sie im Gegensatz zu Wind- und PV-Anlagen bedarfsgerecht Strom einspeisen kann. In der Realität wird das heute durch die meisten der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen nicht geleistet. Daher kann hier als Zukunftsaufgabe formuliert werden, dass Biogasanlagen eine Transformation, von der auf maximalen Stromertrag optimierten EEG-Anlage, hin zu einer neuen Rolle als Ausgleichsoption im Stromnetz zu bewältigen haben.

Abweichend davon ist die Situation der häufig genannten und gewünschten stärkeren Integration Erneuerbarer Energien in bestehende Energiemärkte zu bewerten. Hierdurch wird der Eindruck erweckt, die vorhandenen Energiemärkte wären vollständige Märkte, in die eine Integration der bisher vor allem durch das EEG geförderten erneuerbaren Energien sinnvoll möglich wäre. Tatsächlich handelt es sich aber bei dem energy only Markt, an dem in Deutschland elektrische Energie gehandelt wird, nicht um einen vollständigen, sondern vielmehr um einen seit langer Zeit und in hohem Maße regulierten Markt (Küchler & Meyer 2012). Dies betrifft zum einen den Umstand, dass hier keine Vollkosten (spezifische Systemkosten), sondern nur Teilkosten des Stroms aus Kraftwerken, welche fossile oder nukleare Energieträger einsetzen, gehandelt werden. So werden bspw. Erschließungskosten für Braunkohletagebaue oder sonstige Subventionen der eben genannten Kraftwerksanlagen häufig über Länderhaushalte abgebildet und erscheinen somit nicht in den Marktpreisen an der Strombörse. Damit ist ein adäquater Vergleichsmaßstab nicht gegeben, da in diesem Fall fossile Teilkosten erneuerbaren Vollkosten gegenübergestellt werden und

festgestellt wird, dass bei diesem Vergleich die erneuerbaren Energien teurer sind. Ein weiterer Aspekt sind die externen Kosten fossiler und nuklearer Energiebereitstellungskonzepte, die einen Hauptgrund für die Förderung erneuerbarer Energien darstellen. Dies sind bspw. Schäden, die weltweit durch den anthropogenen Klimawandel hervorgerufen werden. Obwohl diese Schäden sich – wenn auch nicht einfach – quantifizieren lassen, sind die dadurch induzierten Kosten in den „Marktpreisen“ nicht inkludiert (Küchler & Meyer 2012). Da zudem das Instrument des Emissionshandels im Rahmen der politischen Willensbildung ausgebremst wird, werden die externen Kosten der Energiebereitstellung aus fossilen Energieträgern bzw. der Kernenergie derzeit ebenfalls nicht in den Marktpreisen abgebildet. Vor diesem Hintergrund erscheint eine Forderung nach einer Integration Erneuerbarer Energien in bestehende Energiemärkte als nicht zielführend, da dies impliziert, dass diese nach einer EEG-Förderung aus dem EEG entwachsen und im vorhandenen Strommarktdesign integriert werden könnten. Da diese Hoffnung realitätsfern ist, hat in erster Linie damit zu tun, dass im heutigen Strommarkt Grenzkosten gehandelt werden und die Vollkosten Erneuerbarer Energien hier nicht sinnvoll integrierbar sind (Leprich et al. 2013). Zukünftig ist daher vor allem die vollständige Berücksichtigung aller Kosten einer fossilen oder nuklearen Energiebereitstellung in den Energiepreisen zu fordern, sodass konsistente ökonomische Vergleiche zwischen erneuerbaren und fossil-nuklearen Energiebereitstellungskonzepten erfolgen können. Zugleich wird die Entwicklung eines neuen Strommarkt-Designs notwendig, das die zukünftig notwendigen Funktionen im Strommarkt adäquat abbilden kann (Leprich et al. 2013).

Forschungsschwerpunkte

Vor diesem Hintergrund sind zwei Aspekte von Interesse. Zum einen die Frage der technischen Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen, ihre Strombereitstellung von der Gaserzeugung zeitlich zu entkoppeln. Durch eine technische Verschiebung der Konversionszeiten der BHKW wird die Flexibilität an der Biogasanlage geschaffen, die für einen Ausgleich fluktuierender Erneuerbarer Energien in Stromnetzen notwendig ist. Ein zukünftiger Bedarf an zusätzlichen flexiblen Kapazitäten gilt dabei als sicher, weil es ein zentrales Ziel der Energiewende ist, für die angestrebte Dekarbonisierung der Energiebereitstellung hauptsächlich fluktuierende Erneuerbare Energien (Wind, PV) einzusetzen. Daraus ergibt sich in etwa ab dem Jahre 2020 und besonders ab 2030 ein erhöhter Bedarf an zusätzlichen flexiblen Kraftwerkskapazitäten im Energiesystem für Deutschland (Abbildung 1). Zum anderen ist von Interesse, inwieweit heute bereits eine Finanzierung dieser neuen Funktion von Biogasanlagen im Strombereich gegeben ist. Dazu ist es in einem ersten Schritt notwendig den technischen Anpassungsbedarf, der insgesamt für eine Anlagenflexibilisierung notwendig ist, zu definieren und kostenseitig zu hinterlegen. Auf diesen Punkt wird bei der Analyse ein Schwerpunkt gelegt. Von besonderem Interesse ist dabei, inwieweit Bestands-Biogasanlagen in eine bedarfsgerechte Betriebsweise überführt werden können. Ein flexibler und bedarfsgerechter Betrieb einer Biogasanlage kann durch verschiedene Konzepte erreicht werden. Ziel der Untersuchungen ist es aufzuzeigen, ob die an Biogasanlagen formulierte Erwartungshaltung einer Flexibilitätsfunktion im Stromnetz umsetzbar ist.

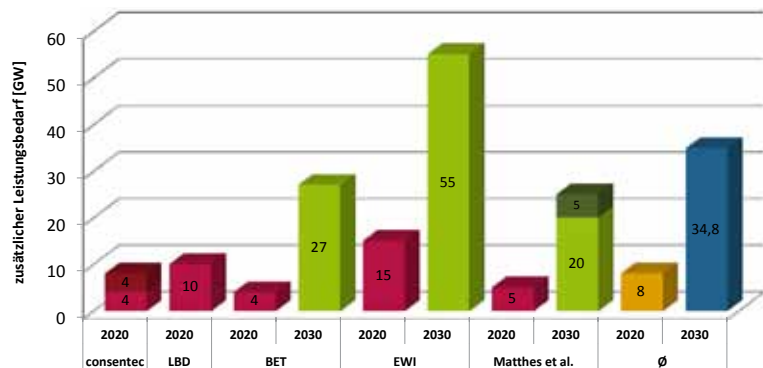


Abbildung 1: Bedarf für zusätzliche flexible Kraftwerkskapazität für die Jahre 2020 und 2030 [Eigene Darstellung basierend auf der Kompassstudie Marktdesign (2012)]

Die Frage der Umsetzbarkeit ist besonders mit einer wirtschaftlichen Betriebsweise verknüpft. Diese Arbeit analysiert deshalb, welche Kosten mit definierten Flexibilisierungskonzepten und Biogasanlagenrößen verbunden sind und welche Erlöse unter den Rahmenbedingungen des EEG (2012) für eine bedarfsgerechte Betriebsweise zu erwarten sind. Ziel ist es im Rahmen einer wirtschaftlichen Bewertung aufzuzeigen, ob den errechneten Kosten eine ausreichende Refinanzierung über den Förderrahmen des EEG (inklusive der Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie nach EEG (2012)) sowie möglicher Mehrerlöse an der Strombörse (EPEX Spot) gegenübersteht.

Ergebnisse

Es wird eine wirtschaftliche Bewertung durchgeführt, die die Kosten der Flexibilisierung und mögliche Erlöse (EEG (2012), Strommarkt) im Rahmen einer Investitionsrechnung zusammenführt. Für die Festlegung von Flexibilisierungskonzepten sind verschiedene technische Komponenten zu berücksichtigen. Tabelle 1 zeigt die obligatorischen Komponenten sowie weitere Komponenten, die in Abhängigkeit vom Flexibilisierungskonzept notwendig sein können, im Überblick.

Tabelle 1: Technische Komponenten zur bedarfsgerechten Stromerzeugung aus Biogasanlagen

Obligatorische Komponenten	Komponenten in Abhängigkeit vom Flexibilisierungskonzept
Zusätzliche BHKW-Leistung	Anpassungen an das Fütterungssystem
Zusätzliche Gasspeicherkapazität	Gasleitungen (Anpassungen an Gasvolumenströme)
Informations- und Kommunikationstechnologie	Anpassung der Gasaufbereitung (Entschwefelung und Trocknung)
	Zusätzlicher/größerer Transformator
	Erweiterte Netzanbindung
	Wärmespeicher

Neben dem individuellen Flexibilisierungskonzept existieren weitere kostenbeeinflussende Faktoren der bedarfsgerechten Stromerzeugung von Biogasanlagen. Für Anlagen im Bestand ist dies vor allem die Flexibilität, die eine Bestandsanlage bereits zur Verfügung stellen kann. Dies sind bspw. der bereits vorhandene Gasspeicher, die Auslegung der Gasleitungen sowie die vorhandene Auslegung der Gaskonditionierung. Je nach Status quo der Bestandsanlage kann hier bereits Flexibilität vorhanden sein, die nicht im Rahmen einer Anlagenanpassung zusätzliche Kosten verursachen wird. Auch ist es möglich, dass für die Sicherstellung des Wärmenutzungskonzeptes Redundanzen bei den BHKW bestehen, die de facto zu einem gewissen Grad ohne weitere Anpassungen einen an den Erfordernissen des Strommarktes orientierten Betrieb erlauben.

Im Fokus der Berechnungen in dieser Arbeit stehen allerdings Neubauanlagen, für die diese Aspekte irrelevant sind. Relevant sowohl für alte als auch neue Anlagen ist in jedem Fall der Umfang der angestrebten Flexibilisierung. Hiermit ist letztendlich die Fähigkeit der Biogasanlage gemeint, Konversionszeiten verschieben zu können und damit, wie eingangs erwähnt, Gasproduktion und Strombereitstellung voneinander zu entkoppeln. Je größer dieses Delta zwischen Gasproduktion und Strombereitstellung sein soll, desto höher sind die technischen, und absolut auch die ökonomischen, Aufwendungen. Der Einfluss einzelner technischer Komponenten auf den Anpassungsaufwand ist unterschiedlich groß. Den mit Abstand größten Anteil an den Flexibilisierungskosten einer Biogasanlage weist regelmäßig das BHKW auf. Abbildung 2 zeigt die Kostenanteile am Beispiel einer 500 kW_{el} Vor-Ort-Verstromungsanlage (VOV), die auf 1 MW_{el} erweitert bzw. überbaut wird.

Die nachfolgenden Berechnungen fokussieren den Neubau von Biogasanlagen in den Basisgrößen 100, 300, 500 und 700 kW_{el}. Diese werden jeweils mit einer 50%-igen, 100%-igen, 150%-igen und einer 200%-igen Überbauung, gemessen an der Basisgröße, flexibilisiert. Für eine Einordnung der Ergebnisse sind die getroffenen Annahmen und Eingangswerte der Berechnung von elementarer Bedeutung.

Die Auswahl und Größe der Inputparameter wird nachfolgend erläutert (Tabelle 2 zeigt diese im Überblick). Der Investitionsbedarf der BHKW ergibt sich aus Kostendaten, die im Rahmen einer Primärdatenerhebung von mehreren BHKW-Herstellern erhoben worden sind. Dabei werden die jeweiligen Richtpreise der Hersteller für die BHKW in einer Regres-

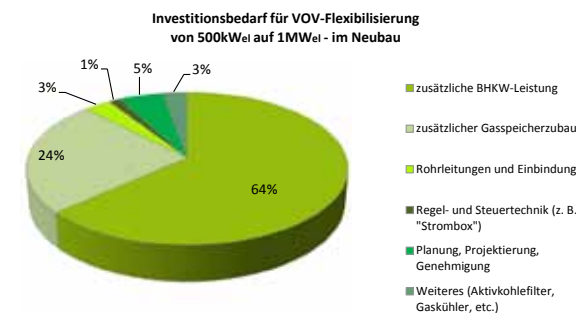


Abbildung 2: Kostenanteile einzelner Komponenten auf die Flexibilisierung von Biogasanlagen

Tabelle 2: Technische Komponenten zur bedarfsgerechten Stromerzeugung aus Biogasanlagen

Inputparameter	Parametergröße
BHKW Investitionsbedarf nach BHKW-Herstellerbefragung	
Kosten Doppelmembran-Gasspeicher ¹	
Planung, Projektierung, Genehmigung	8 % auf die BHKW Investition
Regel- und Steuertechnik	2 % auf die BHKW Investition
Gasleitungen, Netzeinbindung	5 % auf die BHKW Investition
Gastechnik (Aktivkohlefilter, Gaskühler etc.)	Pauschale in Abhängigkeit von der Größe des BHKW
Wartungskosten: Vollwartungsvertrag mit einem 15 % Aufschlag ggü. dem konventionellen Betrieb	
Mehraufwand für Versicherung nach dem Grad der Flexibilisierung	0,3 bis 0,5 % p. a. auf die BHKW Investition
Inbetriebnahme Neubau zum 01.01.2013	Betrachtungszeitraum 10 Jahre (für Gültigkeit der Flexibilitätsprämie)
Anteil Stromhändler an Managementprämie und EPEX-Mehrerlösen	45 %
Elektrischer Wirkungsgrad BHKW (100 kWel, 300 kWel, 500 kWel, 700 kWel)	37,02 %; 39,67 %; 40,96 %; 41,84 %
Bemessungsleistung (PBem) bleibt für alle Flexibilisierungsfälle konstant	
In allen Flex-Szenarien wird jeweils „nur“ ein BHKW installiert	
Betriebsweise: Start-Stopp-Betrieb	(max. 2 Blöcke pro Tag)
Installierte Leistung wird erhöht – Vollbenutzungsstunden pro Jahr im Basisfall: 8.200, bei Flex 1: 5.467, bei Flex 2: 4.100, bei Flex 3: 3.280, bei Flex 4: 2.733	
Einheitlicher Substratmix für alle Konzepte	60 % Mais, 20 % Grassilage, 20 % Rindergülle; frischmassebezogen
Vorhandener Gasspeicher im Basisfall (Anrechnung auf Flex-Fälle erfolgt)	4 h der vorhandenen Gasproduktion
Auskopplung und Vermarktung von Wärme	35 % der erzeugten Wärme
Wärmeerlöse	3 ct/kWh _{th}
Kalkulationszinssatz Gesamtkapital	6 %
Inflation	1 % auf Kapitalkosten 2 % auf Betriebskosten
Strommarktoptimierung anhand von ex-post Werten von EPEX Spot Kontrakten aus dem Jahr 2012	Auswahl optimaler Verstromungszeiträume im Start-Stopp-Betrieb

sion zusammengefasst. Die sich daraus ergebende Kostenfunktion enthält sowohl Daten von Gas-Otto- als auch Zündstrahl-BHKW. Aus der genannten Funktion ergeben sich für die jeweiligen Anlagengrößen die Kosten eines BHKW, wobei Kosten für Peripherie (Zubehör), Montage und Inbetriebnahme vor Ort in der Berechnung mit abgebildet werden. Es handelt sich bei allen Kostendaten jeweils um Richtpreise und keine Marktpreise, bei denen der jeweilige Hersteller Rabatte einräumen kann. Alle Angaben erfolgen ohne die Berücksichtigung der Umsatzsteuer. Der Substratmix in den Beispielszenarien setzt sich zusammen aus 60 Massenprozent Maissilage, 20 Massenprozent Grassilage und 20 Massenprozent Rindergülle (alle Angaben jeweils frischmassebezogen). Mit dieser Zusammensetzung ist eine Vergütung auch nach EEG (2012) möglich, bei der der Substrateinsatz für Mais auf 60 Massenprozent beschränkt ist.

Die Kosten für Planung, Projektierung, Genehmigung sowie für Regel- und Steuertechnik und die Gasleitungen bzw. Netzanbindung werden jeweils prozentual zum Investitionsumfang des BHKW ausgewiesen. Hier sind, bei vollständiger Datenlage, durchaus andere Ansätze möglich. Beim Gasspeicher für die Biogasanlagen wird von Doppelmembranspeichern ausgegangen, die auf die jeweiligen Fermenter aufgerüstet werden. Da zuvor schon ein spezifisches Volumen des Gasspeichers von vier Stunden auf den Fermentern angenommen wird, fallen die Kosten für die Erweiterung der Gasspeicherkapazität bei zweistufigen Gärstrecken (Fermenter, Nachgärer) geringer aus, da die Annahme getroffen wird, dass jeweils nur ein neuer Doppelmembrangasspeicher installiert wird. Auf dem jeweils anderen Fermenter verbleibt die bestehende Konstruktion. Zudem wird von einem Gasmanagementsystem ausgegangen, bei dem zu jeder Zeit ein freier Gasaustausch zwischen den einzelnen Gasspeichern möglich ist. Es wird die Annahme getroffen, dass für die BHKW ein Vollwartungsvertrag vorliegt, wobei bedingt durch die veränderte Betriebsweise (Start-Stopp-Betrieb) erhöhte Wartungskosten in Höhe von 15 % gegenüber einer konventionellen Betriebsweise veranschlagt werden. Sie ergeben sich für jedes BHKW aus dem Basispreis pro Betriebsstunde (Bh) und werden für die Beispielszenarien aus einer Regression, die sich aus Herstellerangaben ableitet, ermittelt. Die Wahl einer Start-Stopp-Betriebsweise wird deshalb getroffen, da das BHKW bei Nennlast den höchsten elektrischen Wirkungsgrad erzielt und laut Herstellerangaben der Wartungsaufwand bei häufigen Start-Stopp-Vorgängen (max. 2 pro Tag) geringer ist als bei ständigen Teillastbetrieb. Der Mehraufwand für die Versicherung berechnet sich nach der Größe des BHKW und dem Grad der Flexibilisierung und liegt annahmegemäß bei 0,3 bis 0,5 % pro Jahr bezogen auf die Investition des BHKW. Die elektrischen Wirkungsgrade der BHKW wurden ebenfalls durch die Primärdatenerhebung erfasst und mittels einer Regression für die entsprechenden BHKW-Größen ermittelt. Sie bleiben über die Betrachtungslaufzeit von insgesamt 10 Jahren konstant, obwohl in der Praxis meist damit zu rechnen ist, dass zwar die Verstromungsleistung des BHKW konstant bleibt, der Gasbedarf allerdings steigt und somit der elektrische Wirkungsgrad insgesamt wiederum sinkt. Generell muss bei Herstellerangaben bezüglich der thermischen und elektrischen Wirkungsgrade damit gerechnet werden, dass diese in der Praxis geringer ausfallen, da es sich hier um Werte handelt, die auf Prüfständen unter Normbedingungen gemäß DIN ISO 3046-1 (1998) ermittelt worden sind. Sollte das BHKW zudem in Teillast betrieben werden, sinkt der elektrische Wirkungsgrad und der thermische Wirkungsgrad steigt an. Dieser Effekt gilt für alle BHKW und ist bei kleineren BHKW stärker ausgeprägt als bei größeren Aggregaten.

Für eine strompreisoptimierte Fahrweise des BHKW werden von Ex-post-Daten zu den Stundenkontrakten am Day-ahead-Markt an der EPEX Spot im Jahr 2012 optimierte Fahrpläne errechnet. Dabei stellt sich heraus, dass besonders in den Zeiträumen zwischen 08:00 Uhr bis 12:00 Uhr und von 17:00 Uhr bis 21:00 Uhr über das Jahr gesehen die höchsten Erlöse an der Strombörse generiert werden können. Ein sogenannter „Doppelhöcker“ bietet sich hierfür am besten an, d. h. das BHKW verstromt an insgesamt zwei Zeiträumen pro Tag das produzierte Biogas der Biogasanlage. Dabei reduzieren sich je nach Flexibilisierungskonzept entsprechend dem Überbauungsgrad der installierten elektrischen Leistung im Basisfall die jährlichen Vollbenutzungstunden des BHKW.

Der Abschlag an den Stromhändler, welcher sich aus der Summe von Managementprämie und zusätzlich generierten EPEX-Mehrerlöse durch einen optimierten Fahrplan zusammensetzt, wird in den Berechnungen mit 45 % angesetzt. Dabei muss beachtet werden, dass in der Praxis hierfür eine große Spannweite existiert, die von vielen Faktoren, u. a. der Wahl des Direktvermarkter, beeinflusst wird.

Das Ergebnis dieser Berechnungen zeigt, dass es nicht in jedem Fall aus Gründen einer wirtschaftlichen Abwägung des Anlagenbetreibers für die dargestellten Rahmenbedingungen sinnvoll ist, eine Anlagenflexibilisierung zu realisieren. Es wird deutlich, dass insbeson-

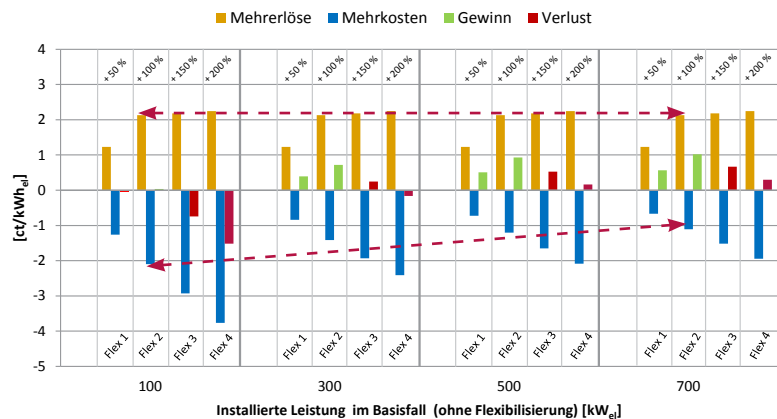


Abbildung 3: Wirtschaftliche Bewertung der Flexibilisierung von Biogasanlagen für verschiedene Anlagengrößen im Basisfall und verschiedenen Überbauungsansätzen

dere bei Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von kleiner als 300 kW_{el} im Basisfall, im Rahmen der durchgeführten Berechnungen, kein positives wirtschaftliches Ergebnis erzielbar ist. Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse im Überblick.

Dabei muss dieses Ergebnis vor dem Hintergrund eingeordnet werden, dass einzelne Kostenpositionen, wie z. B. ein ggf. notwendiger neuer Stromnetzanschluss, ein ggf. notwendiger neuer Trafo sowie ein je nach Wärmenutzungskonzept notwendiger Wärmespeicher noch nicht in die Berechnungen eingeflossen sind. Zugleich wird deutlich, dass Anlagenflexibilisierungen mit zunehmender Anlagengröße bei gleicher Überbauung wirtschaftlich attraktiver werden. Während die Mehrerlöspotenziale für alle Fälle identisch bleiben, zeigt die Entwicklung der Flexibilisierungskosten einen Degressionsverlauf.

Fazit

Bei gleichem Mehrerlöspotential bestimmt der Kostenverlauf das Optimum des wirtschaftlichen Ergebnisses einer Anlagenflexibilisierung von Biogasanlagen. In diesen Berechnungen liegen die Optima überschlägig bei einer doppelten Überbauung der installierten elektrischen Leistung. Dieser Zusammenhang ist u. a. gebunden an die weiter vorne dargestellten Einflussfaktoren auf die Flexibilisierung. Besonders die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie wird ab einer doppelten Überbauung nach dem EEG (2012) absolut betrachtet maximiert, wobei diese i. d. R. derzeit zu mehr als die Hälfte die Kosten der Flexibilisierung abdeckt. Die Mehrerlöse beschränken sich ab einem Überbauungsgrad größer 2 ausschließlich auf zusätzliche Einnahmen an der Strombörse EPEX Spot durch strompreisoptimierte Fahrpläne des BHKW (Fahrplantage vorausgesetzt). Die Einnahmen aus der Flexibilitätsprämie verharren absolut betrachtet ab diesem Zeitpunkt auf konstantem Niveau. Da ab einem Überbauungsgrad größer als 2 nur noch marginale Steigerungen der Mehrerlöse möglich sind, die Kosten allerdings einem linearen bis degressiven Kurvenverlauf folgen, reduziert sich der Gewinn derartiger Anlagenkonzepte im Verhältnis zur doppelten Leistungsüberbauung wieder.

In allen Berechnungen ist jeweils „nur“ ein BHKW für die Verstromung des Biogases vorgesehen. Wird im Rahmen von Flexibilisierungskonzepten die Anpassung der Biogasanlage anders vorgenommen, z. B. die Installation von zwei kleineren statt eines großen BHKW, so ergeben sich auch andere Kostenverläufe und somit auch andere ökonomische Optima. Dennoch stellt sich die doppelte Überbauung auch durch den Austausch mit Vertretern der Branche als relevante Zielgröße heraus. Überbauungen oberhalb von 100 % führen im Regelfall zu einer genehmigungsrechtlichen Herausforderung, wenn eine neue Blmsch-Genehmigung oder eine Genehmigung nach StörfallIV notwendig werden, die zum einen nicht überall einfach zu erhalten sind und andererseits weitere einmalige und laufende Kosten erzeugen, die die Anlagenflexibilisierung verteuern.

Literatur

DEUTSCHE INDUSTRIENORM DIN ISO 3046-1 (1998): Hubkolben-Verbrennungsmotoren – Anforderungen. Fassung vom 01.01.1998.

ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ EEG (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbaren Energien der Fassung vom 25.10.2008, zuletzt geändert am 20.12.2012 (BGBl. I S. 2730).

JACOBI, H.F.; TROMMLER, M., MAUKY, E. (2013): Flexible Biogasproduktion in der Direktvermarktung, Konferenzband Energetische Biomassenutzung, Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 9.

KÜCHLER, S.; MEYER, B. (2012): Was Strom wirklich kostet – Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten konventioneller und erneuerbarer Energien; Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy und von Bundesverband Windenergie.

LEPRICH, U.; HAUSER, E.; GRASDORF, K.; GROTE, L.; LUXRENBURGER, M.; SABATIER, M.; ZIPP, A. (2013): Kompassstudie Marktdesign – Leitfaden für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag von Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. und Greenpeace Energy eG.

LEPRICH, U. (2014): Die Rolle der Biogasnutzung im zukünftigen Strom(versorgungs)system., Vortrag zur 23. Jahrestagung des Fachverbands Biogas, Nürnberg.

TROMMLER, M., JACOBI H.F., MAUKY E. (2012): Flexible demand driven biogas production, biological possibilities and economic considerations, International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition 2012.

VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE –VDI (2000): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen der Kostenberechnung - VDI Richtlinie 2067. Fassung vom September 2000 (VDI 2067 Blatt 1).



Biogenes Methan in Deutschland: Potenziale und Flexibilitätsoptionen

Klaus Hennenberg¹, Matthias Koch¹, Katja Hünecke¹, Boris Dresen², Christoph Heinemann¹

¹Öko-Institut e.V.
Rheinstraße 95, 64295 Darmstadt
E-Mail: k.hennenberg@oeko.de

²Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen

Schlagwörter: Biogas, Flexibilität, Potenzial, Strommodellierung

Zusammenfassung

Im zukünftigen Strommix in Deutschland wird der Anteil an fluktuierenden Erneuerbaren Energien (Wind und Solar) steigen. Die flexible Verstromung von Biogas bietet eine Option, um diese Schwankungen auszugleichen. In Deutschland sind Biogaspotenziale aus Abfällen und Reststoffen zu einem großen Anteil bereits erschlossen. Ausbaupotenziale für Biogas aus Anbaubiomasse liegen noch vor, sie sind aber aus Natur-, Umwelt- und Klimaschutzsicht kritisch zu hinterfragen. Im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen in der Stromerzeugung (z. B. Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke, Lastmanagement, Photovoltaik-Batteriespeichersysteme) ist Biogas vorteilhaft, da keine Speicherverluste auftreten. Die Modellierung von flexiblen Biogasanlagen zeigt, dass die Stromproduktion aus Biogas unter anderem während der PV-Einspeisespitze zurückgefahren und im Gegenzug in den Vormittags- und Nachmittagsstunden erhöht werden kann. Die spezifischen Investitionen für entsprechend flexibilisierte Biogasanlagen (Blockheizkraftwerksleistung, Gasspeicher) belaufen sich auf rund 3 Ct/kWh flexibel erzeugten Strom.

Summary

The electricity mix in Germany is supposed to show increased amounts of fluctuating renewable energy sources (wind and solar) in the future. Flexible power generation from biogas is an option to balance these fluctuations. Germany's biogas potentials from waste and residues are almost developed. Biogas potentials from agricultural products still exist, but their extension is questionable in the light of nature, environment and climate protection. Compared to other flexible electricity production options (e. g. pump and compressed-air store, load management, photovoltaic-battery systems) using biogas is advantageous due to the absence of storage losses. Modeling of flexible biogas plants shows that power from biogas decreases during photovoltaic peaks and increases in the morning and afternoon. Specific investments to achieve flexibility of biogas plants (additional combined-heat-and-power-plant power and biogas store) lay around 3 Ct/kWh for flexible produced electricity.

Einleitung

Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2012 12,6 % (davon 5,7 % im Sektor Verkehr, 10,4 % im Wärmesektor und 22,9 % im Stromsektor). Dabei wurde der EE-Einsatz im Verkehrssektor mit nahezu 100 % und im Wärmesektor mit gut 90 % durch Biomasse dominiert. Im Gegensatz dazu lag der Anteil an Biomasse im Stromsektor jedoch bei nur 30 %. Wasserkraft nahm 15,6 % ein und Solar- und Windstrom als fluktuierende Energiequellen 20,6 % bzw. 33,8 % (FNR 2013). Nach den Zielen der Bundesregierung soll der Anteil an Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch bis auf 60 % im Jahr 2050 ansteigen, wobei gleichzeitig der Primärenergieverbrauch halbiert werden soll. Im Stromsektor wird ein überdurchschnittlicher Anstieg der Erneuerbaren bis auf 80 % am Endenergieverbrauch angestrebt.¹

Da Biomasse für eine energetische Nutzung bereits heute an Potenzialgrenzen stößt (UBA 2012), wird ein zukünftiger Ausbau der Erneuerbaren Energien vor allem durch Solar- und Windenergie erfolgen. Dies ist insbesondere im Stromsektor, wo diese Technologien bereits eine breite Anwendung haben, zu erwarten (Nitsch et al. 2012). Allerdings stellen steigende Anteile fluktuierender Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie eine Herausforderung dar, über gespeicherte Energieformen Zeiten mit niedriger Stromproduktion aus Wind- und Solarenergie auszugleichen. Hierzu können fossile Energieträger, Wasserkraft, Speicher aber insbesondere auch Biogas und Deponie- und Klärgas (zusammenfassend: biogenes Methan) genutzt werden. In 2012 wurden bereits 83,2 PJ (23,1 TWh) Strom aus biogenem Methan erzeugt, was 3,7 % der Stromerzeugung in Deutschland (2263,3 PJ; 628,7 TWh) entspricht (FNR 2013).

In diesem Zusammenhang werden folgende Ziele mit dem vorliegenden Tagungsbeitrag verfolgt:

- Darstellung der Ausbaupotenziale von biogenem Methan in Deutschland (gesamt) sowie beispielhaft für zwei agrarisch unterschiedlich geprägte Bundesländer (Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen)
- Modellgestützte Berechnung des Einsatzes von Flexibilität im Stromsystem durch Biogasanlagen mit exemplarischer Darstellung für Rheinland-Pfalz.

Stromerzeugung und Potenziale aus Biogas und biogenem Methan

Deutschland

Im Jahr 2010 wurden in Deutschland 825 PJ bzw. an Sekundärenergie² durch Bioenergie gedeckt. Dabei nahm Rohbiogas 220 PJ ein (Nitsch et al. 2012). Nach dem Leitszenario 2011A ist im Jahr 2050 ein Aufkommen von Sekundärenergie aus Biomasse von ca. 1.425 PJ zu erwarten, wovon 300 PJ als Rohbiogas vorliegen (vgl. Abbildung 1).

¹ Energiekonzept der Bundesregierung; URL: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf

² Sekundärenergie bezieht sich auf die Bioenergeträger Holz, Rohbiogas und Biokraftstoffe. Primärenergie fasst den Energiegehalt der Bioenergiesubstrate.

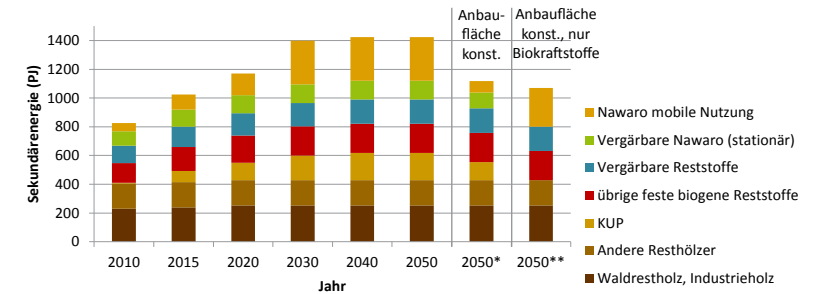


Abbildung 1: Potenziale der Sekundärenergie je Bioenergeträger in Deutschland, 2050* = Anbaufläche (Nawaro mobile Nutzung, vergärbare Nawaro (stationär), KUP) wie in 2010 mit Flächenenerträgen aus 2050; 2050** = Anbaufläche wie in 2010, aber ausschließlich Biokraftstoffe angebaut mit Flächenenerträgen in 2050 (Quelle: Nitsch et al. 2012)

In NITSCH et al. (2012) wird ausgehend von einer Anbaufläche für Bioenergiesubstrate im Jahr 2010 von 2,05 Mio. ha ein nachhaltiger Ausbau der Anbaufläche auf 4,2 Mio. ha bis 2050 erwartet. Mit dem Positionspapier „Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen“ stellt das UBA (2012) aber einen weiteren Ausbau der Anbaufläche für Bioenergie insbesondere aus ökologischen Gründen in Frage und plädiert für ein Einfrieren der Anbaufläche auf den heutigen Stand. Unter der Annahme dieser Flächenrestriktion (0,85 Mio. ha Biogassubstrate, 0,60 Mio. ha Nawaro mobile Nutzung und 0,60 Mio. ha KUP) und Flächenenerträgen aus dem Jahr 2050 ergibt sich ein Bioenergiepotenzial von 1.120 PJ, wobei biogenes Methan 280 PJ ausmacht (Abbildung 1). Unter der Annahme, dass die Anbaufläche aus dem Jahr 2010 in 2050 ausschließlich für Biokraftstoffsubstrate der zweiten Generation genutzt wird, weil im Verkehrssektor Bereiche wie Straßengüter- und Flugverkehr keine adäquaten erneuerbaren Alternativen entwickelt werden, liegt die Menge an biogenem Methan bei 170 PJ (vergärbare Reststoffe). Damit ist in Deutschland mit biogenem Methan in einer Spannweite von 170 bis 300 PJ im Jahr 2050 zu rechnen. Dies entspricht einer Menge an biogenem Methan von 2,1 bis 3,7 GJ pro Bundesbürger (Bevölkerung im Jahr 2010).

Nordrhein-Westfalen

Die Agrarlandschaft in Nordrhein-Westfalen zeichnet sich in weiten Teilen durch eine intensive landwirtschaftliche Nutzung aus, insbesondere in den Regionen mit intensiver Tierhaltung im Nordwesten NRW mit großen Mengen an Wirtschaftsdünger (Hiebel et al. 2013). Im Rahmen der Potenzialstudie „Biomasse-Energie“ (Hiebel et al. in press) wurden Potenziale für biogenes Methan aus Abfall- und Reststoffströmen sowie aus angebauten Biogassubstraten für das Jahr 2030 ermittelt. In der Landwirtschaft wird nach Anbaubiomasse (Ackerland und Grünland), Wirtschaftsdünger und Erntenebenprodukten unterschieden. Für den Anbau von Biogassubstraten wurden vier Szenarien berechnet.

In der Landwirtschaft in NRW ist mit deutlich höheren Potenzialen zu rechnen als in der Abfallwirtschaft (Abbildung 2). In der Abfallwirtschaft liegen Potenziale für biogenes Methan etwa in der Größenordnung der aktuellen Nutzung. In der Landwirtschaft treten sehr deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien durch die Annahmen für Anbaubiomasse

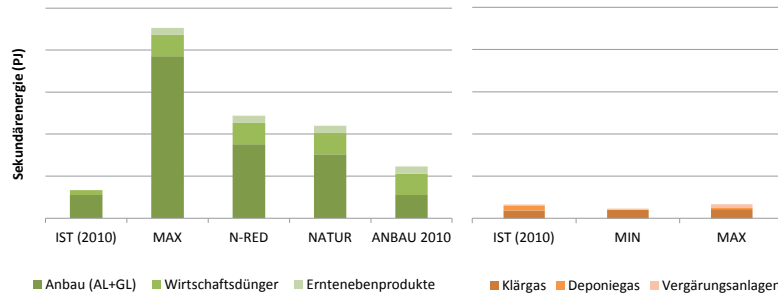


Abbildung 2: Potenziale des biogenen Methans (Sekundärenergie) in NRW. a) Landwirtschaft. b) Abfallwirtschaft, AL = Ackerland, GL = Grünland. Absolute Daten noch nicht freigegeben. Szenario MAX = unter Einhaltung der rechtlichen Rahmenbedingungen wird eine maximal Substitution eines vorherigen Anbaus zugelassen; Szenario N-RED = gleiche Bedingungen wie im Szenario MAX, aber Beschränkungen für die Ausbringung von organischen Düngern; Szenario NATUR = ausgehend vom Szenario N-RED werden Anforderungen für den Naturschutz verschärft; Szenario NUTZUNG 2010 = kein Ausbau der Anbaubiomasse für Bioenergie (Quelle: Hiebel et al. 2013)

auf. Am stärksten wirkt sich die Beschränkung für die Ausbringung von organischem Dünger aus. Hierdurch wird die Anlagenzahl pro Flächeneinheit gedeckelt. Die erhöhten Naturschutzanforderungen verringern die Anbaupotenziale weiter leicht. Die Beibehaltung der aktuellen Nutzungsmuster bedeutet das niedrigste Potenzial.

In den Szenarien MAX, N-RED und NATUR werden bestehende Flächennutzungen verdrängt. Dies führt mit hoher Wahrscheinlichkeit zu negativen indirekten Effekten außerhalb von NRW. Aus diesem Grund sollte ein Bioenergieausbau in NRW sich an dem Szenario ANBAU 2010 orientieren und maximal auf das Niveau des Szenarios NATUR ansteigen. Insgesamt ist für den Land- und Abfallwirtschaftsbereich für die Szenarien NATUR 2010 und ANBAU 2010 mit biogenem Methan in der Größenordnung von 1,7 bis 2,6 GJ an biogenem Methan pro Kopf in NRW zu rechnen.

Rheinland-Pfalz

Im Gegensatz zu Nordrhein-Westfalen ist Rheinland-Pfalz weniger stark durch eine intensive Landwirtschaft geprägt. Beispielsweise zeigt allein der Landkreis Bitburg eine Tierdich-

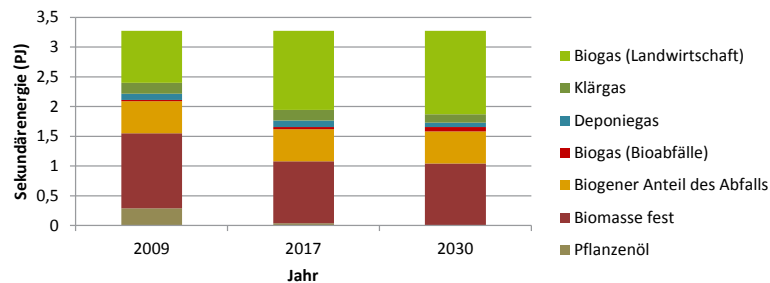


Abbildung 3: Potenziale des biogenen Methans (Sekundärenergie) in RLP (Quelle : ARGE 2013)

te, die in vielen Kreisen in NRW verbreitet ist. Hinzu kommt, dass der Weinbau in RLP eine große Bedeutung hat. Die Potenziale in RLP sind in Abbildung 3 dargestellt. Es wird damit gerechnet, dass bis zum Jahr 2030 keine Steigerung des gesamten Biomassepotenzials, allerdings eine Verschiebung der Anteile der Bioenergieträger auftreten wird. Dies führt dazu, dass der Anteil an biogenem Methan in RLP von 2009 bis 2030 von 1,2 PJ/a auf 1,7 PJ/a ansteigen wird.

Flexibilitätsoptionen durch biogenes Methan

Die Stromproduktion mit Biogasanlagen kann unter Berücksichtigung bestimmter Restriktionen flexibilisiert werden. Flexibilität bedeutet in diesem Zusammenhang die Möglichkeit die Stromerzeugung aus biogenem Methan so anzupassen, dass dadurch zusätzliche Strommengen aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien in das System integriert werden können. Dieser Effekt wird mit dem Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts analysiert. Das Strommarktmodell PowerFlex ist als lineares Optimierungsproblem formuliert und setzt Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen kostenminimal ein, um die Stromnachfrage zu decken und den Bedarf an Systemdienstleistungen (Sockellast) bereitzustellen. Der Optimierungszeitraum beträgt ein Jahr bei einer stündlichen Auflösung. Als Flexibilitätsoptionen und Speicher werden der thermische Kraftwerkspark (inkl. der Flexibilisierung von KWK-Anlagen durch Wärmespeicherung), Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke, Lastmanagement in Industrie, Gewerbe und Haushalten, Power-to-Gas, Power-to-Heat, PV-Batteriespeichersysteme, Elektromobilität sowie der räumliche Ausgleich durch das Stromnetz (Import/Export) betrachtet (Bauknecht et al. 2013).

Die Flexibilität von Biogasanlagen wird derzeit durch die kontinuierliche Biogasproduktion sowie die Dimensionierung der BHKW auf eine möglichst hohe Vollaststundenzahl (ca. 7.500 h/a) begrenzt. Mit Hilfe von Gasspeichern (ca. 6 h – 12 h Speicherkapazität) und zusätzlicher BHKW Kapazität (BHKW-Dimensionierung mit 5.000 h/a) lassen sich Biogasanlagen auch stärker stromorientiert betreiben. Die spezifischen Investitionen für zusätzliche BHKW-Leistung werden mit 1.000 €/kW und für zusätzliche Gasspeicherkapazität mit ca. 43 €/kW/h veranschlagt (2 h Zubau = 86 €; 8 h Zubau = 344 €).

Innerhalb der Merit-Order für Flexibilitätsoptionen stellen Biogasanlagen aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades für Flexibilität (es fallen praktisch keine Speicherverluste an) eine bevorzugt genutzte Option dar (vgl. Tabelle 1). Allerdings ist die Menge an flexibel erzeugbaren Strom durch Biogas in RLP deutlich geringer als durch andere Optionen. Die angenommene installierte elektrische BHKW-Leistung im Jahr 2030 beträgt in Deutschland rund 4.000 MW, davon sind rund 90 MW in Rheinland-Pfalz installiert.

Exemplarisch für den stromorientierten Einsatz von Biogasanlagen werden Szenarienergebnisse aus dem noch laufenden Projekt „Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz“ vorgestellt (ARGE 2013). Biogasanlagen erzeugen bei einer BHKW-Dimensionierung auf 5.000 Vollaststunden und einer Gasspeicherkapazität von 12 h rund 30 % des Stroms flexibel, d. h. sie passen die BHKW-Betriebsweise der Last- und EE-Einspeisesituation an. Dabei bilden sich im Jahresdurchschnitt zwei Einsatzspitzen der BHKW in den frühen Morgen- und Abendstunden heraus. Biogasanlagen ergänzen damit das Einspeiseprofil von PV-Anlagen.

Tabelle 1: Merit Order der Flexibilität- und Speicheroptionen hinsichtlich des Wirkungsgrades für Flexibilität (ARGE 2013)

	Wirkungsgrad	Speicherverluste
Biogas- und Klärgas-BHKW mit Gasspeicherung	100 %	0 %/h
Lastmanagement	100 %	0,5 %/h bei Kälte- oder Wärmespeichern
KWK-Anlagen mit Wärmespeicher	100 %	0,5 %/h
PV-Batteriesysteme	85 %	0,01 %/h
Pumpspeicherkraftwerke	75 % - 80 %	0 %
Power-to-Heat	50 %	0,5 %/h bei Wärmespeichern
Power-to-Gas	25 % - 35 %	0 %

Die Jahresdauerlinie der strommarktorientierten BHKW-Fahrweise im Vergleich zu einer kontinuierlichen Betriebsweise zeigt Abbildung 4. Die flexible Stromerzeugung steigt vom Szenario-Jahr 2017 zum Szenario-Jahr 2030 an, was sowohl an dem zunehmenden EE-Anteil (Anstieg von rund 35 % EE im Szenario-Jahr 2017 auf 100 % EE in der Jahresbilanz im Szenario-Jahr 2030) als auch der höher dimensionierten BHKW-Leistung liegt (Rückgang der Volllaststunden von 6.500 h/a im Szenario-Jahr 2017 auf 5.000 h/a im Szenario-Jahr 2030).

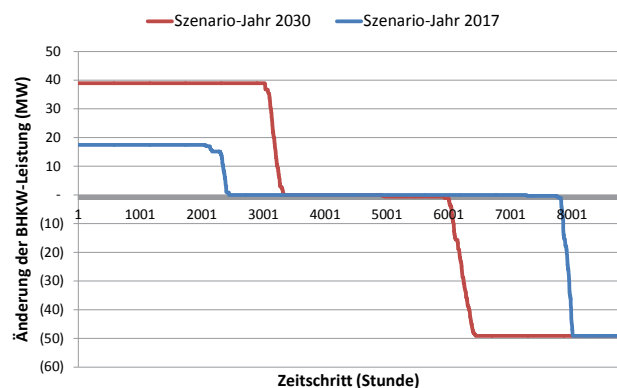


Abbildung 4: Jahresdauerlinie des strommarktorientierten BHKW-Einsatzes im Vergleich zu einer kontinuierlichen Betriebsweise (Quelle: Berechnung durch Öko-Institut e.V. in ARGE 2013)

Fazit

Aktuelle Potenzialstudien zeigen, dass in Deutschland für Abfälle und Reststoffe bereits große Anteile zukünftiger Potenziale erschlossen sind. Im Bereich von Anbaubiomasse liegen noch größere unerschlossene Potenziale vor. Dem weiteren Ausbau der Biogasproduktion aus Anbaubiomasse sind aus Natur- und Umweltschutz Gründen Grenzen gesetzt. Von Teilen der Fachwelt wird er als generell fragwürdig eingestuft (UBA 2012). Auch mögliche Flächennutzungen mit höheren THG-Einsparungen (z. B. Moorschutz) sowie ein Vergleich der THG-Emissionen von Biogas-Strom und dem zukünftigen Strommix mit hohen Anteilen an Wind- und Solarstrom sollten in der Abwägung der Ausweitung von Anbauflächen für Biogassubstrate einfließen.

Die Modellierung von flexiblen Biogasanlagen zeigt, dass eine Orientierung der Anlagen an dem Strompreis dabei helfen kann, mehr fluktuierende Erneuerbare Energien in das System zu integrieren. Die Stromproduktion aus Biogas wird dabei unter anderem während der PV-Einspeisespitze zurückgefahren und kann im Gegenzug in den Vormittags- und Nachmittagsstunden zu Peakzeiten erhöht werden. Eine solche Fahrweise der Biogasanlagen erfordert jedoch Investitionen in Gasspeicher sowie einer höheren BHKW-Leistung. Die spezifischen Investitionen für entsprechend flexibilisierte Biogasanlagen belaufen sich auf rund 3 Ct/kWh flexibel erzeugten Strom.

Literatur

ARGE (ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGYNAUTICS GMBH, BIRD&BIRD UND ÖKO-INSTITUT) (2013): Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. 2. Zwischenbericht. Auftraggeber: Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz.

BAUKNECHT, D.; KOCH, M.; HEINEMANN, C.; RITTER, D. (2013): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Zwischenbericht. Auftraggeber: BMU.

FNR (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe) (2013): Basisdaten Bioenergie Deutschland, FNR, Gülzow.

HIEBEL, M.; DRESEN, B.; MROTZEK, A.; JADEWERTH, M.; HÜNECKE, K.; HENNINGBERG, K. (2013): Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW. Teil 3 – Biomasseenergie (Entwurf). LA-NUV-Fachbericht 40, Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen, Recklinghausen.

NITSCH, J.; PREGGER, T.; NAEGLER, T.; HEIDE, D.; LUCA DE TENA, D. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. BMU Vorhaben FKZ 03MAP146.

UBA (UMWELTBUNDESAMT) (2012): Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. UBA-Positionspapier, UBA, Dessau.

Flexible Vermarktung von Strom aus Biogas mit dem EEG 2012 – Chancen und Grenzen

Martin Henßler, Ludger Eltrop, Marlies Härdtlein

Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft & Rationelle Energieanwendung (IER)
Heßbrühlstraße 49a, 70563 Stuttgart
E-Mail: marlies.haerdtlein@ier.uni-stuttgart.de

Schlagwörter: Biogas, Flexible Stromerzeugung, Gasspeicher, Direktvermarktung, Spotmarkt

Zusammenfassung

Im Vorhaben „Kosten-Nutzen-Analyse der Speicherung und flexiblen Vermarktung von Biogas und Biomethan in Baden-Württemberg im Rahmen des EEG 2012 – BiogasFlex BW“ wurde mittels einer (betriebs-) wirtschaftlichen Analyse von exemplarischen Biogasanlagen die Wirtschaftlichkeit einer flexiblen Erzeugung und Vermarktung von Strom aus Biogasanlagen über den EPEX-Spotmarkt untersucht.

Mit den Ergebnissen des Projektes konnte gezeigt werden, dass unter der Ausgestaltung des EEG 2012 eine Flexibilisierung mit Hilfe zusätzlich installierter BHKW-Leistung erst ab einer installierten Leistung der Bestandsanlage von ca. 500 kW_{el} wirtschaftlich interessant wird. Die durchgeführten Berechnungen, soweit sie eine Erweiterung mit einem zweiten BHKW vorsehen, unterliegen aufgrund des derzeit nicht endgültig geklärten Anlagenbegriffs jedoch noch einer Rechtsunsicherheit.

Im Jahr 2012 hatten die Biogasanlagen in Baden-Württemberg eine durchschnittliche installierte elektrische Leistung von 331 kW_{el}. Ein positives wirtschaftliches Ergebnis bei der Flexibilisierung dieser typischerweise kleineren Anlagen in Baden-Württemberg ist nur unter bestimmten Voraussetzungen, wie z. B. einer Taktung oder durch den Zubau eines bereits vorhandenen und wirtschaftlich abbeschriebenen BHKWs möglich.

Die wirtschaftlichen Perspektiven bei der Direktvermarktung sind für die jeweils vorliegende Konzeption sehr genau und differenziert zu untersuchen.

Summary

The project „Cost-benefit analysis of storage and flexible marketing of biogas and biomethane in Baden-Württemberg in the framework of the Renewable Energy Source Act (EEG) 2012 - BiogasFlex BW“ considered with an economic analysis of biogas plants the flexible production and marketing of electricity from biogas plants across the EPEX spot market.

The results of the project have shown that with the EEG 2012 and the assumptions which are taken the flexibility with an additionally installed CHP is economically interesting for existing biogas plants bigger 500 kW_{el}.

In 2012, the biogas plants in Baden-Württemberg had an average installed electric capacity of 331 kW_{el}. An economic running of these smaller biogas plants in Baden-Württemberg is only possible under certain conditions.

Hintergrund

Durch die Verwendung von Biomasse als Speicherform von Energie kann die Bioenergie auch flexibel eingesetzt werden. Anlagen zur Bioenergienutzung lassen sich im Bedarfsfall ein- und ausschalten, bzw. in Teillast betreiben. Dadurch eignet sich die Bioenergie auch als komplementäre Energieform für die fluktuierend nutzbare Solar- und Windenergie. Im Falle einer hohen Einspeisung von Wind- und Solarstrom können Bioenergieanlagen entsprechend zurückgefahren werden. Geht die Stromspeisung durch Wind- und Solarenergie wieder zurück, werden Bioenergieanlagen wieder zugeschaltet oder sogar mit erhöhter Leistung Strom erzeugt. Für den Fall eines sehr hohen Anteils an Erneuerbaren Energien (50 / 80 / 100 %) an einer Stromversorgung, wird sich die in Abbildung 1 aufgezeigte Problematik, dass die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie durch Speicher oder flexible Kraftwerke ergänzt werden muss, verschärfen. Hierbei kann besonders der Flexibilität von Biogasanlagen eine noch größere Bedeutung zukommen, um zu einem ausgeglichenen Systemzustand zu kommen.

Durch das novellierte EEG 2012 wurden für Biogasanlagen die gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen, welche die direkte Vermarktung von Biogasstrom über den Strommarkt ermöglichen sollen. Gleichzeitig wurden damit auch Anreizsysteme geschaffen, die einen flexiblen Betrieb bzw. die Investition in dafür nötige Anlagen (Speicher, zusätzliche BHKW etc.) ermöglichen sollen. Nach über einem Jahr der Implementierung dieses Instrumentariums stellt sich die Frage, ob mit dem novellierten EEG 2012 die flexible Einspeisung von Biogasstrom erfolgreich vorangetrieben werden konnte bzw. kann.

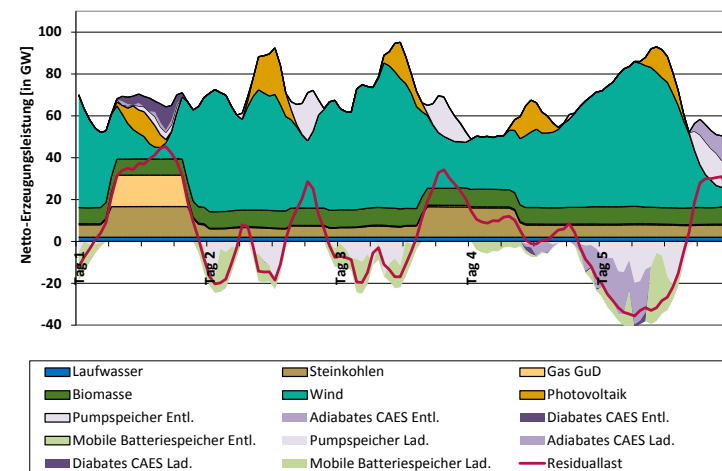


Abbildung 1: Betriebsoptimaler Kraftwerkseinsatz während 6 exemplarischer Tage im Herbst (Szenario „80EE-Basis“), (Hartmann 2013)

Im Projekt BiogasFlex BW wird die Wirtschaftlichkeit von exemplarischen Biogasanlagen unter den Bedingungen einer flexiblen Erzeugung und Vermarktung von Biogasstrom nach EEG 2012 untersucht. Vor dem Hintergrund der Zielsetzung hoher Anteile erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll damit die Frage beantwortet werden, wie die Biogasanlagen in Baden-Württemberg von dem im EEG 2012 niedergelegten System einer Direktvermarktung bzw. dem flexiblen Anlagenbetrieb profitieren können, bzw. was sie für die Systemintegration erneuerbarer Energien leisten können.

Methodik

Für die durchgeführten ökonomischen Berechnungen werden vier Referenzanlagen definiert. Neben einer Anlage mit 100 kW_{el} werden eine mit 250 kW_{el}, 500 kW_{el} und eine mit 750 kW_{el} betrachtet. In Tabelle 1 sind die getroffenen Annahmen für die Referenzanlagen aufgelistet.

Tabelle 1: Definition der Referenzanlagen

	100 kW _{el}	250 kW _{el}	500 kW _{el}	750 kW _{el}
Volllaststunden [h/a]	7.800	7.800	7.900	8.000
Elektrischer Wirkungsgrad [%]	37	39	40	41
Thermischer Wirkungsgrad [%]	50	48	47	46

Es werden für jede Referenzanlage verschiedene Fallbeispiele untersucht. Die Fallbeispiele betrachten jeweils die Erweiterung der Bestandsanlage um ein zweites BHKW mit 50 %, 100 % und 200 % der installierten elektrischen Leistung der Bestandsanlage. Weiterhin werden für jede Erweiterung die Fahrweisen Peak-Load und Takten betrachtet (vgl. Abbildung 2).

Unter Peak-Load wird hier die bevorzugte Einspeisung des Stroms in den Zeiten zwischen 8:00 und 20:00 Uhr verstanden. Bei der Fahrweise Takten wird das BHKW dynamisch an die Börsenpreise angepasst. D. h., es wird der maximal erzielbare Erlös ermittelt, indem zu den Zeiten mit den höchsten Erlösen am Spotmarkt eingespeist wird.

Die BHKWs laufen dabei entweder im Vollastbetrieb bzw. wird eins oder beide abgeschaltet. Werden beide abgeschaltet, muss ein Wärmespeicher errichtet werden, welcher den Fermenter während des Stillstands der BHKWs mit Wärme versorgt. Des Weiteren wurde unterstellt, dass der vorhandene Gasspeicher der Bestandsanlage nicht für den flexiblen Betrieb ausreicht. Für alle betrachteten Fallbeispiele wird somit ein neuer Gasspeicher bilanziert.

Für die Berechnung des Referenzmarktwertes wurden die Monatsmittelwerte der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE für das Jahr 2012 herangezogen. Die Managementprämie betrug im Jahr 2012 0,3 ct₂₀₁₂/kWh. Für die durchgeführten Rechnungen wurde unterstellt, dass 50 % der Managementprämie dem Anlagenbetreiber zugeschrieben werden.

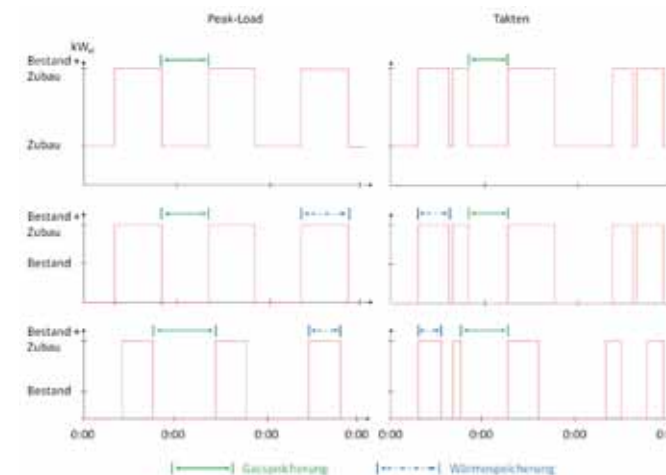


Abbildung 2: Fahrweise Peak-Load (links) und Takten (rechts) am Beispiel der Erweiterung um 50 % (oben), 100 % (Mitte) und 200 % (unten)

Flexibilisierung der 500 kW_{el} Biogasanlage

Tabelle 2 enthält die getroffenen Annahmen für die Erweiterung der 500 kW_{el} Biogasanlage um 50 %, 100 % bzw. 200 %. Für den flexiblen Betrieb der Anlage wird in allen Beispielen ein zusätzlicher Biogasspeicher benötigt. Das Volumen des Biogasspeichers beläuft sich dabei zwischen 1.422 m³ (Peak-Load 50 %) und 4.087 m³ (Takten 200 %). Neben dem Biogasspeicher wird in den Beispielen Peak-Load 100 % (35 m³) bzw. 200 % (47 m³) sowie Takten 100 % (44 m³) bzw. 200 % (50 m³) noch ein Wärmespeicher für die Fermenterheizung während des Stillstands der BHKWs benötigt.

Die Betriebs- und Investitionskosten liegen im Bereich von 1,12 €ct₂₀₁₂/kWh (Peak-Load 50 %) bis 2,64 €ct₂₀₁₂/kWh (Takten 200 %). Die Flexibilitätsprämie beträgt 0,84 €ct₂₀₁₂/kWh in den Beispielen Peak-Load 50 % und Takten 50 %, 1,65 €ct₂₀₁₂/kWh in den Beispielen Peak-Load 100 % und Takten 100 % sowie 2,47 €ct₂₀₁₂/kWh in den Beispielen Peak-Load 200 % und Takten 200 %.

Somit können die Betriebs- und Investitionskosten in den betrachteten Beispielen nicht durch die Flexibilitätsprämie gedeckt werden. Die Mehrkosten belaufen sich zwischen 0,12 €ct₂₀₁₂/kWh (Peak-Load 200 %) und 0,39 €ct₂₀₁₂/kWh (Takten 100 %). Für einen wirtschaftlichen Betrieb muss nun diese Differenz über die Managementprämie und zusätzliche Erlöse am Spotmarkt ausgeglichen werden.

In Abbildung 3 sind die monatlichen Aufwendungen und Erlöse bei einer Direktvermarktung für das Jahr 2012 am Beispiel der Fahrweise Peak-Load und einer Erweiterung um 50 % aufgetragen. Die EEG Einspeisevergütung der Bestandsanlage berechnet sich zu 18,97 €ct₂₀₁₂/kWh. Im Beispiel Peak-Load 50 % wird monatlich ein Gewinn zwischen 0,13 €ct₂₀₁₂/kWh (April) und 0,65 €ct₂₀₁₂/kWh (Dezember) gegenüber den Monatsmittel-

werten der Stundenkontrakte am Spotmarkt erwirtschaftet. Somit kann bis auf Ausnahme im April in jedem Monat ein Gewinn gegenüber der EEG Einspeisevergütung erzielt werden. Über das ganze Jahr betrachtet, fällt im Beispiel Peak-Load 50 % ein Mehrerlös gegenüber einer EEG Einspeisung (749.202 €) von 6.389 € (0,9 %) an.

Tabelle 2: Auslegung der Erweiterung der 500 kW_{el} Biogasanlage

	Peak-Load 50 %	Peak-Load 100 %	Peak-Load 200 %	Takten 50 %	Takten 100 %	Takten 200 %
Elektrische Leistung Zusatz BHKW [kW _{el}]	250	500	1.000	250	500	1.000
Elektrische Leistung Gesamtanlage [kW _{el}]	750	500	1.500	750	500	1.500
Volllaststunden der Gesamtanlage [h/a]	5.267	3.950	2.633	5.267	3.950	2.633
P _{Bem} (Bemessungsleistung Gesamtanlage) [kW _{el}]	450	450	450	450	450	450
Neubau Biogasspeicher [m ³]	1.442	2.885	3.846	1.803	3.606	4.087
Neubau Wärmespeicher [m ³]	0	35	47	0	44	50
Flexibilitätsprämie [€ct ₂₀₁₂ /kWh]	0,84	1,65	2,47	0,84	1,65	2,47
Betriebskosten [€ct ₂₀₁₂ /kWh]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Investitionskosten [€ct ₂₀₁₂ /kWh]	1,04	1,81	2,51	1,09	1,96	2,55
Mehrkosten [€ct ₂₀₁₂ /kWh]	0,28	0,25	0,12	0,33	0,39	0,17

Wird nun die Fahrweise der BHKWs dynamisch an die Börsenpreise angepasst, so können im Beispiel Takten 200 % (siehe Abbildung 4) höhere Gewinne an der Börse als im Beispiel Peak-Load 50 % (vgl. Abbildung 3) erzielt werden. Trotz der höheren Investitionskosten für die Erweiterung der Anlage (vgl. Tabelle 2) im Beispiel Takten 200 % gegenüber dem Beispiel Peak-Load 50 %, kann ein jährlicher Mehrerlös von 39.350 €₂₀₁₂ erwirtschaftet werden. Dies entspricht einem Mehrerlös gegenüber der EEG Einspeisevergütung von 45.739 €₂₀₁₂ (6,1 %). Eventuell entstehende Mehrkosten bei der Wartung durch das häufige An- und Abschalten der BHKWs (Flilzeck & Ritter 2012) wurden nicht berücksichtigt.

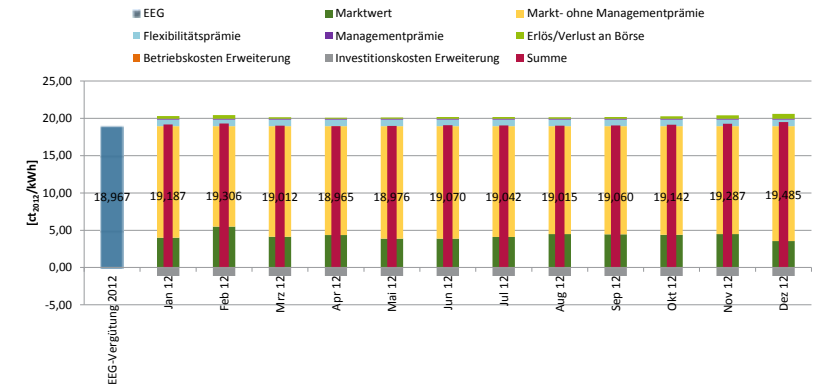


Abbildung 3: Monatliche Aufwendungen und Erlöse der 500 kW_{el}-Biogasanlage mit einer Erweiterung von 250 kW_{el}, Fahrplan „Peak-Load“

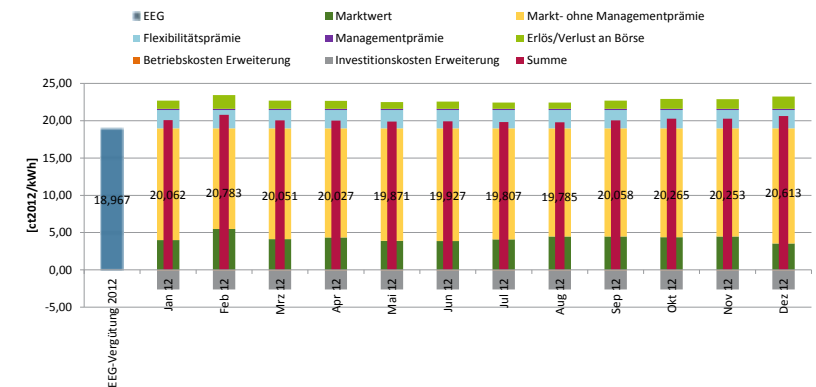


Abbildung 4: Monatliche Aufwendungen und Erlöse der 500 kW_{el}-Biogasanlage mit einer Erweiterung von 1.000 kW_{el}, Fahrplan „Takten“

In Abbildung 5 sind die Erlöse aus der Flexibilitätsprämie gegenüber den Kosten für die Erweiterung der Anlage je zusätzlich installiertes kW_{el} aufgetragen. Die Erlöse aus der Flexibilitätsprämie je kW_{el} nehmen ab einer zusätzlich installierten Leistung von 490 kW_{el} ab. Dies liegt an der im EEG 2012 festgelegten Restriktion. Ab dieser zusätzlich installierten Leistung beträgt die Zusatzleistung, welche in die Berechnung der Flexibilitätsprämie einfließt, nur noch 50 % der gesamt installierten Leistung. Die Flexibilitätsprämie wird bis zu einer maximal zusätzlich installierten Leistung von 1.748 kW_{el} ausbezahlt. Ab 1.749 kW_{el} ist die Bemessungsleistung der Anlage kleiner als 20 % der installierten Leistung, somit

tritt die zweite Restriktion des EEG 2012 ein, welche die Zusatzleistung auf Null setzt. Die spezifischen Kosten ($\text{€}_{2012}/\text{kW}_{\text{el}}$) für die Erweiterung nehmen mit zunehmender installierter elektrischer Leistung ab. Ab einer zusätzlich installierten Leistung von ca. 1.200 kW_{el} können die Erlöse aus der Flexibilitätsprämie die Kosten der Erweiterung decken.

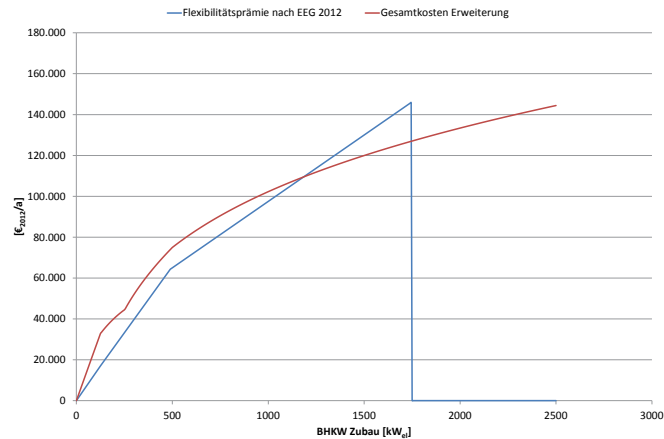


Abbildung 5: Erlöse aus der Flexibilitätsprämie gegenüber den Kosten der Erweiterung je zusätzlich installiertes kW_{el} für eine Bestandsanlage mit 500 kW_{el} aus dem Jahr 2012

Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse aller Biogasanlage

Es konnte gezeigt werden, dass für kleine Anlagen mit 100 kW_{el} bzw. 250 kW_{el} der Umstieg in die Direktvermarktung über den Spotmarkt nur bedingt zu wirtschaftlichen Bedingungen möglich ist (vgl. Tabelle 3). Bei der 100 kW_{el} Referenzbiogasanlage ist nur bei sehr geringen Zusatz-Investitionskosten, z. B. bei Vorhandensein eines gebrauchten BHKWs (also ohne zusätzliche Investitionskosten) ein flexibler Betrieb unter wirtschaftlichen Bedingungen möglich.

Bei einer Anlage mit 250 kW_{el} kann durch die Erweiterung um 250 kW_{el} bzw. 500 kW_{el} ein wirtschaftlicher Betrieb realisiert werden, sofern die BHKWs in einem getakteten Modus betrieben werden. In diesem Fall wird zu den Stunden mit den höchsten Erlösen am Spotmarkt mit Vollast eingespeist. Hier können unter den getroffenen Annahmen Gewinne gegenüber der ursprünglichen EEG-Einspeisevergütung von bis zu 5.677 €_{2012} bzw. 1,5 % (Takten, Erweiterung um 200 %) pro Jahr erzielt werden.

Tabelle 3: Mehrerlöse und Verluste gegenüber EEG Vergütung der 100 kW_{el} und 250 kW_{el} Bestandsanlage durch Flexibilisierung

Bestandsanlage		100 kW_{el}			250 kW_{el}		
Volllaststunden [h/a]		7.800			7.800		
EEG Vergütung [€_{2012}]		158.340			383.202		
Erweiterung [%]		50	100	200	50	100	200
Mehrerlös / Verlust gegenüber EEG Vergütung							
Peak-Load	[€]	-9.648	-10.733	-16.588	-5.238	-1.421	-9.861
	[%]	-6,1	-6,8	-10,5	-1,4	-0,4	-2,6
Takten	[€]	-8.881	-9.616	-10.400	-3.270	1.570	5.677
	[%]	-5,6	-6,1	-6,6	-0,9	0,4	1,5

Ab einer installierten Leistung von 500 kW_{el} kann die flexible Vermarktung des Biogases je nach Konzept einen Mehrgewinn zur EEG-Vergütung erzielen von 0,9 % (Peak-Load, Erweiterung um 50 %) bis 6,1 % (Takten, Erweiterung um 200 %) erzielen (vgl. Tabelle 4). Bei der 750 kW_{el} Anlage erhöht sich die Gewinnspanne auf 1,7 % (Peak-Load, Erweiterung um 50 %) bis 8,6 % (Takten, Erweiterung um 200 %).

Tabelle 4: Mehrerlöse und Verluste gegenüber EEG Vergütung der 500 kW_{el} und 750 kW_{el} Bestandsanlage durch Flexibilisierung

Bestandsanlage		500 kW_{el}			750 kW_{el}		
Volllaststunden [h/a]		7.900			8.000		
EEG Vergütung [€_{2012}]		749.202			1.087.368		
Erweiterung [%]		50	100	200	50	100	200
Mehrerlös gegenüber EEG Vergütung							
Peak-Load	[€]	6.389	19.362	14.180	18.703	45.675	45.246
	[%]	0,9	2,6	1,9	1,7	4,2	4,2
Takten	[€]	10.450	25.678	45.739	24.977	55.638	93.307
	[%]	1,4	3,4	6,1	2,3	5,1	8,6

Fazit und Ausblick

Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass die Anlagengröße vor Erweiterung, das Vorhandensein ungenutzter BHKW-Kapazitäten sowie die angestrebte Anlagenfahrweise (z. B. Peak-Load oder Taktung) einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der erzielbaren Mehreinnahmen gegenüber der EEG-Vergütung haben. In kleinen Anlagen, wie sie in Baden-Württemberg sehr häufig betrieben werden, lässt sich ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb nur unter bestimmten Voraussetzungen umsetzen.

Die Umsetzung der Direktvermarktung und die wirtschaftlichen Perspektiven sind für die jeweils vorliegende Konzeption sehr genau und differenziert zu untersuchen.

Laufende Untersuchungen betrachten die systemanalytische Bewertung der Bioenergie im Energiesystem Baden-Württemberg mit hohen Anteilen fluktuierender Energieerzeugung. Es soll dabei der Nutzen des flexiblen Einsatzes von Bioenergieanlagen anhand von Szenarien der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems in Baden-Württemberg, eingebettet ins Energiesystem Deutschland, dargestellt werden.

Projektförderung

Das Projekt „Kosten-Nutzen-Analyse der Speicherung und flexiblen Vermarktung von Biogas und Biomethan in Baden-Württemberg im Rahmen des EEG 2012 - BiogasFlex BW“ wurde gefördert durch das Land Baden-Württemberg und das Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz (MLR) mit Mitteln der Baden-Württemberg Stiftung.

Literatur

ELTROP, L.; KRUCK, C.; HARTMANN, N.; BARTH, R.; APFELBECK, J. (2010): Speicherkraftwerke und Elektroautos – Zukunftstechnologien zur Integration fluktuierender Windstromerzeugung. In: *Themenheft Forschung Erneuerbare Energien*, Universität Stuttgart, 2010, S. 85-93.

FILZECK, D.; RITTER, P. (2012): CUBE Engineering. Nachgerechnet – Flexibilisierung. In: *joule* 6. 2012, S. 57-58.

HARTMANN, N. (2013): Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland. Speichersimulation und Betriebsoptimierung. Dissertation Universität Stuttgart. Shaker Verlag – ISBN 978-3-8440-2215-5

Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung - ein Branchenleitfaden zu Markt, Einsatzmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeit

Matthias Edel

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128a, 10115 Berlin
E-Mail: edel@dena.de

Schlagwörter: Biomethan, BHKW, Flexibilitätsprämie, Marktprämie, Wärmespeicher, EEG 2012

Zusammenfassung

Mit der Einführung des EEGs 2012 wurde die Möglichkeit ausgeweitet, Strom aus Biomethan-BHKWs bedarfsgerecht und flexibel zu erzeugen und direkt am Strommarkt zu veräußern (Direktvermarktung). Die Marktprämie setzt Anreize, Strom in Zeiten zu verlagern, in denen hohe Strompreise erzielt werden, und bei niedrigen Strompreisen die Stromerzeugung auszusetzen. Um eine entsprechend strom- und wärmebedarfsorientierte Stromerzeugung zu realisieren, müssen im Vergleich zu einer klassischen BHKW-Auslegung zusätzliche Wärmespeicher und BHKW-Kapazitäten installiert werden. Die zusätzlichen Anschaffungsausgaben sowie die höheren Betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten können bei geschickter Umsetzung durch die erzielbaren Mehrerlöse im Rahmen der Direktvermarktung sowie der Markt- und Flexibilitätsprämie mehr als kompensiert werden. Die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlichen Wärmepreise können dadurch gesenkt und neue Wärmesenken mittels Biomethan-BHKW erschlossen werden, deren Lastprofile für einen KWK-Betrieb bisher nicht geeignet war.

Summary

Since the amendment of the Renewable Energy Sources Act (EEG) in 2012 a plant operator may choose to sell his electricity directly, e.g. to the stock market, and claim the so-called market-premium. The market premium incentivises the operator of a combined heat and power (CHP) plant that is eligible for EEG remuneration to shift the power production from times with low power prices to times with high power prices. Such a power demand-orientated chp operation requires additional heat storage and power production capacities and results in higher capital and operation costs. In combination with the market premium, a flexibility premium for additional installed capacity can be claimed by the plant operator. Thus, biomethane CHP plants can be operated power demand-orientated, increasing the field of application and improving the economics of biomethane CHP in comparison to alternative heat supply solutions.

Hintergrund

Seitdem die erste Biomethaneinspeiseanlage im Jahr 2006 ans Netz ging, gab es einen relativ niedrigen aber kontinuierlichen Anlagenzubaue. Zwar ermöglichen die Rahmenbedingungen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) attraktive Geschäftsmodelle mit Bio-methan, diese sind jedoch nur zum Teil im Markt bekannt und etabliert. Seit dem 01. Januar 2012 setzt das EEG zusätzliche Anreize für eine bedarfsgerechte und flexible Stromerzeugung mit Biomethan-BHKWs. Dazu zählen die Marktprämie nach § 33g und die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012. Um diese Direktvermarktungsmechanismen erfolgreich anzuwenden, ist eine Neuausrichtung und Abstimmung von Betriebs-, Anlagen- und Vermarktungskonzepten von Biomethan-BHKWs erforderlich. Hinzu kommt, dass damit ggf. auch bei bestehenden Anlagen größere Investitionsentscheidungen verbunden sind. Neben der Sammlung und Aufbereitung zahlreicher Daten und Erfahrungswerte zu Biomethan ist es Ziel des Vorhabens, die ökonomischen Optimierungsmöglichkeiten von Biomethan-BHKWs zur Versorgung verschiedener Wärmesenken zu analysieren, die im Rahmen Direktvermarktungsmechanismen des EEGs seit 2012 genutzt werden können. Die adressatengerechte Aufbereitung und Kommunikation der Ergebnisse im Rahmen des Vorhabens soll die Marktentwicklung von Biomethan und insbesondere die bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biomethan-BHKWs unterstützen.

Methode

Um eine bedarfsgerechte Stromerzeugung zur Inanspruchnahme der Markt- und Flexibilitätsprämie mit den Anforderungen einer beispielhaften Wärmesenke in Einklang zu bringen, werden zunächst klassische BHKW-Betriebsweisen sowie Betriebsweisen für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung analysiert. Anhand der Betriebsweise wird dann geprüft, welche Anforderungen sich daraus an die Auslegung der BHKW- und Wärmespeicherleistung ergeben. Eine wirtschaftliche Analyse der dafür erforderlichen Investitions- und Betriebskosten sowie der im Rahmen der Direktvermarktung erzielbaren Erlöse gibt einen Überblick über die ökonomische Parameter und Kenngrößen, die eine Investitionsentscheidung beeinflussen. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird anhand der Annuitätenmethode mit der Fragestellung durchgeführt, welche Wärmepreise anhand der Biomethan-BHKW-Konzepte in der Direktvermarktung angeboten werden können.

Anwendungsbereiche und Marktanalyse

Die wirtschaftliche Verstromung von Biomethan nach dem EEG erfolgt in der Regel in markterprobten BHKWs unter Nutzung der entstehenden Wärme. Bedingt durch die baulichen Gegebenheiten der überwiegend eingesetzten, handelsüblichen Gasmotoren ist diese Wärme nur im sogenannten Niedertemperaturniveau unterhalb von 90 °C verfügbar. In besonderen Fällen ist eine Auskopplung der Abgaswärme auf höherem Niveau bis ca. 120 °C sinnvoll. Die ausgesuchten Anwendungsfälle beschränken sich folglich insbesondere auf Wärmesenken, die sich aus der Gebäudebeheizung, der Warmwasserbereitung oder einem speziellen Prozesswärmebedarf ergeben.

Beachtet man derzeit bestehende erdgasbetriebene Marktalternativen auf dem Gebiet der Kraft-Wärme-Kopplung nach dem KWKG, sind die Anwendungsfälle für Biomethan-BHKWs beschränkt. Aufgrund des im Erdgasbetrieb bestehenden Eigenstromprivilegs, d. h. die Befreiung des Eigenstrombedarfs von der EEG-Umlage, sind für den Biomethanbetrieb hauptsächlich Wärmesenken mit einem geringen Stromeigenbedarf interessant. Durch die besonderen Fördermechanismen nach dem EEG 2012 zu bedarfsorientierten Stromerzeugung unter Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämien lässt sich erstmalig auch für jahreszeitlich schwankende Wärmebedarfsprofile mit vergleichsweise geringen Vollbenutzungsstundenzahlen ein wirtschaftlicher BHKW-Betrieb beim Einsatz von Biomethan darstellen.

In den Fokus geraten damit nunmehr auch Wärmesenken, die keine durchgehende Wärmegrundlast aufweisen. Hierzu zählen in erster Linie Wärmenetze, z. B. im Wohnungsbau, in Gewerbeparks oder in Industriebetrieben, die bisher in der Regel keinen wirtschaftlichen KWK-Betrieb erlaubten. Aufgrund der vergleichsweise hohen Allgemerkosten für den Biomethan-Herkunftsnachweis, die erforderlichen Gutachten zur Wärmenutzung, die separat erforderlichen Netz- und Messentgelte für die Ausspeisung der Biomethanmengen aus dem Gasverteilnetz sowie die erreichbaren elektrischen Wirkungsgrade eignen sich Biomethan-BHKWs insbesondere ab einer Leistungsklasse von ca. 140 kW_{el}.

Ein weiterer Anwendungsfall für den Betrieb von BHKWs mit Biomethan nach dem EEG stellen bisher erdgasbetriebene Bestandsanlagen nach dem KWKG dar, die nach Ablauf der Förderungszeiträume nicht weiter wirtschaftlich betrieben werden können. Ein wirtschaftlich interessanter Folgebetrieb mit Biomethan ist abhängig von der Erstinbetriebnahme der KWK-Anlage, der verfügbaren Biomethanqualität, der Benutzungsstruktur sowie der zu erwartenden Eigenstromquote.

Eine Analyse der bestehenden Biomethan-BHKWs anhand von Daten aus dem dena-biogasregister bestätigt, dass eine nennenswerte Anzahl noch vor Inbetriebnahme der ersten Biogaseinspeiseanlage in 2006 mit anderen Energieträgern (i. d. R. Erdgas oder Pflanzenöl) betrieben wurde (Abbildung 1). Es zeigt sich auch, die meisten BHKWs größer als 150 kW_{el} installierter Leistung sind. Eine Ausnahme bilden die Zuhausekraftwerke der Firma Lichtblick, die im Leistungsbereich < 20 kW_{el} in großer Anzahl betrieben werden.

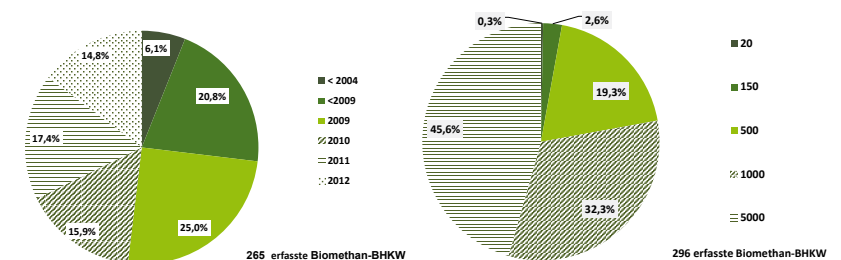


Abbildung 1: Auswertung dena-Biogasregister zur Verteilung von Biomethan-BHKWs differenziert nach Inbetriebnahmejahr (links) und Leistungsklassen (rechts) (Quellen: dena 2013, EEG/KWK-G 2013)

Im ersten Jahr nach Inkrafttreten des EEG 2012 zum 1. Januar 2012 haben sich die Anreize zur Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Stromerzeugung noch nicht nennenswert auf den Zubau von Biomethan-BHKWs ausgewirkt. Im Vergleich zu 2011 ist die Anzahl der neu in Betrieb genommenen Biomethan-BHKWs in 2012 demnach sogar leicht zurückgegangen. Dass dieser Rückgang nicht mit den in 2012 neu etablierten Direktvermarktungsmechanismen zusammenhängt, wird im nächsten Kapitel erläutert.

Direktvermarktungsmechanismen

Marktprämie

Die Direktvermarktung von Strom aus Biomasse wird durch die Marktprämie angereizt. Der BHKW-Betreiber hat dadurch die Wahl, ob er eine feste EEG-Vergütung für die Stromerzeugung in Anspruch nimmt oder ob er den Strom an Dritte veräußert. Wesentlicher Bestandteil des Marktprämienmodells ist die gleitende Prämie (MP), welche die Differenz zwischen der „festen“ EEG-Vergütung und dem üblicherweise darunter liegenden Marktwert des direkt vermarkteten Stroms ausgleichen soll. Dabei besteht die Chance, höhere Marktpreise als die durchschnittlichen monatlichen Börsenstrompreise (in Abbildung 2 als Marktwert MW bezeichnet) zu erzielen, welche zur Berechnung der gleitenden Marktprämie herangezogen werden. Die zusätzlichen Kosten für die Abwicklung der Direktvermarktung wie z. B. Börsenzulassung, Transaktionskosten, etc. sollen durch eine pauschal festgelegte Managementprämie (PM) abgedeckt werden.

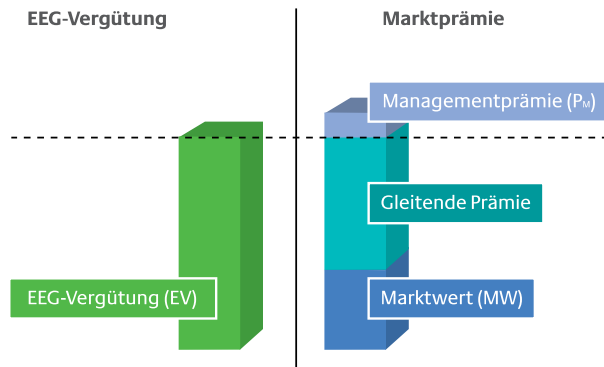


Abbildung 2: Höhe der Marktprämie

Flexibilitätsprämie

Nach § 33i Abs. 1 EEG 2012 können Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber ergänzend zur Marktprämie eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen. Durch die Flexibilitätsprämie soll für Bestands- und Neuanlagen ein Anreiz für die Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten und eine bedarfsorientierte Stromerzeugung gesetzt werden. Maßgeblich für

die Höhe der Flexibilitätsprämie ist dabei das Verhältnis zwischen Bemessungsleistung und installierter Leistung der Anlage, das größer als 0,2 sein muss. Je höher die jährlichen Vollbenutzungsstunden sind, desto geringer wird die Flexibilitätsprämie. Die Flexibilitätsprämie dient dabei dazu, die Zusatzinvestitionen abzudecken, die für diese Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten aufgewendet werden müssen. Welche Investitionen für eine Anlageflexibilisierung erforderlich sind, hängt insbesondere auch mit der BHKW-Betriebsweise zusammen, auf die im nächsten Kapitel eingegangen wird.

BHKW-Betriebsweise im Rahmen der Direktvermarktung

Klassische Betriebsweise und BHKW-Auslegung

Üblicherweise wird die Leistung einer wärmegeführten BHKW-Anlage so ausgelegt, dass diese unter Nennlast in den Wintermonaten nur einen Teil der maximal benötigten Wärmeleistung (ca. 20 bis 25 Prozent) deckt (siehe Abbildung 3). Für die beispielhaft dargestellte Wärmesenke mit einer maximalen Wärmelast von 1.550 kW_{th} würde ein Biomethan-BHKW mit 250 kW_{th} zur Deckung der Grundlast installiert und rund 5.500 Volllaststunden im Jahr betrieben. Die restliche benötigte Wärmeleistung wird von einem Spitzenlastkessel bereitgestellt. Wenn in den Sommermonaten die Wärmelast auf bis zu 35 kWh_{th} sinkt, übernimmt ebenfalls der Spitzenlastkessel die Versorgung und das Biomethan-BHKW steht still. Mit dieser klassischen Auslegung wird normalerweise eine Deckung von ca. 70 bis 75 % des Jahreswärmebedarfs erreicht.

Für eine rein wärmegeführte Betriebsweise des Biomethan-BHKWs hat sich die „feste“ EEG-Vergütung bewährt, da diese eine tages- und jahreszeitunabhängige Stromvergütung garantiert. Der aktuelle Börsenstrompreis spielt insofern keine Rolle, und das Risiko der Direktvermarktung, Strom in Niedrigpreiszeiten zu erzeugen, wird dadurch vermieden.

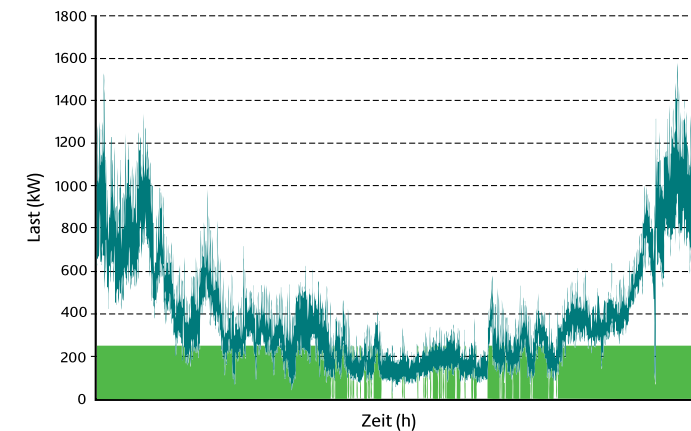


Abbildung 3: Beispielhafter Wärmelastgang und klassische Auslegung eines Biomethan-BHKW

Betriebsweisen in der Direktvermarktung und BHKW-Auslegung

Für eine erfolgreiche Teilnahme von Biomethan-BHKWs an der Direktvermarktung ist entscheidend, dass die Stromerzeugung in Zeiten mit hohen Börsenstrompreisen verlagert und bei niedrigen bzw. negativen Strompreisen reduziert wird. Um einen wirtschaftlich unattraktiven Teillastbetrieb zu vermeiden, kann durch die Integration eines Wärmespeichers die Stromerzeugung in Intervallen unter Volllast erfolgen. Gleichzeitig wird die erzeugte Wärmemenge gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt aus dem Speicher entnommen und genutzt. So kann während der Standzeiten des BHKWs die Wärmesenke durch den beladenen Wärmespeicher, der im betrachteten Beispiel ein Volumen von 146 m³ hat, bedient werden. Die Wärmespeicherdimensionierung ist dabei so ausgelegt, dass die Wärmeproduktion innerhalb eines 24-Stunden-Intervalls nicht den Wärmebedarf übersteigt. Die Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmenutzung erlaubt zudem die Installation eines größer dimensionierten BHKWs (513 kW_{th}). Das Biomethan-BHKW wird demnach in

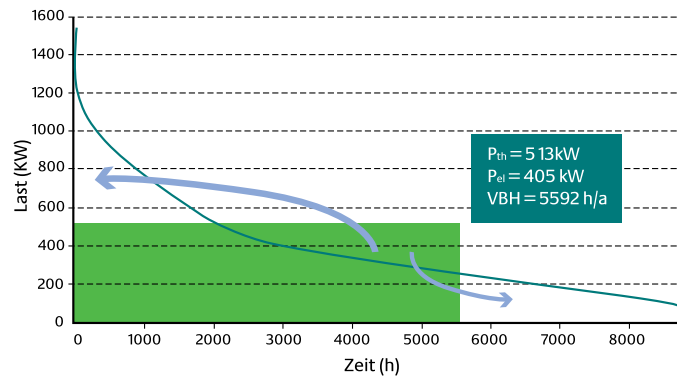


Abbildung 4: BHKW-Auslegung bei wärmegeführter Betriebsweise in der Direktvermarktung

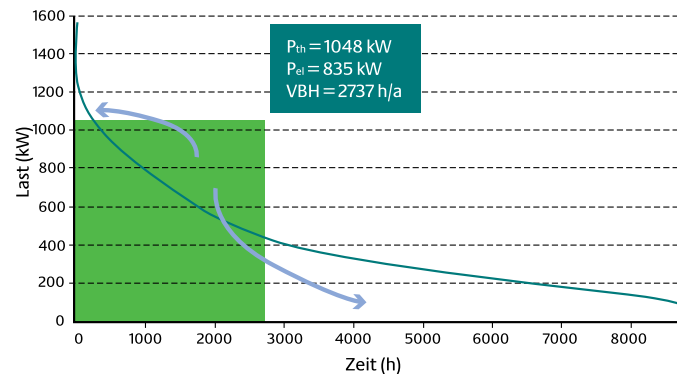


Abbildung 5: BHKW-Auslegung bei einer flexiblen strom- und wärmegeführten Betriebsweise

Übergangszeiten – wenn der Wärmebedarf zu bestimmten Zeiten des Tages geringer ist als die durch das BHKW bereitgestellte Leistung – häufiger als im klassischen Fall betrieben und der Wärmedeckungsgrad des BHKWs gesteigert (Abbildung 4). Die erzeugte Strommenge verändert sich im Vergleich zur klassischen Betriebsweise unwesentlich. Entscheidender Unterschied ist, dass die Vollbenutzungsstunden des BHKWs deutlich niedriger sind.

Für die vollflexible und (strom-)bedarfsorientierte Betriebsweise wird das BHKW für die ausgewählte Wärmesenke deutlich größer dimensioniert (Abbildung 5). Im Unterschied zur klassischen Auslegung wird das BHKW auch an Wintertagen ausschließlich zu Zeiten mit hohen Börsenstrompreisen betrieben. Die Direktvermarktung anhand des Marktprämienmodells kann dadurch sinnvoll um die Flexibilitätsprämie ergänzt werden. Die Wärmeleistung des BHKWs beträgt bei dieser Betriebsweise 1.048 kW_{th}, wodurch sich die Vollbenutzungszeit auf 2.737 Stunden verringert. Der dafür erforderliche Wärmespeicher hat ein Volumen von 249 m³.

Wirtschaftlichkeit

Für die Realisierung der dargestellten Betriebskonzepte müssen unterschiedliche Investitionen getätigt werden. Auch die Kosten für den Betrieb der BHKWs sowie die Vermarktung des Stromes fallen bei den dargestellten Konzepten unterschiedlich aus. Welche Wärmepreise anhand dieser Betriebskonzepte angeboten werden können, hängt schließlich von den Erlösen aus der „festen“ EEG-Vergütung respektive der Direktvermarktung ab. Die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vernachlässigt daher zunächst die möglichen Wärmeerlöse und liefert stattdessen die Datenbasis für die erforderlichen Mindestwärmepreise.

Bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse wird eine Gesamtkapitalrendite von 7,5 Prozent unterstellt und die Annuitätenmethode mit einem Betrachtungszeitraum von 10 Jahren zugrunde gelegt.

Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Anschaffungs- und Instandsetzungskosten der BHKWs und der Wärmespeicher. Mit rund 115.000 € pro Jahr sind kapitalgebundenen Kosten für das vollflexible Betriebskonzept fast dreimal höher als bei einer klassischen BHKW-Auslegung.

Verbrauchsgebundene Kosten

Unter verbrauchsgebundenen Kosten fallen zum einen die Brennstoffkosten (Biomethan), zum anderen die Strombezugskosten für den Anlagenbetrieb an. Die spezifischen Biomethankosten unterscheiden sich bei den betrachteten Konzepten nicht. Bei der bedarfsorientierten Betriebsweise wird lediglich ein höheres Netzentgelt berücksichtigt, da die Gasentnahmeleistung größer ist als bei einer klassischen Betriebsweise. Auch die höhere Wärmebedarfsdeckung und der daraus resultierende Biomethanbedarf erhöhen bei den Konzepten mit Direktvermarktung die verbrauchsgebundenen Kosten.

Bei einer bedarfsorientierten Stromerzeugung ist mit einem höheren absoluten Eigenstrombedarf zu rechnen, der vor allem auf einen höheren absoluten Standby-Verbrauch sowie die Anbringung einer zusätzlichen elektrischen Warmhaltung des BHKWs zurückgeht.

Die verbrauchsgebundenen Ausgaben summieren sich beim vollflexiblen Konzept auf rund 523.000 €/a und liegen damit etwa doppelt so hoch wie bei einem rein wärmegeführten Anlagenkonzept (Tabelle 1).

Tabelle 1: Übersicht Kosten und Erlöse beispielhafter Betriebskonzepte

Betriebskonzept (BHKW-Leistung)	klassisch [250 kW _{th}]	Wärmegeführt mit Direktvermarktung [514 kW _{th}]	Strom- und wärmege- führt flexibel [1.048 kW _{th}]
Kosten (Annuität) [€/a]			
Kapitalgebundene Kosten	39.492	79.262	114.373
Verbrauchsgebundene Kosten	237.261	514.984	523.342
Vertriebsgebundene Kosten	19.429	40.987	44.201
Sonstige Kosten	4.107	8.243	11.894
Kosten gesamt [€/a]	300.362	638.177	686.164
Stromerlöse [€/a]			
Festvergütung	229.682		
Direktvermarktung inkl. Managementprämie		503243	517258
Flexibilitätsprämie			54.275
Stromerlös gesamt [€/a]	229.682	503.243	571.533

Betriebsgebundene Kosten

Die betriebsgebundenen Kosten unterscheiden sich vor allem hinsichtlich der Energiekosten für den Betrieb der Wärmespeicher. Aber auch der Aufwand für Wartungs- und Instandhaltung ist bei den größer dimensionierten BHKW und einer flexiblen Betriebsweise höher. Zu berücksichtigen sind zudem Personalkosten, die bei der Direktvermarktung aufgrund der Überwachung und Kommunikation mit dem Stromhändler zunehmen. Hinzu kommen sonstige Kosten, die sich aus Versicherungsprämien sowie Verwaltungs- und Schulungskosten zusammensetzen.

EEG-Vergütung

Für das rein wärmegeführte Betriebskonzept wird eine feste EEG-Vergütung in Anspruch genommen, die sich an der für EEG 2012 üblichen Biomethanqualität (100 % Einsatzstoffvergütungskategorie I und 3 Ct/kWh_{el} Gasaufbereitungsbonus) orientiert. Die jährlich erzielbare Festvergütung beträgt für dieses BHKW-Konzept knapp 230.000 €.

Vermarktungserlöse in der Direktvermarktung

In der Direktvermarktung sind die zusätzlichen Erlöse von der Vermarktungsstrategie abhängig. Bei der wärmegeführten Betriebsweise sind die Möglichkeiten, die Stromproduktion nach dem Strompreis auszurichten, im Vergleich zur vollflexiblen strom- und wärmegeführten Betriebsweise geringer.

Bei der wärmegeführten Betriebsweise liegt der erzielbare Mehrerlös gegenüber den durchschnittlichen Börsenstrompreisen bei 0,20 Ct/kWh_{el}, wenn die Strompreise des Jahres 2012 zu Grunde gelegt werden. Im strompreisoptimierten Betrieb sind Zusatzerlöse von 0,71 Ct/kWh_{el} realisierbar. Dieser Wert muss in der Realität um Prognosefehler und Verfügbarkeit der Technik verringert werden. In beiden Fällen ist ein aus der Praxis bekannter Abschlag für die Stromhändler in Höhe von 30 Prozent bzw. 40 Prozent berücksichtigt.

Erlöse durch die Flexibilitätsprämie

Der Bezug der Flexibilitätsprämie wird nur für die vollflexible strom- und wärmegeführte Betriebsweise herangezogen. Für den flexiblen Anlagenbetrieb ergeben sich so bei der Versorgung der betrachteten Wärmesenke zusätzliche Erlöse aus der Flexibilitätsprämie in Höhe von 2,37 Ct/kWh_{el} oder knapp 55.000 €/a.

Die jährlich erzielbaren Stromerlöse für die Anlagenkonzepte in der Direktvermarktung sind in der Summe mehr als doppelt so hoch wie in der klassischen, wärmegeführten Anlagenauslegung. Ob ein BHKW-Konzept wirtschaftlich ist, hängt jedoch von den realisierbaren Wärmepreisen in Konkurrenz zu alternativen Wärmekonzepten ab.

Erforderlicher Wärmepreis

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die vorliegende Wärmesenke zeigt, dass in den betrachteten Konzepten durch ein Biomethan-BHKW Wärmepreise zwischen 4 bis 5 Ct/kWh_{th} angeboten werden können. Das wärmegeführte Betriebskonzept weist gegenüber den Konzepten, die anhand der Direktvermarktung bzw. der Flexibilitätsprämie Erlöse generieren, die höchsten erforderlichen Wärmepreise auf.

In den letztgenannten Konzepten können die zusätzlichen Ausgaben für Investitionen und die höheren betriebsgebundenen Kosten über die Erlöse der Direktvermarktung und der Flexibilitätsprämie mehr als kompensiert werden. Die erforderlichen Wärmepreise können auf 4,7 Ct/kWh_{th} bzw. 4,0 Ct/kWh_{th} gesenkt werden. Des Weiteren kann durch eine wärme- und stromgeführte Betriebsweise in etwa die doppelte Wärmemenge im Vergleich zum rein wärmegeführten Konzept bereitgestellt werden. Der Anteil der Wärmebedarfsdeckung in KWK steigt dadurch auf etwa 80 Prozent.

Fazit und Ausblick

Die Ausweitung der Direktvermarktung auf die Markt- und Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012 setzt wirkungsvolle Anreize für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung von Biomethan-BHKWs. Die durch die Flexibilitätsprämie geförderte Installation zusätzlicher Erzeugungskapazitäten eröffnet die Möglichkeit, von der klassischen BHKW-Betriebsweise abzuweichen und Mehrerlöse durch die Verlagerung der Stromerzeugung in Zeiten mit hohen Börsenstrompreisen zu erzielen. Die für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlichen Wärmepreise können dadurch gesenkt und neue Wärmesenken mittels Biomethan-BHKW erschlossen werden, deren Lastprofile für einen KWK-Betrieb bisher nicht geeignet war.

Mit Blick auf eine der größten Herausforderungen der Energiewende – der Speicherung und bedarfsgerechten Stromerzeugung erneuerbarer Energieträger – stehen nun Instrumente zur Verfügung, wodurch das Potenzial von Biomethan zur Systemintegration erneuerbarer Energien und zur Steigerung des Anteils der KWK an der Stromerzeugung gesteigert werden kann.

Das Vorhaben „Leitfaden Biomethan BHKW – direkt“ legte mit einer umfangreichen Daten- und Informationsbasis eine wichtige Grundlage zur erfolgreichen Realisierung von Biomethan-BHKWs, die bedarfsgerecht Strom und Wärme erzeugen.

Die Ergebnisse sind in Form eines umfangreichen Leitfadens sowie einer Kurzfassung, dem Branchenkompass Biomethan in KWK, auf www.biogaspartner.de/kwk veröffentlicht.

Literatur

DENA DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (2013): Stammdaten Biogasregister Deutschland – unveröffentlichte Datensammlung.

EEG/KWK-G (2013): EEG-Anlagenstammdaten. URL: www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm (Stand: 03.08.2013).

Danksagung

Die Programmbegleitung des BMU-Förderprogramms spricht allen Beteiligten einen herzlichen Dank für das Gelingen der Konferenz aus!

Weitere Informationen: <http://www.energetische-biomassenutzung.de>

Hinweis zum Druck:

Unter Umständen sind einige Grafiken eingeschränkt lesbar.

Wir bitten bei Interesse, mit den Autoren in Kontakt zu treten.



Innerhalb der Schriftenreihe sind bisher erschienen:



- 01 Landschaftspflegematerial, 2011.
- 02 Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe zur Bioenergiebereitstellung, 2011.
- 03 Basisinformationen zur Entwicklung des Biokraftstoffsektors bis 2011, 2012.
- 04 Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte, 2012.
- 05 Innovative Konzepte für die energetische Nutzung von biogenen Reststoffen, 2012.
- 06 Brückenschlag nach Osteuropa: Biomassepotenziale und -nutzungsoptionen in Russland, Weißrussland und der Ukraine, 2012.
- 07 Messmethodensammlung Biogas: Methoden zur Bestimmung von analytischen und prozessbeschreibenden Parametern im Biogasbereich, 2012.
- 08 Messmethodensammlung Feinstaub: Methodenvorschlag zur Feinstaubmessung an Feuerungsanlagen für feste biogene Brennstoffe, 2014.
- 09 Konferenzband Energetische Biomassenutzung: Neue Technologien und Konzepte für die Bioenergie der Zukunft, 2013.
- 10 Grünlandenergie. Praxishinweise für die Entwicklung von Gras und Schilf basierten Nutzungskonzepten zur Energiegewinnung, 2013.
- 11 Neue Wege zur Prozessoptimierung in Biogasanlagen Teil 1, 2014.
- 12 Effizient, umweltverträglich, dezentral. Neue Konzepte für die Nutzung von biogenen Festbrennstoffen Teil 1, 2013.
- 13 Alternative Verfahren zur Herstellung von Biokraftstoffen aus Reststoffen, 2013.

Abzurufen unter: <http://www.energetische-biomassenutzung.de/de/downloads/veroeffentlichungen.html>



www.energetische-biomassenutzung.de

ISSN: 2192-1806

Gefördert vom



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Ein Förderprogramm der



DIE BMU
KLIMASCHUTZ-
INITIATIVE

Koordiniert vom



Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich

Wissenschaftlich
begleitet vom

