

# **TAGUNGSBAND**

**Beiträge zum Fachkolloquium  
“Biomass to Power and Heat”**

**06. - 07. Mai 2015 in Zittau**

## **Autorenmanuskripte**

Herausgegeben von der Hochschule Zittau/Görlitz,  
Fakultät Maschinenwesen,  
Fachgebiet Kraftwerks- und Energietechnik

### **Organisationskomitee:**

Prof. Dr.-Ing. habil. Tobias Zschunke (Hochschule Zittau/Görlitz)

Kontakt: [T.Zschunke@hszg.de](mailto:T.Zschunke@hszg.de)

Dipl.-Ing. (FH) Mareike Weidner (Hochschule Zittau/Görlitz)

Dipl.-Ing. (FH) Roman Schneider (Hochschule Zittau/Görlitz)

Bianca Stur (DBFZ)

**ISBN 978-3-941521-22-3**



**Energetische  
Biomassenutzung**



## Kurzreferat

Bereits zum vierten Mal veranstaltete die Fakultät Maschinenwesen der Hochschule Zittau/Görlitz am 06. und 07. Mai 2015 die Biomasse-Tagung - das erste Mal unter dem neuen Namen „Biomass to Power and Heat“. Schon 2008 konnte an der Hochschule Zittau/Görlitz eine erste Biomasse-Energie-Tagung mit dem Thema „Nutzungskonkurrenz um Biomasse“ veranstaltet werden. In den Jahren 2011 bis 2013 fand die Tagung erstmals mit der Ausrichtung auf die Technik, Ökonomie und Ökologie der Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung mit Biomasse statt. Auch für das Jahr 2015 sind die Organisatoren der Tagung froh und dankbar, wieder eine Fülle interessanter Beiträge zusammenstellen und hiermit geschlossen präsentieren zu dürfen.

Hauptaugenmerk der Veranstaltung ist seit jeher, Fachleuten aus Wirtschaft und Wissenschaft sowohl die Möglichkeit zu einem gemeinsamen Erfahrungsaustausch zu bieten als auch ihnen ein Podium zur Vorstellung ihrer Erfahrungen und Erkenntnisse sowie wissenschaftlichen Arbeiten zu schaffen.

Die Themen der Beiträge umfassten diesmal die Einordnung der Holzvergasung in die aktuellen Entwicklungen des Energiemarktes, die technischen Möglichkeiten zum strombedarfsgerechten Einsatz von Biomassen sowie Anlagenentwicklungen zur Biomasseverstromung im kleinen Leistungsbereich. Einen weiteren Schwerpunkt bildeten die technischen und ökonomischen Bewertungen von Anlagen zur thermochemischen Konversion. Darüber hinaus waren Konzepte sowohl zur Biomassebereitstellung als auch zur thermischen Reststoffverwertung Bestandteil der Veranstaltung.

Parallel zur gewohnten Plenarveranstaltung präsentierten sich in diesem Jahr fünf Unternehmen im Rahmen einer separaten Firmenbörse, wodurch den Tagungsteilnehmern – neben der Präsentation firmenspezifischer Entwicklungs- und Zukunftspläne – zusätzlicher Raum für Detailfragen und Anregungen geboten wurde. In diesem Rahmen konnten Vertreter der Firmen Burkhardt GmbH, Spanner Re<sup>2</sup> GmbH, Syncraft Engineering GmbH, VEP Umwelttechnik GmbH und Ettenberger GmbH & Co. KG als Vortragende gewonnen werden.

Im Rahmen der Veranstaltungsvorbereitung, z.B. bei der Themengestaltung, der Bewertung der eingereichten Beiträge und bei der Suche nach Sponsoren, war der Tagungsausschuss beratend tätig. Darüber hinaus haben einige der Ausschussmitglieder als Sitzungsleiter aktiv an der Durchführung der Veranstaltung mitgewirkt. Somit möchten die Herausgeber einen besonderen Dank an die nachfolgend aufgeführten Mitglieder des Ausschusses richten: Prof. Dr. mont. Michael Nelles (DBFZ), Dr.-Ing. Andreas Ortwein (DBFZ), Dipl.-Ing. Dieter Bräkow (FEE), Prof. Dr.-Ing. Peter Quicker (RWTH Aachen), Dipl.-Ing. Yves Noël (RWTH Aachen).



## Inhaltsverzeichnis

Seite

Kurzreferat .....	- III -
Inhaltsverzeichnis .....	- V -
Überblick ( <i>Prof. Tobias Zschunke, Hochschule Zittau/Görlitz</i> ).....	- 7 -
Neuausrichtung der Branche nach dem EEG 2014: Perspektiven und Tendenzen aus Sicht der führenden Hersteller von Holzvergasungsanlagen ( <i>Wolfram Schöberl, C.A.R.M.E.N. e.V.</i> ).....	- 9 -
SmartBiomassHeat ( <i>Dr. Volker Lenz, DBFZ</i> ) .....	- 17 -
Biomassebereitstellung für die energetische Verwertung in Sachsen und Darstellung der daraus resultierenden Probleme ( <i>Dr. Kerstin Jäkel, Jana Grunewald; LfULG Sachsen</i> ) .....	- 27 -
Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung als Teil der Energie- und Stromwende ( <i>Hansjörg Pfeifer, Umweltgutachter</i> ).....	- 33 -
Monitoring und Analyse von repräsentativen kleintechnischen Biomassevergaser in Südtirol ( <i>Stergios Vakalis; Freie Universität Bozen</i> ) .....	- 42 -
Gasmotoren in Biomasse-Vergasungsanlagen: Emissionen von Benzol und PAK's ( <i>Markus Kleinhapfl, Bioenergy 2020+ GmbH</i> ).....	- 52 -
Thermochemisches Versuchsfeld im Rahmen des Zittauer Kraftwerkslabors ( <i>Bert Salomo, Hochschule Zittau/Görlitz</i> ) .....	- 72 -
KUP zur Rohstoffsicherung von Biomassebrennstoffen und deren Bedeutung nach der EEG-Novellierung ( <i>Dr. Jan Grundmann, Vattenfall New Energy GmbH</i> ).....	- 80 -
Motormanagement zur flexiblen Fahrweise von Schwachgas-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen am Beispiel der Vergasung von Holzkohle ( <i>Dennis Krüger, Dr. Andreas Ortwein; DBFZ</i> ).....	- 88 -
Flexibilisierung von Holzvergasungskraftwerken und Stromspeicheroptionen für Synthesenanlagen ( <i>Tim Schulzke, Dr. Christoph Unger; Fraunhofer UMSICHT Oberhausen</i> ).....	- 94 -
Softwareoptimierte Betriebsfahrweise von KWK-Anlagen ( <i>Sebastian Bührdel, USE MY ENERGY GmbH</i> ) .....	- 104 -

**Mini-Bio KWK - Entwicklung eines Holzvergaser-BHKW zum Einsatz Restholzpellets vom Prototypen in die Serienreife (Yves Noël, RWTH Aachen).....- 108 -**

**Kosteneffiziente Feststoffverstromung < 100 kW - ohne Filter (Martin Schmid, Ökozentrum Langenbruck) .....- 122 -**

**Thermische Verwertung von stückigen / staubigen biogenen Reststoffen (Staubbrenner) (Prof. Reinhold Altensen, Falco Klaus, Torben Meins, Sascha Speier, Lina Steinmetz; alle Technische Hochschule Mittelhessen).....- 136 -**

## Überblick

*(Prof. Tobias Zschunke, Hochschule Zittau/Görlitz)*

Den Rahmen der Veranstaltung bildeten interessante Vorträge aus Sicht von Forschung, Entwicklung, Planung und Betrieb von Anlagen zur Bereitstellung von Strom und Wärme aus Biomasse. Dabei stand der strombedarfsgerechte Einsatz von Biomasse als diesjähriges Tagungsthema im Fokus der Diskussion. Um einen kurzen Inhaltsüberblick zu generieren, werden mit den folgenden Aufzählungen ohne Anspruch auf Vollständigkeit und Wertung, die im Rahmen dieser Tagung präsentierten und diskutierten Themen zusammengestellt.

- Einen detaillierten Einblick in die aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch das EEG 2014 aus Sicht der Betreiber und der führenden Hersteller von Holzvergasungsanlagen verschafften die Vorträge von Wolfram Schöberl (C.A.R.M.E.N. e.V.) und Hansjörg Pfeifer (Umweltgutachter).
- Die Einordnung der energetischen Biomassenutzung in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wurde durch Dr. Volker Lenz (DBFZ) diskutiert und Martin Schmid vom Schweizer Ökozentrum Langenbruck stellte diesbezüglich zwei unterschiedliche Technologien zur KWK-Nutzung von Feststoff-Biomasse vor.
- Hinsichtlich der Brennstoffbereitstellung für die energetische Verwertung wurden zum einen allgemein die zur Verfügung stehenden Energiepflanzen vorgestellt (Dr. Kerstin Jäkel, LfULG) und zum anderen detailliert auf die Entwicklungen zur Hackgutbereitstellung aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) eingegangen (Dr. Jan Grundmann, Energy Crops).
- Stergios Vakalis von der Uni Bozen stellte die umfangreichen Ergebnisse und Erfahrungen aus einem Messprogramm an kleintechnischen Biomassevergäsern in Südtirol dar und Markus Kleinhapfl (Bioenergy 2020+) ging auf Messergebnisse zu den Motoremissionen bei Holzgasnutzung mit dem Schwerpunkt Benzol und PAK's ein.
- Mit der Weiterentwicklung eines Holzvergaser-BHKW-Prototyps hin zum Einsatz von Restholzpellets beschäftigte sich die Präsentation von Yves Noël (RWTH Aachen).
- Der strombedarfsgerechte Einsatz von Biomassen als Tagungsthema konnte durch die Vorträge von Dennis Krüger (DBFZ), Tim Schulzke (Fraunhofer UMSICHT) und Sebastian Bührdel (USE MY ENERGY) abgebildet werden, deren Themen sich vom Motormanagement zur flexiblen Fahrweise, über die Entwicklungen zur allgemeinen Flexibilisierung von Holzvergasungskraftwerken bis hin zur softwareoptimierten Betriebsweise erstreckten.
- Die Forschungsarbeiten und -ergebnisse zur thermischen Verwertung von biogenen Reststoffen mit einem Staubbrenner konnten durch die TH Mittelhessen (Torben Meins) präsentiert und diskutiert werden.
- Durch die Hochschule Zittau/Görlitz (HSZG) wurde eine Auswahl von Forschungsergebnissen aus dem Technikum zur thermochemischen Biomassevergasung vorgestellt und die in diesem Zusammenhang erworbenen Erfahrungen präsentiert.

Die Zusammenstellung der Tagungsbeiträge ergibt einen spannenden Einblick in Stand und Potenziale der Bioenergie bei Einsatz fester Biomasse und vor allem zu der großen Fülle von Ansätzen für anwendungsorientierte Forschung und Entwicklung.



## Neuausrichtung der Branche nach dem EEG 2014: Perspektiven und Tendenzen aus Sicht der führenden Hersteller von Holzvergasungsanlagen

(Wolfram Schöberl, C.A.R.M.E.N. e.V.)

Die letzte Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hat für die Branche der Holzvergasung einen tiefen Einschnitt bewirkt. In den Jahren vor 2012 war aufgrund relativ hoher Vergütungen im EEG von teilweise über 22 Cent/kWh der erfolgreiche Betrieb einer Holzvergasungsanlage weniger von der Wirtschaftlichkeit als von der teilweise noch nicht ausgereiften Technik bedroht. Die Technik entwickelte sich in den darauffolgenden zwei Jahren sehr positiv und da auch die Vergütungshöhe mit etwa 20 Cent/kWh angemessen blieb, konnte sich bis 2014 ein Holzgas-Markt etablieren, der ein sehr dynamisches Wachstum mit jährlichen Zuwachsraten von etwa 50% verzeichnete. Absolut gesehen war das Marktvolumen allerdings immer noch sehr klein, Ende 2013 waren in Deutschland erst knapp 400 Anlagen in Betrieb. Zum Vergleich dazu gab es zum selben Zeitpunkt in Deutschland 7850 Biogasanlagen, also etwa die zwanzigfache Anzahl – bei der installierten Leistung ist die Differenz noch wesentlich größer. In dieser Situation traf die massive Reduzierung der Einspeisevergütung im Jahr 2014 auf nunmehr 13,66 Cent/kWh die Branche sehr hart.

### Einspeiseanlagen sind in Deutschland nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben

Die nachfolgende Graphik zeigt die durchschnittlichen Stromgestehungskosten einer kleinen Holzvergasungsanlage in Abhängigkeit von Wärmewert und Volllaststunden. Sie verdeutlicht sehr anschaulich, wie sich der Rückgang der Einspeisevergütung auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt.

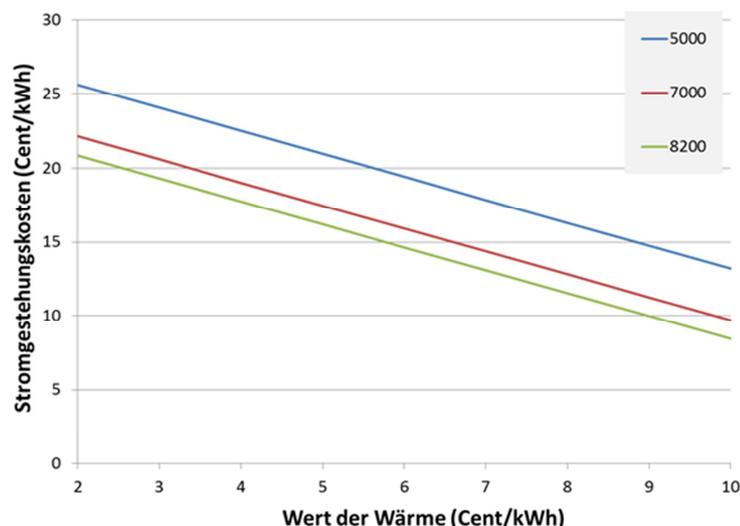


Abbildung 1 Stromgestehungskosten bei verschiedenen Anlagenlaufzeiten

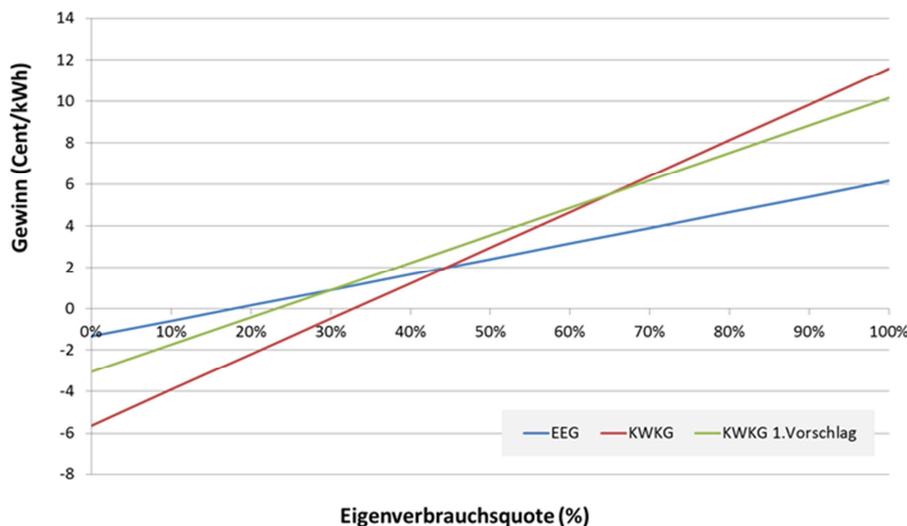
Während bei einer Vergütung von etwa 20 Cent/kWh bei 5000 Volllaststunden bis 2014 ein Wärmepreis von netto 7 Cent/kWh wirtschaftlich ausreichend war, ist nach der EEG-Novelle hier kein wirtschaftlicher Betrieb als Einspeiseanlage mehr möglich. Selbst bei 7000 Volllaststunden ist eine Wirtschaftlichkeit schwer darstellbar und auch

bei annäherndem Vollbetrieb muss die Wärme für mindestens 8 Cent/kWh verkauft werden können, um auf eine schwarze Null zu kommen.

Der Betrieb einer Holzvergasungsanlage mit Volleinspeisung ist in der Realität damit in Deutschland wirtschaftlich nicht mehr darstellbar. Welche Optionen bieten sich damit für diese nach Jahren von Entwicklungsarbeit endlich technologisch marktreifen Anlagen? Bei Anlagen in der Größenklasse unter 100 kW elektrischer Leistung gehen die Gedanken sicherlich schnell in Richtung Stromerzeugung für den Eigenverbrauch, liegt doch der Stromeinkaufspreis um circa 10 Cent höher als die aktuelle Einspeisevergütung.

### KWKG und Eigenverbrauch als Option?

Ab welcher Eigenverbrauchsquote wird eine Holzvergasungsanlage interessant? Folgende Graphik kann dabei helfen, diese Frage zu beantworten. Sie zeigt am Beispiel einer Holzvergasungsanlage mit einer elektrischen Leistung von unter 50 kW auf, wie sich bei angenommenen Stromgestehungskosten von 15 Cent/kWh die Gewinne je nach in Anspruch genommenem Gesetz in Abhängigkeit von der Eigenverbrauchsquote entwickeln.



**Abbildung 2** Gewinn pro erzeugter kWh bei EEG, KWKG und KWKG-Entwurf für Anlagen bis 50 kW mit Stromgestehungskosten von 15 Cent/kWh

Es zeigt sich, dass die Gewinnzone beim EEG eher erreicht wird, aber bei hohem Eigenverbrauch das KWKG dem EEG vorzuziehen ist. Wie ist das zu bewerten? Eine Eigenverbrauchsquote in dieser Größenordnung zu erreichen, gestaltet sich schwieriger als eventuell im ersten Moment gedacht, da Stromgestehungskosten von 15 Cent/kWh nur bei hohen Volllaststundenzahlen zu erzielen sind. Dazu muss die Anlage möglichst rund um die Uhr in Betrieb sein - Tag und Nacht, wochentags und feiertags, Sommer und Winter. Wenn die Anlage zum Beispiel eine elektrische Leistung von 30 kW hat, müssen vor Ort im Mittel über alle Betriebsstunden ungefähr 10 kW verbraucht werden. Das ist weit mehr als zum Beispiel ein durchschnittlicher landwirtschaftlicher Betrieb benötigt. Die entsprechenden Standorte sind also sehr begrenzt.

## Wie sieht die Branche die Zukunft?

Wie können unter den aktuellen Rahmenbedingungen weitere Anlagen in Betrieb gehen? Um dieser Frage nachzugehen, wurde von C.A.R.M.E.N. e.V. im April 2015 eine Umfrage unter Herstellern der Branche durchgeführt. Den Firmen Burkhardt, Fröling, Holzenergie Wegscheid, Ligento, Spanner Re<sup>2</sup> sowie den Stadtwerken Rosenheim wurde folgende Frage gestellt:

Welche der folgenden möglichen Strategien werden in Ihrem Unternehmen nach dem Einschnitt bei der Einspeisevergütung mit dem EEG 2014 mit welcher Priorität verfolgt? Bitte bewerten Sie jede Strategie auf einer Skala von 0 - 10 Punkten (dabei entspricht 0 = keine Priorität, 10 = höchste Priorität).

1. Kostensenkung in der Produktion
2. Kostensenkung im Betrieb, z.B. durch alternative Brennstoffe
3. Etablierung als "Nischenprodukt" an Gunststandorten
4. Betrieb eigener Anlagen, z.B. über Miet-Modell
5. Etablierung als Möglichkeit einer autarken Strom- und Wärmeversorgung
6. Verstärkte Exportorientierung
7. Politisches Engagement mit dem Ziel einer Verbesserung bei der nächsten KWKG / EEG – Novelle

Im Folgenden soll kurz der Hintergrund der genannten Strategien erläutert werden. Die ersten beiden Strategien zielen darauf ab, der derzeit fehlenden Wirtschaftlichkeit durch Kostensenkungen zu begegnen:

**Kostensenkung in der Produktion:** Auch in Summe über alle Hersteller wurden bisher noch weit weniger als 1000 Anlagen produziert, so dass in der Produktion noch einiges Optimierungspotential vorhanden sein sollte. Durch sinkende Investitionskosten könnten sinkende Einnahmen aus dem EEG aufgefangen werden.

**Kostensenkung im Betrieb:** Eine Herausforderung bei der Wirtschaftlichkeit liegt in den hohen Brennstoffkosten, da in den Anlagen aktiv getrocknete Holzhackschnitzel oder Pellets eingesetzt werden müssen. Alternative Brennstoffe aus Reststoffen wie z.B. pelletierte Gärreste könnten einen Ausweg darstellen.

Die folgenden Strategien versuchen, Standorte ausfindig zu machen, an denen ein Betrieb noch sinnvoll sein kann:

**Etablierung als "Nischenprodukt" an Gunststandorten:** Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen können je nach Standort deutlich variieren. Das betrifft zum Beispiel, wie bereits angesprochen, die Eigenverbrauchsquote, aber auch den Einkaufspreis für Hackschnitzel, der sich regional stark unterscheidet. Somit kann an Standorten, an denen mehrere positive Faktoren zusammentreffen, ein wirtschaftlicher Betrieb möglich sein.

**Betrieb eigener Anlagen, z.B. über Miet-Modell:** Der Betrieb einer Holzvergasungsanlage ist ungleich aufwändiger und anspruchsvoller als der einer Photovoltaikanlage. So scheitern manche Projekte mit günstigen Standortbedingungen an einem fehlenden qualifizierten Betreiber. In diesen Situationen könnte ein Hersteller selbst die Anlage betreiben und Strom- sowie Wärmelieferant werden.

**Etablierung als Möglichkeit einer autarken Strom- und Wärmeversorgung:** Für manche Menschen ist nicht Wirtschaftlichkeit, sondern Sicherheit ausschlaggebend. Ein Waldbesitzer könnte sich mit einer Holzvergasungsanlage energetisch autark machen und möglichen Preissteigerungen in der Zukunft gelassen entgegen sehen. In Deutschland mit einer fast flächendeckenden Stromnetzanbindung und einer

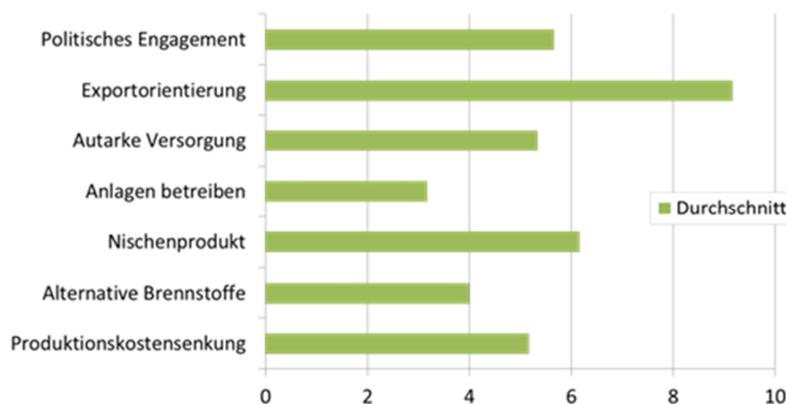
hervorragenden Netzqualität wird darüber wenig nachgedacht, aber in Ländern mit schlechten Stromnetzen wiegt dieses Argument schwerer.

Verstärkte Exportorientierung: Der letzte Punkt hat uns schon in Richtung Ausland blicken lassen. Neben eventuellen Autarkiegedanken als Motivation kann sich auch die Wirtschaftlichkeit aufgrund anderer Rahmenbedingungen im Ausland ganz anders darstellen als hierzulande: Die Einspeisevergütung kann höher sein, die Lohnkosten können niedriger sein, das Holzangebot kann größer und damit der Hackschnitzelpreis deutlich niedriger sein.

Die letzte im Rahmen der Umfrage vorgeschlagene Strategie betrifft den Versuch, die derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen in Deutschland zu verbessern und muss nicht weiter erläutert werden: Politisches Engagement mit dem Ziel einer Verbesserung bei der nächsten KWKG- oder EEG – Novelle.

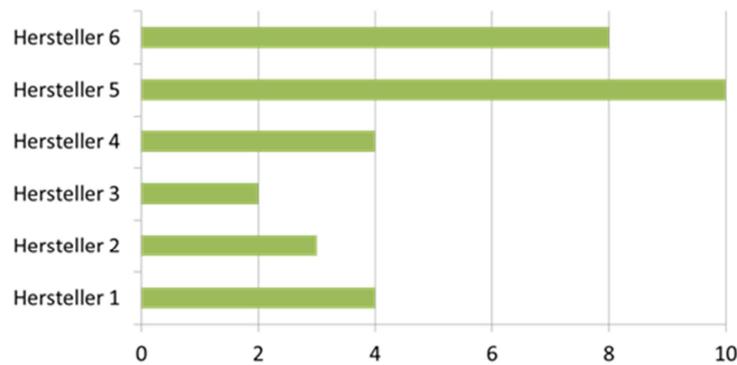
### Die Ergebnisse der Umfrage

Alle sechs Firmen haben die Umfrage vollständig beantwortet, so dass keine fehlenden Werte zu berücksichtigen sind. Die erste Graphik stellt die durchschnittliche Bewertung der Strategien dar. Wie sich im Weiteren zeigen wird, ist die Varianz bei der Bewertung je nach Strategie ziemlich unterschiedlich, so dass die Durchschnittspunktzahl nur bedingt aussagekräftig ist. Ein klarer Trend ist jedoch schon bei den Durchschnitten zu erkennen: Alle Hersteller setzen massiv auf eine verstärkte Exportorientierung.

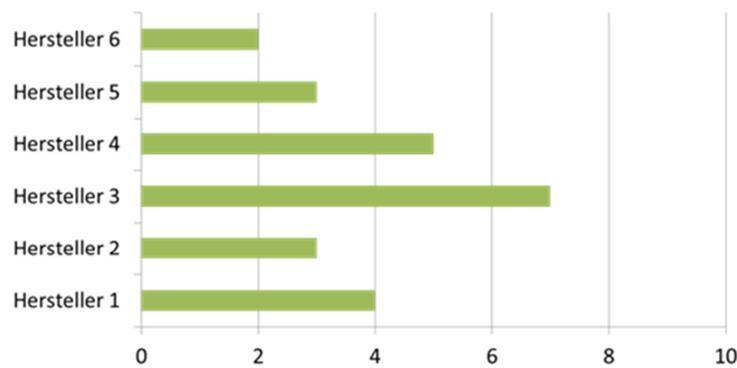


**Abbildung 3** Durchschnittliche Bewertung der möglichen Strategien

Im Bereich der Kostensenkung (Produktionskostensenkung & Alternative Brennstoffe) liegen die meisten Antworten im mittleren Bereich der Skala. Daraus kann man schließen, dass die Hersteller durchaus Kostensenkungspotentiale sehen, diese aber als nicht groß genug einschätzen, um damit eine breite Wirtschaftlichkeit erreichen zu können. Erwähnenswert ist noch, dass bei der Frage nach alternativen Brennstoffen nur leicht modifizierte Brennstoffe (z.B. Hackschnitzel aus Altholz) genannt wurden. Der vor einiger Zeit noch diskutierte Einsatz von Stroh oder Gärresten scheint aktuell nicht weiter verfolgt zu werden.

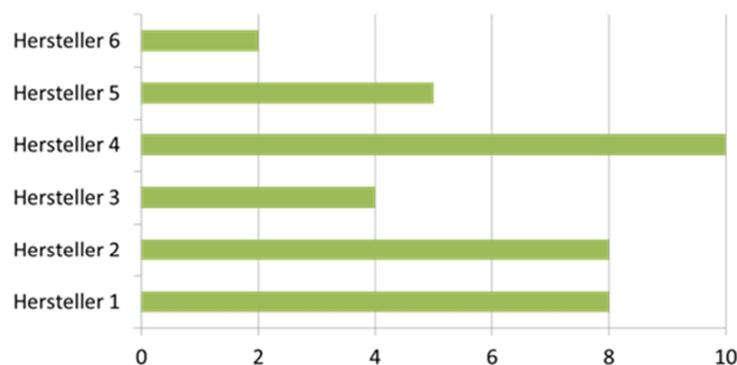


**Abbildung 4** Bewertung der Strategie „Produktionskostensenkung“



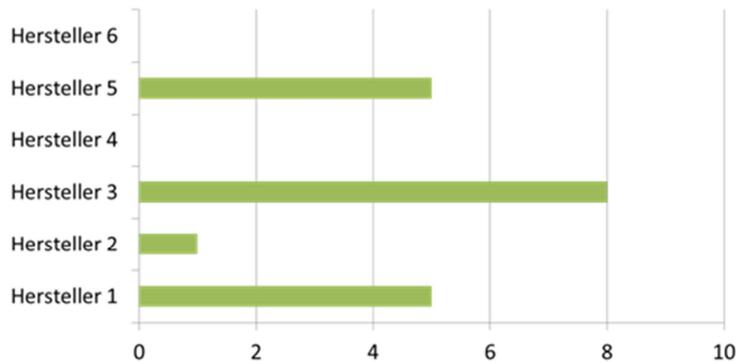
**Abbildung 5** Bewertung der Strategie „Alternative Brennstoffe“

Der Bereich von möglichen Standorten wurde deutlich differenzierter beantwortet. Die Strategie „Nischenprodukt“ bekam folgende Bewertungen:



**Abbildung 6** Bewertung der Strategie „Nischenprodukt“

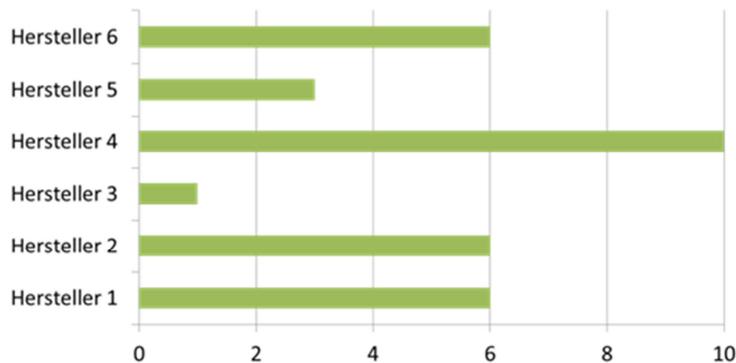
Die Hälfte der Hersteller sieht darin also eine wesentliche Strategie, die andere Hälfte ist etwas vorsichtiger. Insgesamt beschäftigen sich aber alle Firmen mit dieser Thematik. Wären Hersteller auch bereit, Anlagen selbst zu betreiben, um dadurch neue Standorte zu erschließen? Hier zeigt sich ein deutlich geteiltes Bild:



**Abbildung 7** Bewertung der Strategie „Anlagen betreiben“

Während ein eigener Anlagenbetrieb für drei Hersteller durchaus eine Option darstellt, kommt er für zwei Hersteller überhaupt nicht in Frage, ein Hersteller kann ihn sich nur im Ausnahmefall vorstellen. Interessanterweise kann die Bewertung weder mit der Größe oder Art der Anlage noch mit der Etabliertheit des Herstellers in Zusammenhang gebracht werden, so dass es sich hier vermutlich um eine reine Führungsentscheidung handelt.

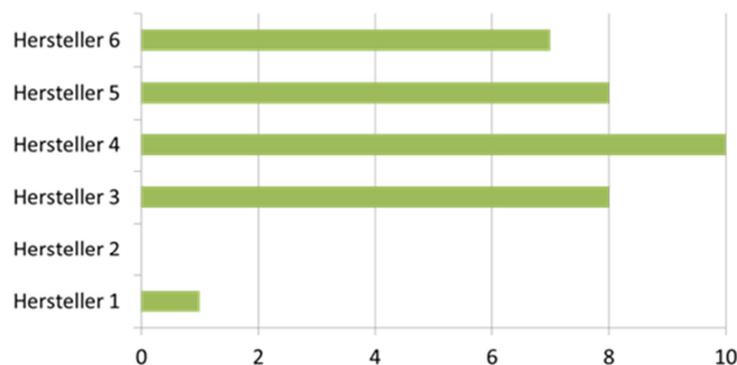
Nun zur Vermarktung einer Holzvergasungsanlage als Möglichkeit einer autarken Strom- und Wärmeversorgung: Wie sehen die Hersteller diese Positionierung?



**Abbildung 8** Bewertung der Strategie „Autarke Versorgung“

Zwei Drittel verfolgen diese Strategie mit überdurchschnittlichem Einsatz, was sicherlich mit der allgemein verstärkten Exportorientierung einhergeht. Offensichtlich wird die Motivation einer autarken Energieversorgung aber unterschiedlich eingeschätzt, da zwei Hersteller darauf nur wenig Wert legen.

Sehr interessant und aufschlussreich sind auch die Bewertungen der Strategie „Politisches Engagement mit dem Ziel einer Verbesserung bei der nächsten KWKG- oder EEG - Novelle“. Im Detail wurden hier folgende Angaben gemacht:



**Abbildung 9** Bewertung der Strategie „Politisches Engagement“

Hier zeigen sich sehr ausgeprägte Unterschiede: Während vier der sechs Hersteller noch motiviert sind und sich für bessere Rahmenbedingungen in Deutschland einsetzen wollen, haben zwei Hersteller jede Hoffnung in die Politik verloren. Auf Nachfrage teilten sie uns mit, dass sie sich im Vorfeld der letzten EEG-Novellierung stark engagiert hätten „mit dem Ergebnis Null“. Dies darf sicherlich auch als Aufruf an die Politik gesehen werden, die energetische Biomassenutzung differenziert zu betrachten.

### **Auf der Suche nach der Nische ...**

Zusammenfassend bestätigen die Antworten die Einschätzung, dass eine breitere Markteinführung in Deutschland bis auf weiteres nicht möglich sein wird. Die Holzvergasungsbranche muss sich also darauf einstellen, vorerst ein Nischendasein zu führen. Wo befinden sich nun die ökologischen Nischen der bedrohten Art „Holzvergasungsanlage“? Bei der Beantwortung dieser Frage kristallisieren sich zwei Schwerpunkte heraus: In Deutschland ist derzeit ein gewisser Mindesteigenstrombedarf für einen wirtschaftlichen Betrieb unabdingbar. Wenn dazu noch ein günstiger Brennstoffpreis und / oder eine hohe Motivation der Betreiber hinzukommt, kann ein Anlagenbetrieb durchaus sinnvoll sein. Im Ausland sind derzeit drei Nischen erkennbar: Länder mit hohen Einspeisevergütungen, Länder mit hohen Strompreisen und niedrigen Betriebskosten oder Länder mit schlechter Stromnetzqualität.

Wenn Hersteller zusätzlich stetig an der Minimierung des Wartungsaufwands und an möglichen Kostenreduktionen arbeiten, sollte das Überleben der Technologie für einige Jahre gesichert werden können. Langfristig bleibt zu hoffen, dass die von der Nutzung fossiler Brennstoffe ausgehenden externen Effekte monetär mehr und mehr internalisiert werden, so dass die biogene Erzeugung von Kraft und Wärme automatisch wirtschaftlich konkurrenzfähiger werden wird.



## **SmartBiomassHeat**

*(Dr. Volker Lenz, DBFZ)*

Dr.-Ing. Volker Lenz  
Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig  
E-Mail: volker.lenz@dbfz.de

Schlagwörter: Flexible Wärme aus Biomasse, Integration von Bioenergie in die Wärme- und Strombedarfsdeckung, Erneuerbare Energien, Festbrennstoffeuerungen

### **1. Hintergrund**

Der Synthesis Report des IPCC zum 5. Assessment Report aus dem Jahr 2014 unterstreicht die Signifikanz mit der es einen Klimawandel gibt und dass dieser auf die Aktivitäten des Menschen zurück geht [1]. Die gesammelten Erkenntnisse sind letztlich auch Basis für die Klimaschutzbeschlüsse des G7-Gipfels von Ellmau in 2015: Begrenzung des Anstiegs der globalen durchschnittlichen Temperatur auf maximal 2 °C über dem vorindustriellen Niveau und Beendigung des anthropogenen CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bis zum Ende diesen Jahrhunderts, d.h. vollständiger Ausstieg aus der fossilen Energienutzung [2]. Ende 2015 wurden in Deutschland mehr als ein Viertel der deutschen Stromproduktion und rund 10 % der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien gedeckt. Dabei haben feste Biobrennstoffe einen Anteil am erneuerbaren Strom von über 7 % und an der Wärmebereitstellung von rund 43 % in Heizanlagen und von knapp 21 % in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (jeweils ohne biogene Anteile im Abfall) [3]. Biomasse ist ein erneuerbares aber begrenztes Gut, das zunehmend nachgefragt wird. Aufgrund vielfältiger Nutzungsoptionen bestehen erhebliche Nachfragekonkurrenzen, die perspektivisch noch an Bedeutung gewinnen.

Ausgehend von der Notwendigkeit die deutsche Energieversorgung durch Effizienzmaßnahmen weitgehend im quantitativen Umfang zu mindern und den verbleibenden Bedarf vollständig aus erneuerbaren Energien zu decken, ergibt sich die Notwendigkeit zu einem Strategiewechsel im Ausbau der Erneuerbaren Energien. Während noch bis vor Kurzem im Stromsektor ein gleichberechtigter Ausbau aller Optionen der Erneuerbaren Energien im Vordergrund stand, um schnelle erhebliche Zuwächse zu realisieren und alle Technologien an die Marktreife zu führen, hat sich mittlerweile eine erste Priorisierung herausgebildet. So muss davon ausgegangen werden, dass die Wasserkraft in Deutschland in der absoluten Erzeugung nur noch wenig ausgebaut werden kann, die weitergehende Erschließung der Potenziale für die Biomasseverstromung mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden sein dürfte und die tiefe Geothermie noch mit erheblichen technischen und wirtschaftlichen Risiken zu kämpfen hat. Insofern wird die Windenergie on- und offshore genauso wie die Photovoltaik, die in den letzten fünf Jahren eine beispiellose Kostendegression erlebt hat, als das Rückgrat einer vollständigen erneuerbaren Stromversorgung für Deutschland angesehen. Da beide Technologien durch erhebliche Fluktuationen des Energieangebots gekennzeichnet sind, wird in Zukunft die Frage der Stromspeicherung bzw. der hochflexiblen Bereitstellung von Strom aus speicherbaren erneuerbaren Energieträgern an Bedeutung gewinnen. Hier kann sich für die Bioenergienutzung in Deutschland eine vielversprechende Option ergeben. Sicher ist, dass der quantitative Ausbau der Bioenergie im Stromsektor weitgehend gestoppt wurde. Im Wärmebereich

ist unstrittig, dass 80 % des Wärmebedarfs durch Effizienzmaßnahmen (z.B. Gebäudedämmung) eingespart werden müssen. Ausgehend vom heutigen erneuerbaren Wärmeanteil würde dieser bei gleicher absoluter Menge damit rein rechnerisch relativ auf 50 % ansteigen. Gleichzeitig nimmt der flächen- und gebäudespezifische Wärmebedarf extrem ab, so dass er in den meisten Fällen nicht mehr durch den Heizwärmebedarf sondern zukünftig durch den Brauchwasserwärmebedarf bestimmt wird. Letzterer ist in der Praxis durch einige kurzfristige hohe Leistungsspitzen bestimmt, die durch Brauchwarmwasserspeicher aber gut abzupuffern sind. Selbst in der kältesten Jahreszeit wird der durchschnittliche Wärmeleistungsbedarf nur noch bei etwa 2 kW für ein Einfamilienhaus liegen. Im Sommer und den Übergangszeiten kann viel des Wärmebedarfs durch solarthermische Anlagen oder Überschussstrom aus dem Netz bereitgestellt werden. Alternativ können selbst Luft-Wasser-Wärmepumpen abgesehen vom eigentlichen Winterquartal eine effiziente Wärmeversorgung gewährleisten. Wertvolle Biomasse wird entsprechend vor allem zum Füllen von Versorgungslücken hochflexibel und weitgehend sporadisch zum Einsatz kommen. Damit wird die Wärme aus Biomasse aufgrund niedriger Auslastungen bezüglich der spezifischen Wärmebereitstellungskosten vergleichsweise kostenintensiv. Eine bessere Auslastung der Feuerungsanlage könnte sich durch eine parallele Strombereitstellung ergeben. Insgesamt werden sich voraussichtlich ganz neue Konzepte für eine erneuerbare Wärmeversorgung der Zukunft entwickeln müssen. Dabei ist es aus heutiger Sicht sehr wahrscheinlich, dass sich der Strom- und der Wärmesektor zukünftig deutlich stärker gegenseitig beeinflussen und entsprechend stärker vernetzt werden.

Anstatt eines vollständigen Ausbaustopps der Bioenergie, wie er derzeit von einigen Entscheidungsträgern propagiert wird, sollte die Transformation zu einer intelligenteren Nutzung der vorhandenen Bioenergiepotenziale angestrebt werden. Hierbei sind entsprechende technologische und ökonomische Abwägungen zu berücksichtigen, um die zielführendsten Maßnahmen und Entwicklungspfade zu identifizieren und in der Forschung und Entwicklung voranzutreiben.

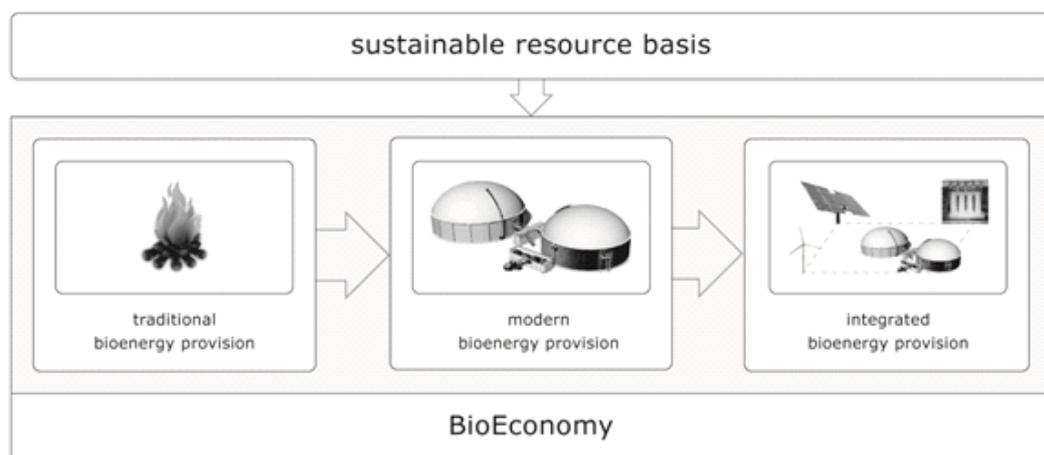
## **2. Anforderungen an Biomassetechnologien der Zukunft**

Anhand der vielfältigen Diskussionen rund um die energetische Nutzung der Biomasse lassen sich eine Reihe von Anforderungen an zukünftige Technologien ableiten:

- Einsatz von nachhaltig bereitgestellten Biomassen, die nicht in Konkurrenz zur Nahrungs- und/oder Futtermittelproduktion stehen. Hierbei handelt es sich vornehmlich um Reststoffe, Nebenprodukte und biogene Abfälle. Denkbar sind aber auch Materialien aus der Landschafts- und Gewässerpflege, wobei hierzu auch Biomassen zählen, die aus der Rekultivierung von Brachflächen oder speziellen Anbausystemen (z.B. KUP-Streifen zur Erosionsminderung) stammen.
- Maximale Treibhausgasminderung, jedoch mindestens 90 % im Vergleich zu fossilen Referenzsystemen. Dies beinhaltet eine besondere Berücksichtigung des Energieeinsatzes bei der Biomasseaufzucht und -bereitstellung inkl. möglicher Dünge- und Pflanzenschutzmittel. Zur Kohlenstoffschuld bei der Nutzung von Wäldern gibt es verschiedene Ansätze und Standpunkte, die ggf. auch einen Einfluss auf die Bewertung haben können.
- Aufgrund des Wertes der Biomasse auch im marktwirtschaftlichen Wettbewerb mit stofflichen Nutzungsoptionen, muss Biomasse zukünftig mit möglichst hoher Gesamteffizienz genutzt werden.

- Gleichzeitig müssen die Umwelteffekte durch Abgase, Aschen und Abwässer minimiert werden, da im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien nicht neue negative Effekte (wie z.B. gesteigerte Sterberaten durch Feinstaubemissionen) dominieren dürfen.
- Nicht zuletzt kommt es zukünftig zu einem konstruktiven Wettbewerb der erneuerbaren Energieversorgungskonzepte, bei denen sich diejenigen durchsetzen werden, die in den jeweiligen speziellen Anwendungen die günstigsten ökonomischen Bedingungen erzielen.

Insgesamt werden also neue Formen der Bioenergienutzung benötigt, die nicht mehr nur neu und innovativ, sondern gleichzeitig auch optimal in die zukünftigen Rahmenbedingungen und ein zukünftiges erneuerbares Energiesystem passend sind. Diese sollten dabei auch in einer Zeit des Wandels derart systemstabil sein, dass eine Weiterentwicklung und ein kontinuierlicher Technologieabsatz ohne gravierende Brüche oder Sprünge möglich sind. Die zu entwickelnden Technologien und Anlagen sollen also den Kriterien einer „Smart Bioenergy“ folgen (Abbildung 1).



**Abbildung 1** Weiterentwicklung der Konzepte zur energetischen Biomassennutzung [4]

### 3. Kriterien der „Smart Bioenergy“

Einer der größten Unterschiede einer energetischen Biomassennutzung im Sinne der „Smart Bioenergy“ ist, dass es keine absolut festen Kriterien gibt. Vielmehr bewegen sich die Zielkriterien innerhalb gewisser fester Leitplanken (Klimaschutz, Nachhaltigkeit, ökonomische und technische Machbarkeit) abhängig von den jeweiligen örtlichen und zeitlich veränderbaren ökonomischen, ökologischen und gesellschaftspolitischen Rahmenbedingungen, d.h. die Gesellschaft definiert immer wieder neu, was sie unter „smart“ versteht und was sie von der „Smart Bioenergy“ erwartet.

Insofern ist „Smart Bioenergy“ nicht ein fest zu beschreibender Zustand, sondern ein kontinuierlicher Prozess der Weiterentwicklung der energetischen Nutzung der begrenzten und wertvollen Ressource Biomasse.

Für den deutschsprachigen Raum können derzeit folgende Kriterien beispielhaft und ohne Anspruch auf Vollständigkeit angenommen werden:

- (1) Begrenzung der Massendurchsätze. Bereits die Brennstoff-Versorgung von noch vor wenigen Jahren gebauten 20 MW<sub>el</sub>-Biomassekraftwerken mit einem

jährlichen Brennstoffdurchsatz von über 100.000 t<sub>atro</sub> an Holz erfordert eine Transportlogistik, die in der Nähe von ausreichenden Wärmesenkungen der Bevölkerung nur schwer zu vermitteln war und ist. Daher wurden viele dieser Anlagen ohne nennenswerte Wärmenutzung realisiert, wodurch die Anlagen jetzt jedoch erhebliche ökonomische Schwierigkeiten haben. Weiterhin wird der für Groß-Kraftwerke oder die Mitverbrennung notwendige Import von Biomasse in der Bevölkerung zunehmend unter dem Gesichtspunkt der Nachhaltigkeit in den exportierenden Ländern hinterfragt, so dass sich auch hier eine Begrenzung von Massendurchsätzen ergibt. Auch wurden derart große Biogasanlagen gebaut, dass die Verwertung der Gärreste nicht mehr auf dem natürlichen landwirtschaftlichen Pfad möglich ist und alternative Wege bis hin zur Trocknung und Verbrennung zum Einsatz kommen. Verschiedene Bürgerbegehren gegen derartige Anlagen zeigen, dass es einen deutlichen gesellschaftlichen Trend hin zu kleineren und regional besser integrierten Anlagen gibt. So sind z.B. Kleinfeuerungsanlagen selbst in Schulen mittlerweile akzeptierte Realität, solange auf die speziellen Anliegen der Anwohner Rücksicht genommen wird und eine aktive Aufklärung über die Vorhaben erfolgt.

- (2) Modifizierte und optimierte Brennstoffe. Während es bei fossilen Öl- und Erdgasprodukten sehr genau einzuhaltenden Produktspezifikationen (Produktnormen) gibt, auf die sich jeder Nutzer verlassen kann, wird selbst in modernen Biomassekonversionsanlagen vielfach versucht die ganze Breite der Rohstoffe einzusetzen. Dabei lassen sich allein im Holzbereich vielfältige Beispiele nennen, wo der Rohstoff Holz quasi in seiner Rohform eingesetzt wird (z.B. waldfrische Durchforstungshackschnitzel mit einer entsprechend großen Schwankungsbreite bei Stückigkeit, Aschegehalt, Wassergehalt usw.). National und international wird zwar viel an der Klassifizierung in Produktnormen und der Zertifizierung gearbeitet. Die entsprechenden Festlegungen haben sich aber vielfach noch nicht in der Praxis durchgesetzt. Große Schwankungsbreiten der Brennstoffe führen aber zwangsweise zu hohen Technikkosten oder aber zu erheblichen Umweltbelastungen. Beides widerspricht der „Smart Bioenergy“, so dass mittels einer gezielten Modifizierung und Optimierung der Brennstoffbereitstellung - durchaus angepasst an regionale und möglicherweise auch von Zeit zu Zeit sich ändernde Bedingungen – ein smarterer Einsatz von Bioenergie unterstützt werden muss. Gerade auch im Hinblick auf leistungsmäßig kompaktere Konversionsanlagen ist die Brennstoffoptimierung eine wesentliche Grundlage.
- (3) Effizientere und umweltschonendere Konversionstechnologien. Während es vor einigen Jahrzehnten noch akzeptiert wurde, dass das Heizen mit Holz (und anderen Festbrennstoffen) durchaus mit Geruchs- und Luftbelastungen verbunden sein kann, ist die Toleranz in diesem Bereich – auch aufgrund der mittlerweile vorliegenden Erkenntnisse zur Gesundheitsrelevanz von Emissionen aus Biomassefeuerungen – zu Recht deutlich gesunken. Sowohl fortschrittliche Anlagenhersteller als auch der Gesetzgeber haben dazu beigetragen die Luftemissionen deutlich zu senken. Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Varianten sind aber weitere Verbesserungen (insbesondere bei Feinstaub und NO<sub>x</sub>) notwendig. Damit einher geht auch eine weitere Steigerung der Effizienz von Biomassekonversionsanlagen. Je weniger Biomasse für einen gewissen Nutzen eingesetzt werden muss, desto geringer sind automatisch auch die absoluten Emissionen. Eine besondere Herausforderung liegt dabei bei der Biomassenutzung in der Entwicklung und Etablierung von Prozessen, die sowohl Wärme als auch Strom bereitstellen, da sich dabei das tendenziell

größte Treibhausgasminderungspotenzial und das größte ökonomische Potenzial ergibt.

- (4) Bessere Vernetzung im Stoff- und Energiesystem. „Smart“ bedeutet generell eine bessere Vernetzung von Anwendungen, Geräten usw. In diesem Sinne muss die bisher regelmäßig auf eine Nutzungsform (Wärme, Strom, Kraftstoffe oder stoffliche Nutzung) konzentrierte Biomasseanwendung situationsangepasst flexibler zwischen verschiedenen Nutzungsformen wechseln können. D.h. zum Beispiel generell keine Strombereitstellung ohne weitgehende Wärmenutzung, möglichst zu jeder Wärmeanwendung die Möglichkeit zu einer bedarfsabhängigen Strombereitstellung vorsehen, hochwertige Biomassen primär stofflich nutzen und nur die Reststoffe und Nebenprodukte einer energetischen Nutzung zuführen.
- (5) Passfähige Märkte. Soll Biomasse zukünftig besser optimiert im Gesamtsystem einen wesentlichen Beitrag zu einer stabilen und versorgungssicheren Energieversorgung mit erneuerbaren Energien leisten, müssen die Marktbedingungen derart geändert werden, dass ein smarter Einsatz der Bioenergie auch ökonomisch angereizt wird. Deutlich kleinere Anlagen mit geringeren Vollbenutzungsstunden führen selbst bei allen Brennstoff- und Anlagenoptimierungen zu erhöhten kapitalgebundenen Kosten je umgesetzter Brennstoffeinheit. Um diese wieder einspielen zu können, müssen die erbrachten Systemdienstleistungen entsprechend vergütet werden. Hierzu bedarf es einerseits der passenden marktgestaltenden Rahmenbedingungen und andererseits der fortwährenden Anpassung der Bioenergienutzung an diese Rahmenbedingungen. Eine zukünftige „smartere“ Energieversorgung braucht andere Rahmenbedingungen als das bisherige Energieversorgungskonzept, damit sich u.a. auch für die „Smart Bioenergy“ passfähige Märkte entwickeln können. Gleichzeitig ist aber auch die Adaption der „Smart Bioenergy“ an die zukünftigen Märkte notwendig.

Neben diesen ersten fünf beispielhaften Kriterien arbeitet das DBFZ intensiv an der Definition weiterer Kriterien zur Beschreibung der derzeitigen Entwicklungsrichtung der „Smart Bioenergy“.

#### **4. Konzept der SmartBiomassHeat**

In der Anwendung der unter 3. beschriebenen Kriterien auf die energetische Nutzung von fester Biomasse im Wärmebereich ergeben sich damit folgende zum jetzigen Zeitpunkt geltenden Schlussfolgerungen.

- (1) Begrenzung der Massendurchsätze. Dezentrale Anlagen mit niedriger Kesselleistung (unter 400 kW) in Einzelgebäuden und mit kurzen Netzen mit hoher Wärmedichte fallen in der öffentlichen Wahrnehmung deutlich weniger auf als große zentrale Heizkraftwerke mit umfangreichen Wärmeverteilnetzen. Häufig können kleinere Anlagen direkt in bestehende Räume integriert werden. Allenfalls für die Brennstofflager müssen neue Räumlichkeiten geschaffen werden. Je kleiner die Anlagenleistung ausfällt, desto seltener sind Brennstoffanlieferungen, so dass die umliegenden Anwohner wenig beeinträchtigt werden. Kurze Netze können häufig innerhalb weniger Tage verlegt werden, während sich die Errichtung von umfangreichen Netzen teilweise über Monate hinziehen kann. Bei Störungen sind nur wenige Personen betroffen, die zudem schon über die Anlage informiert sind oder schnell informiert werden können. Gruppendynamische Prozesse sind in

kleineren Gruppen deutlich einfacher zu beeinflussen und damit ist eine Akzeptanz leichter zu erreichen. Die Herkunft der Brennstoffe kann deutlich leichter nachvollzogen werden und Kostenoptimierungspotenziale liegen mehr in einem reibungsfreien und aufwandsarmen Betrieb als in einer perfekten Optimierung aller Einzelgrößen (z.B. häufige Lieferantenwechsel zur Brennstoffkostenoptimierung). Zur Kompensation der „economies of scale“ kann es angeraten sein mehrere ähnliche Projekte in engem zeitlichem Zusammenhang mit den gleichen Akteuren (Kessellieferant, Heizungsbauer, Planer, Brennstofflieferant ...) umzusetzen. Außerdem ist die Einbindung alternativer erneuerbarer Wärmequellen wie Solarthermie, Umgebungswärme und ggf. auch Geothermie zu prüfen und wo technisch und ökonomisch möglich gezielt zu integrieren. Generell sind zunächst diejenigen erneuerbaren Wärmequellen zu nutzen, die nach einmaligen Investitionskosten weitgehend verbrauchskostenfrei zur Verfügung stehen. In diesem Sinne ist auch die Nutzung von Überschussstrom zur Beheizung dem Einsatz von Biomasse solange vorzuziehen, wie keine ausreichenden Stromspeicherkapazitäten zur Netzstabilisierung vorhanden sind.

- (2) Modifizierte und optimierte Brennstoffe. Kleinere Leistungen der Konversionsanlagen, die gleichzeitig noch flexibler als heute betreibbar sein sollen, benötigen Brennstoffe, die besser als heute dosierbar sind und gleichzeitig auch im Reaktionsverhalten deutlich besser definiert sind. Die thermische Konversion (Vergasung/Verbrennung) jeder fester und naturbelassener Biomasse unterliegt vier grundsätzlichen Prozessen. Zunächst muss eine Trocknung erfolgen. Danach beginnt die pyrolytische Zersetzung der trockenen Biomasse mit anschließender Verbrennung der gebildeten Gase und Aerosole. Letztlich wird die verbleibende Kohle ebenfalls in einen gasförmigen Zustand überführt und im Idealfall vollständig ausgebrannt, so dass am Ende nur die anorganischen Aschen zurückbleiben. In einem einfachen Kaminofen laufen alle vier Prozesse gleichzeitig im gleichen Reaktionsraum ab, beeinflussen sich gegenseitig und führen leicht zu Störungen des vollständigen Ausbrands. Entsprechend ist eine optimierte Reaktionsführung abhängig von einer Trennung der verschiedenen Prozesse. Da die Trocknung einen erheblichen Energieaufwand mit sich bringen kann, der aus den anderen Prozessen innerhalb einer Feuerung bereitgestellt werden muss, sinkt die Flexibilität des Betriebs einer Verbrennungsanlage mit dem Wassergehalt des Brennstoffs. Eine erste brennstofftechnische Maßnahme ist also eine gezielte Trocknung vor dem Einsatz in der Feuerung (z.B. Holzpellets). Zukünftig kann die Modifizierung des Brennstoffs neben dem Wassergehalt und der Pelletierung zur Optimierung u. A. der Stückigkeit auch die Torrefizierung oder Hydrothermale-Karbonisierung umfassen. Für hochflexible Mikro-Fest-Brennstoff-Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen könnte es zukünftig notwendig werden sehr fein dosierbare, homogene und flexibel vergasbare (mit minimaler Teerbildung) Brennstoffe zu produzieren.
- (3) Effizientere und umweltschonendere Konversionsanlagen. Auch wenn Biomassefeuerungsanlagen in Deutschland bereits einen sehr hohen technischen Stand erreicht haben, weisen sowohl ältere in der Anwendung befindliche Geräte und Anlagen als auch viele neuere am Markt erhältliche Systeme noch ein nennenswertes Potenzial zur Verbesserung der maximalen als auch der durchschnittlichen Emissionen auf. Auch kann der Systemnutzungsgrad häufig noch um bis zu einem Drittel gesteigert werden. Neben technologischen Optimierungen der Brennstoffqualitäten und der bekannten Konversionsanlagen kann und muss auch über neue und innovative

Ansätze nachgedacht werden. So wird die Vergasung bzw. zumindest die Vorvergasung von fester Biomasse auch in einem sehr kleinen Leistungsbereich Einzug halten. Im Leistungsbereich über 400 kW Brennstoffleistung wird die Vergasung in sehr naher Zukunft die Standardtechnologie werden müssen, um hocheffiziente und sehr flexibel in der Leistung anpassbare Anlagen konzipieren zu können. Damit werden dann sowohl Wärme-Kraft-Kopplungsanwendungen in allen Leistungsbereichen möglich als auch besonders niedrige Emissionen erreichbar. Um auch bei schnellen Lastwechseln minimale Emissionen garantieren zu können, wird die katalytische Emissionsminderung für CO, CH<sub>4</sub>, Org-C und andere Kohlenstoffkomponenten genauso wie für NO<sub>x</sub> in Kombination mit Biomassekonversionsanlagen immer mehr an Bedeutung gewinnen. Ergänzend zur Optimierung der Konversionsanlage wird die Frage intelligenter und prädiktiver Systemregler immer zentraler.

- (4) Bessere Vernetzung im Stoff- und Energiesystem. Durch die Entwicklung moderner Aufbereitungsverfahren muss die primäre Nutzung von hochwertigen Biomassen (wie z.B. Stammholz) in den stofflichen Sektor verschoben werden. Nur die Reststoffe und Nebenprodukte sind zur energetischen Nutzung zu verwenden. Auch sollten reine Fraktionen von biogenen Abfallstoffströmen (z.B. Laub, Landschaftspflegeheu, Wasserpflanzen) aufbereitet und für eine energetische Nutzung erschlossen werden. Bei der energetischen Nutzung der genannten Fraktionen ist die Biomasse immer nur dann einzusetzen, wenn andere erneuerbare Wärmequellen in der speziellen Versorgungssituation ausgeschöpft sind. Perspektivisch sollte die Wärmebereitstellung aus Biomasse immer auch die Bereitstellung von Strom erlauben. Dabei sollte die Strombereitstellung zeitlich so erfolgen, dass ein möglichst hoher Systemnutzen zur Stromnetzstabilisierung generiert wird und die erzeugte Wärme für den Verbrauch zwischengespeichert wird. Durch intelligente Regler ist dabei sicherzustellen, dass nie mehr Wärme aus Biomasse erzeugt wird, als auch innerhalb des vorhandenen Speichervolumens pufferbar und vor allem auch nach der vorrangigen Nutzung anderer verbrauchskostenfreier erneuerbarer Wärmeangebote verbrauchbar ist.
- (5) Passfähige Märkte. Vielfach wird die Kombination aus solarthermischer Anlagen und Biomassekessel als vorteilhafte Kombination beworben und auch finanziell gefördert. Unberücksichtigt bleibt dabei, dass die heute aus Kostengründen eingesetzten Systemregelungsansätze häufig keine optimale Abstimmung der Komponenten erlauben, so dass trotz Einzelwirkungsgraden der Komponenten von jeweils über 90 % am Ende der Systemnutzungsgrad bei und unter 70 % liegt [5]. Hinzu kommt, dass Förderprogramme zum Teil größere Anlagen bevorzugen, so dass Kunden eher zu groß als zu klein einkaufen, womit die Effizienz der Einzelanlagen und vielmehr noch die der Kombination weiter belastet wird. Soll darüber hinaus eine Ausweitung der Brennstoffpalette auf regional verfügbare Reststoffe und Nebenprodukte erfolgen, so ergeben sich häufig besondere Genehmigungshürden, die den Markteintritt erheblich erschweren. Für Mikro-WKK-Anlagen zur Unterstützung der Stromnetzstabilität gibt es heute noch keinen wirtschaftlich tragfähigen Vergütungsrahmen. Dieser muss erst noch entwickelt werden.

Diese Anforderungen führen für die Weiterentwicklung der Wärmeversorgung auf Basis fester Biomasse zu der Idee der SmartBiomassHeat (Intelligente Heiztechnologien). Dabei sollen Reststoffe und Nebenprodukte so aufbereitet werden, dass sie mit minimalen Emissionen und maximaler Effizienz in modernen Konversionsanlagen

umsetzbar sind und sowohl die Lücken in der Wärmeversorgung schließen als auch bedarfsgerecht zur Stromnetzstabilisierung beitragen (Wärme-Kraft-Kopplung; Abbildung 2).

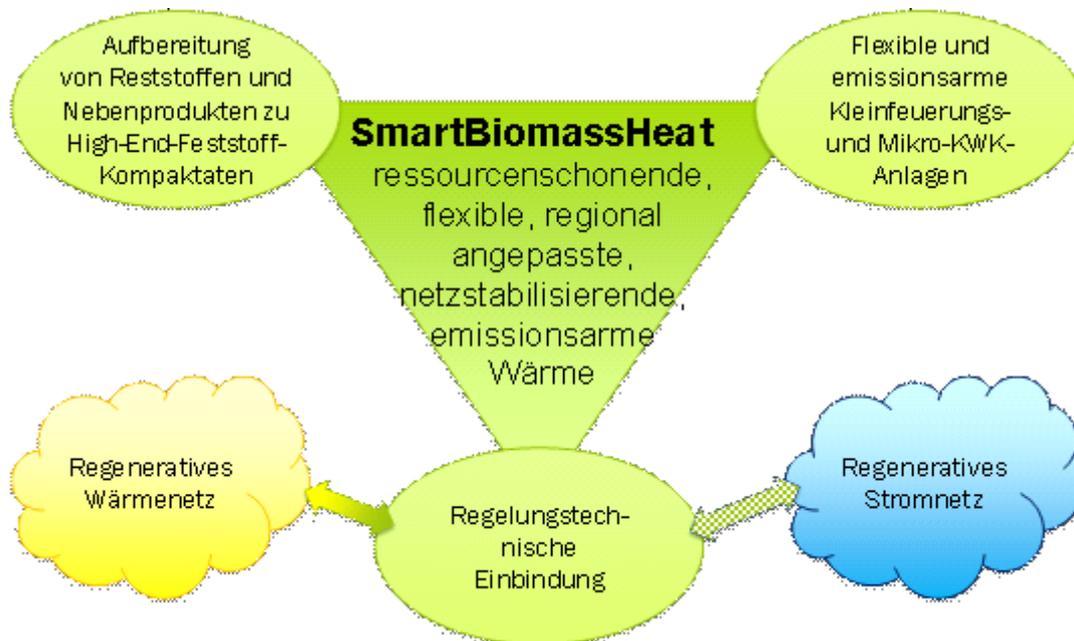


Abbildung 2 Konzept der SmartBiomassHeat - Intelligente Biomasseheiztechnologie

## 5. Stand der Entwicklung und mögliche Produkte

**Brennstoffe.** Es gibt in Deutschland mindestens zwei Ansätze zum Waschen und Aufbereiten von nicht-holzartigen Brennstoffen mit deutlichen Reduktionseffekten bei Kalium und Chlor. Außerdem entwickelt sich die Hydrothermale Karbonisierung immer weiter und auch die Torrefizierung nähert sich der Marktreife. Aufbauend auf diesen Entwicklungen sollte es in absehbarer Zeit zusammen mit einer optimierten Kompaktierungstechnik möglich sein auch aus biogenen Reststoffen und Nebenprodukten hochwertige, flexibel einsetzbare und mit wenig nachgeschalteter Gasreinigung vergasbare Festbrennstoffe zu gewinnen.

**Einzelraumfeuerungen mit Wassertasche.** Aktuelle Forschung und Entwicklung treibt die katalytische Emissionsminderung und die optimierte Regelfähigkeit auch von Einzelraumfeuerungen voran. In Verbindung mit Wassertaschen und der Anbindung ans zentrale Heizsystem werden diese Anlagen optimal zur Unterstützung von solarthermischen Anlagen oder Wärmepumpen geeignet sein und gleichzeitig den Wunsch vieler Hauseigentümer nach einem eigenen Feuer im Wohnbereich bedienen.

**Mikro- und Klein-WKK-Anlagen.** Erste Demonstratoren im Bereich von unter 1000 W elektrischer Ausgangsleistung zeigen, dass die Entwicklung von flexibel betreibbaren Kleinstvergäsern für hochmodifizierte Brennstoffe (bisher Buchenholzkohle) möglich ist. In fortlaufenden Arbeiten wird das Konzept in Richtung Marktfähigkeit weiterentwickelt.

**Intelligente Wärmeverbundregler.** Um die vielfältigen und sich kontinuierlich ändernden Anforderung an die zukünftigen Energieversorgungszentralen optimal erfüllen zu können, bedarf es neuer Wärmeverbundregler, die in der Lage sind Wärmebedarfe aus der Historie und anderen selbst erlernten Faktoren möglichst

genau zu prognostizieren und diesen Bedarf mit den natürlichen Angeboten wie Innere Quellen, Solarangebot, Überschussstromwärme usw. abzugleichen, um auf diese Weise den optimalen Einsatz einer Biomassefeuerung zu planen und zu regeln. Bisher konnten schon nennenswerte Fortschritte durch die Integration einer Wetterprognose und einer gezielten Freigabe eines Pelletkessels erreicht werden (+6 %-Punkte Jahresnutzungsgrad).

**Intelligente Wärme-Stromnetz-Verbundregler.** Die nächste Stufe der intelligenten Regler ist dann die Integration der Aufgabe zur Stromnetzstabilisierung beizutragen, ohne die Gefahr eines zentralen Hackerangriffs zuzulassen. Bisher konnte in ersten Forschungsprojekten die Schnittstellendefinition vorangetrieben werden und die Datenaufnahme verschiedener Strombereitstellungsoptionen im Abgleich mit den Netzanforderungen realisiert werden.

## 6. Fazit

Während derzeit die Bereitstellung von erneuerbarer Energie aus Biomasse im politischen Umfeld pauschaliert kritisch diskutiert wird, besteht mittel- und langfristig eine stabile Nachfrage nach „gemütlicher Wärme“ im Endkundenbereich. Dabei zählt für viele Nutzer auch eine gefühlte Selbstversorgungssicherheit. Beides zusammen sichert eine nennenswerte Zahlungsbereitschaft für biogene Festbrennstoffe und entsprechend geeignete Feuerungsanlagen.

Das mit dem Klimaschutz verbundene Ziel die Wärmebereitstellung vollständig auf erneuerbare Energien umzustellen, wird nur in Verbindung mit einer Reduktion des Primärenergiebedarfs der Heiz- und Brauchwasserwärmebereitstellung um mindestens 80 % durch eine massive Gebäudedämmung und das Erschließen aller erneuerbaren Wärmequellen möglich sein.

Biomasseheizanlagen werden entsprechend nur noch für die Bereitstellung des Restwärmebedarfs mit zum Teil schnellen und hohen Schwankungen eingesetzt werden. D.h. sie müssen in Verbindung mit intelligenten Reglern und Wärmepuffern sehr flexibel betreibbar sein. Um auch der Anforderung nach einem zunehmenden Beitrag bei der Stromnetzstabilisierung nachzukommen werden zukünftig vermehrt und überwiegend Mikro- und Klein-WKK-Anlagen zum Einsatz kommen müssen. Diese Anlagen müssen hochflexibel betreibbar sein, um zum einen den notwendigen Restwärmebedarf genau passend und in Verbindung mit Wärmepuffern zeitgerecht und mit maximaler Effizienz bereitzustellen und zum anderen einen maximalen und vor allem zeitgerechten Beitrag zur Stromnetzstabilisierung durch die Bereitstellung von Regel- und Reservestrom zu leisten.

Im Wärme-Strom-Bereich wird das DBFZ das Konzept der SmartBiomassHeat konsequent im Kontext der „Smart Bioenergy“ weiterentwickeln und die notwendigen technischen Komponenten erforschen und zur Marktnähe vorantreiben. Gleichzeitig werden mittels ökonomisch-ökologischer Bewertungen die Machbarkeit und die Konformität zu den Zielkriterien kontinuierlich überprüft, um Fehlentwicklungen vorzubeugen.

Letztlich kann sich das Konzept der SmartBiomassHeat und insgesamt der Systemwechsel zur „Smart Bioenergy“ nur dann durchsetzen, wenn die ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen insbesondere von der Politik so gesetzt werden, dass die Netzstabilisierung, die Nachhaltigkeit der Brennstoffversorgung und der Schutz der Umwelt, sowie des Klimas rechtlich zwingend eingefordert werden oder aufgrund der Rahmenbedingungen ökonomisch vorteilhaft gegenüber fossilen Versorgungsvarianten angereizt werden.

## Danksagung

Die Arbeiten zu diesem Vortrag und diesem Tagungsbandbeitrag wurden dankenswerter Weise durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) finanziert.

## Literatur:

[1] IPCC: Climate Change 2014 Synthesis Report Summary for Policymakers [http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5\\_SYR\\_FINAL\\_SPM.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_SPM.pdf)

[2] Süddeutsche.de: Das sind die wichtigsten Ergebnisse des Gipfels. 8.Juni 2015 <http://www.sueddeutsche.de/politik/2.220/gipfel-in-elmau-das-sind-die-wichtigsten-ergebnisse-des-g-gipfels-1.2511607>

[3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2014. Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand Februar 2015

[4] Thrän, D. (Hrsg.): Smart Bioenergy, Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems. Springer International Publishing Switzerland, 2015

[5] Schraube, C., Jung, Th., Wilmotte, J.-Y., Mabilat, C., Castagno, F.: Long-term monitoring of small pellet boiler based heating systems in domestic applications. 18th European Biomass Conference Proceedings. Lyon, 2010

## **Biomassebereitstellung für die energetische Verwertung in Sachsen und Darstellung der daraus resultierenden Probleme**

*(Dr. Kerstin Jäkel, Jana Grunewald; LfULG Sachsen)*

*Vortragende: Dr. Kerstin Jäkel*

Dr. Kerstin Jäkel, Jana Grunewald  
Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG)  
Referat Pflanzenbau  
Waldheimer Str. 219  
01683 Nossen  
Tel.: 035242 631 7204  
E-Mail: kerstin.jaekel@smul.sachsen.de

### **1. Einleitung**

Die Energiewende soll weiterhin gelingen. An den Klimaschutzziele wird ebenfalls weiter fest gehalten. Beides ist dringend notwendig um langfristig unsere Existenzgrundlagen zu sichern. Doch nur mit Photovoltaik und Wind sind wir nicht in der Lage unsere Ziele zu sichern. Die Bioenergie ist nach wie vor eine wichtige Säule für die Energieerzeugung aus nicht fossilen Rohstoffen. Für die Biomassebereitstellung und -verwertung stehen viele Möglichkeiten zur Verfügung. Wissenschaftlicher Fortschritt und Effizienzsteigerungen sollen diese Form der Energiebereitstellung und -nutzung weiter verbessern. Neben der Verwertung von gezielt angebauten Energiepflanzen erhält die Nutzung biogener Reststoffe derzeit eine immer größere Bedeutung. Sachsen's Potential an nachwachsenden Rohstoffen für die energetische Nutzung ist vielfältig. Halmgutartiges, unverholztes Material wird in Biogasanlagen zu Biogas (Methangas) vergoren („gasförmige Biomasse“). Aus Öl-, Stärke- und Zuckerpflanzen werden wertvolle Inhaltsstoffe zur Kraftstoffherstellung gewonnen („flüssige Biomasse“). Holz, Stroh und Ganzpflanzen mit einem hohen Ligningehalt können zu Hackschnitzeln bzw. Pellets verarbeitet werden („feste Biomasse“). Bei einer landwirtschaftlich genutzten Fläche von ca. 904.207 ha (715.190 ha AL) werden in Sachsen rund 125.000 ha für den Anbau von Energiepflanzen genutzt. Dabei nimmt Raps mit knapp 80.000 ha den größten Anteil ein. Bedeutung besitzen überdies auch der Mais- und Getreideanbau sowohl zur Körner- als auch Ganzpflanzennutzung.

### **2. „Feste Biomasse“**

Zu den festen Brennstoffen zählt jegliche Art von verholzter Biomasse, entweder als Erzeugnisse der Forstwirtschaft und weiterverarbeitenden Industrie, wie Roh-, Waldrest-, Landschaftspflege-, Industrie- oder Altholz in Form von Scheitholz oder Hackgut oder als Produkte der Landwirtschaft, wie Holz aus Kurzumtriebsplantagen und ligninhaltiges Halmgut, wie Miscanthus. Sachsen besitzt derzeit eine Waldfläche von 524.838 ha. Holz wächst aber nur sehr langsam und wird vorrangig als Baustoff gebraucht. Eine Alternative ist schnellwachsendes Kurzumtriebsholz, z. B. von Pappeln und Weiden, sowie ligninhaltiges Material aus der Landwirtschaft. Diese Pflanzen zeichnen sich durch eine viel kürzere Wachstumszeit aus.

**Kurzumtriebsplantagen (KUPs)** verfolgen das Ziel in relativ kurzer Zeit (zwei- bis zwanzig-jähriger Umtrieb) viel Holzbiomasse auf einer landwirtschaftlich nutzbaren Fläche zur energetischen Verwertung zu erzeugen. Kriterien zur Auswahl geeigneter Bäume sind ein rasches Jugendwachstum, eine leichte Vermehrbarkeit, ein gutes Stockausschlagvermögen und eine gute Dichtstandsverträglichkeit. Unter europäischen Klimabedingungen erzielen Pappel- und Weidenarten die besten Ergebnisse.

Zurzeit werden in Sachsen auf 271 ha schnellwachsende Baumarten im Kurzumtrieb angebaut, davon 245 ha auf landwirtschaftlicher Nutzfläche (Stand Juli 2014). Bei einer landwirtschaftlichen Nutzfläche von 904.207 ha in Sachsen hat die KUP-Wirtschaft den marginalen Anteil von 0,03 %. Unter den Dauerkulturen (5596 ha) nimmt sie einen Anteil von 4,4 % ein. Rückblickend auf die Anbaufläche von 184 ha auf landwirtschaftlicher Fläche im Jahr 2010, konnte ein leichter Anstieg des Anbaus um 33 % in den letzten 4 Jahren festgestellt werden.

4 Betriebe bewirtschaften Flächen von über 21 bis 38 ha. Der Hauptanteil der Betriebe hat Flächengrößen unter 3 ha (0,18 bis 2,93 ha).

Die Anlage einer KUP hat vielfältige Vorteile für Umwelt und Landwirtschaft. Neben einer regionalen Wertschöpfung können viele ökologische Vorteile genutzt werden. Jedoch ergeben sich für den Anbau auch viele regionale Hemmnisse. Neben unzuverlässigen politischen Rahmenbedingungen und einer überproportionalen Bürokratie beim KUP-Anbau, ist es vor allem die unzureichende Absicherung für eine wirtschaftliche Vermarktung, die die Landwirte am Anbau von schnellwachsenden Baumarten hindern. In nachfolgender Tabelle werden die Hemmnisse für den verstärkten Ausbau von KUP-Anlagen zusammengefasst.

**Tabelle 1** Hemmnisse für eine verstärkte Etablierung von KUP.

gesetzliche Rahmenbedingungen	Landwirtschaft	Verwertung
zu viele rechtliche Vorschriften	unflexible Teilnahme am Marktgeschehen durch Flächenbindung	fehlende Anbieter – Verwerter - Plattform
unzureichende Förderausrichtung, trotz ökologischem Tatbestand	unsichere Ertragserwartung	zu wenig innovative Vermarktungsmodelle
Mindestinvestitionsvolumen von 20.000,- €	keine jährlichen Geldeinnahmen	Vermarktungsrisiken: Absatz, Preis, Eigenverwertung
Begrenzung auf bestimmte Baumarten	hohe Etablierungskosten	unzureichende oder keine Anschubförderung
Begrenzung auf Ackerland	Ernte kostenintensiv	langjährige Verträge nötig
ImmissionsschutzRL für kleine Anlage	Anbau-, Absatz- und Vermarktungsrisiko	KUP nicht mit anderer Biomasse im EEG gleichgestellt
	hoher Anteil Pachtflächen	
	kaum weitere Flächen verfügbar	

**Miscanthus** kommt ursprünglich aus den Subtropen bzw. Tropen und ist ein mehrjähriges Horstgras mit einer Wuchshöhe bis zu 3 m. Es wächst auf allen Böden, optimal sind sandige Lehme (Lößböden). Da es sehr trocken tolerant ist, ist auch ein Anbau in den sächsischen Gebieten mit Vorsommertrockenheit (z.B. Dahleener-Dübener Heide, Leipziger Tieflandsbucht und das Elbetal) gut möglich. Bei einer Nutzungsdauer bis zu 20 Jahren liegen die Durchschnittserträge ab dem 3. Standjahr zwischen 8 und 16 t TM/ha\*Jahr. Die Durchschnittserträge auf den fruchtbaren Löß- und Auenböden lagen zwischen 20 und 26 t je Hektar und Jahr. Die Erträge der

sandigeren Diluvial-Böden und steinigere Kippenböden lagen mit 9-11 t Trockenmasse je Hektar und Jahr niedriger. Am meisten wird Miscanthus als Brennstoff genutzt.

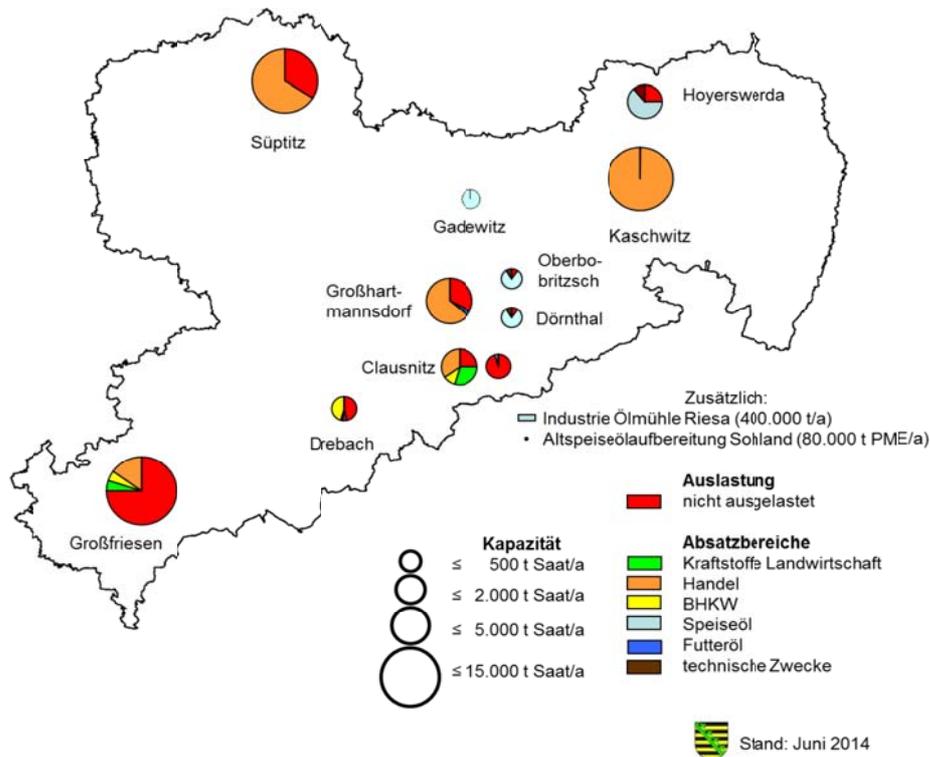
### 3. „Flüssige Biomasse“

Im Bereich „Flüssige Biomasse“ für die Kraftstofferzeugung ist ein deutlicher Marktrückgang zu verzeichnen.

Nicht nur Ölpflanzen, wie Sonnenblume und Raps, sondern auch Zucker- und Stärkepflanzen (Getreidekorn, Zuckerrübe) haben Bedeutung bei der Kraftstoffgewinnung. Die Ölsaatenverarbeitungsanlagen mit ihren verschiedenen Absatzbereichen zeigt Abbildung 1.

Der weitaus größte Anteil von über 86 % des Pflanzenöles geht in den Handel. Die nachgeordneten Warenströme sind unbekannt und gehen oft ins Ausland. Nur ein sehr kleiner Bereich wird tatsächlich als Kraftstoff in der Landwirtschaft eingesetzt. Die roten Bereiche der Abbildung kennzeichnen nicht ausgelastete Kapazitäten der Ölmühlen.

Wieviel Getreide und Zuckerrüben für Bioethanol eingesetzt werden, wird nicht erfasst.



**Abbildung 1** Dezentrale Ölsaatenverarbeitungsanlagen Sachsens mit Absatzbereichen, Quelle: LfULG.

Auch die Erzeugung von Biomasse für die Kraftstofferzeugung bietet eine Reihe von Vorteilen beim Klimaschutz. Die Treibhausgasbilanzen sind gut und können durch gezieltere Düngung weiter verbessert werden. Wichtig ist in diesem Bereich die zusätzliche Bereitstellung von heimischen Eiweißfuttermitteln für die Landwirtschaft und eine gezielte Kreislaufwirtschaft von Stoffströmen. Die wichtigsten Hemmnisse für einen erneuten Ausbau zeigt Tabelle 2. Auch bei den Kraftstoffen haben negative gesetzliche Vorgaben zur Reduzierung einheimischer Rohstoffe im Landwirtschaftsbetrieb geführt.

**Tabelle 2** Hemmnisse für einen stärkeren Ausbau der Biokraftstoffbranche.

gesetzliche Rahmenbedingungen	Bevölkerung
Änderung Besteuerung 2006	unsachliche Informationen im Umlauf
unklare Zielvorgaben der EU	Akzeptanzproblem Teller / Tank
7 % Obergrenze für Biokraftstoffe der 1. Generation (Kraftstoffe aus Ölen, Zucker, Stärke)	
Fehlende Rahmenbedingungen für langfristige Investitionen für Kraftstoffe der 2. Generation (Reststoffe, Abfälle)	

#### 4. „Gasförmige Biomasse“

Seit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2004 hat sich die Zahl der Biogasanlagen mehr als vervierfacht. Die sächsischen Biogasanlagen haben mit Stand vom 31.12.2012 eine installierte elektrische Leistung von ca. 85 MW. Überschlägig gibt es etwa 210 Biogasanlagen in Sachsen. Ca. 65 % der Biogasanlagen in der Landwirtschaft wurden vom Freistaat Sachsen gefördert (teilweise mit Gärrestlager und Siloanlage). Aktuell speisen 7 Biogasanlagen aufbereitetes Methangas in das Erdgasnetz ein.

In den sächsischen Biogasanlagen wird hauptsächlich Gülle, überwiegend Rindergülle, vergoren (Ø 51 t/Tag). Energiepflanzensilage als Koferment dient der Stabilisierung des wirtschaftlichen Betriebes. Mais ist aufgrund hoher Trockenmasseerträge und guter Vergärbarkeit derzeit das vorzüglichste Substrat zur Biogasproduktion. Weiterhin geben sächsische Biogasanlagenbetreiber Grassilage, Getreide-GPS bzw. -schrot und saisonal Zuckerrüben in den Fermenter.

In Sachsen ist die Mais-Anbaufläche von ca. 99.987 ha mit einem Anteil von ca. 14 % an der Gesamt-Ackerfläche eine Bereicherung zu äußerst Getreidebetonten Fruchtfolgen.

Zahlreiche Energiepflanzen-Projekte haben sich die Erhöhung der Biodiversität auf dem Acker zum Ziel gesetzt. Das LfULG ist an zwei durch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. geförderten Projekten beteiligt:

- Projekt „Entwicklung und Vergleich von Anbausystemen für Energiepflanzen zur Biogasproduktion, kurz EVA“
- Projekt „Anbautechnik Sorghumhirsen“

Mit „EVA“ sollen grundlegende Fragestellungen zur produktiven und nachhaltigen Gestaltung des Energiepflanzenanbaus geklärt werden ([www.eva-verbund.de](http://www.eva-verbund.de)). In 11 Ackerbauregionen Deutschlands wurden unter verschiedenen Klima- und Bodenbedingungen fünf einheitliche Fruchtfolgen erprobt. Diese beinhalten sowohl Haupt- und Zwischenfrüchte sowie Zweikultursysteme. Auf allen Böden überzeugten die Fruchtfolgen mit Mais, Sorghumhirsen und Getreideganzpflanzen mit den höchsten Trockenmasseerträgen und Deckungsbeiträgen.

Sorghumhirsen sind großkörnige Süßgräser aus Ostafrika. Ihre Bodenansprüche sind gering. Aufgrund eines ausgedehnten Faserwurzelsystems besitzen sie ein großes Bodenwasserausschöpfungsvermögen und eine hohe Hitze- bzw. Trockentoleranz. Jedoch sind sie sehr frostempfindlich. Als Substrat für Biogasanlagen eignen sich die halmdicken Futtertypen von Sorghum bicolor (z.B. KWS Zerberus und Herkules) sowie die blatt- und stängelreichen Sudangrashybriden (Sorghum bicolor x sudanense), vor allem die Sorte Lussi. Um eine störungsfreie Silierung zu gewährleisten sollten TS-Gehalte  $\geq 28\%$  angestrebt werden. Futterhirsen sind aufgrund des höheren Ertragspotentials für den Hauptfruchtanbau ab Mai zu empfehlen. Für den Zweitfruchtanbau nach früh räumendem Getreide eignen sich die besser abreifenden Sudangrashybriden.

Wirtschaftlich betrachtet besitzen viele Energiepflanzen noch Optimierungspotential. Tabelle 3 zeigt ökonomische Berechnungen für Biogaspflanzen bis zur Verstromung (Vollkostenrechnungen inkl. Betriebsprämie – Gegenüberstellung von sämtlichen Kosten und dem Leistungsniveau einer Fruchtart [kWh el. Strom, die aus 1 ha Substrat erzeugt werden können]). Mais und Getreide erzielten positive Werte. Sorghumhirsen zeigten in Abhängigkeit von den Witterungsbedingungen starke Ertrags- und Abreifeschwankungen, so dass eine ökonomische Bewertung dieser Kulturart sehr schwierig ist. Ein verbesserungsfähiger Methanertrag, zu niedrige TS-Gehalte (dadurch hohe Transportkosten) und/oder zu hohe Anbaukosten drückten bei den restlichen Energiepflanzen das Gesamtergebnis in den negativen Zahlenbereich.

**Tabelle 3** Ökonomische Bewertung des Anbaus und der Verwertung von Biogaspflanzen bis zur Verstromung. Kalkulation inkl. Betriebsprämie, Berechnungen: Annette Schaeffer, LfULG.

Kennzahl / Kriterium	ME	Silomais	Sudangrashybride	Futterhirse	Getreide-GPS	Durchwachs. Silphie	Blühmischung	Getreide-Korn	Zucker- rübe	Klee- gras 3 Schn.	Luzerne- gras 3 Schn.	Grün- land 4 Schn.	Grün- rogggen + Silomais	Triticale- GPS + Silomais
Ertrag Frischmasse	dt/ha	420	390	400	280	500	400	70	680	450	420	375	570	590
TS-Gehalt	%	32	27	30	35	26	25	86	23	20	20	20	30 / 32	30 / 32
Netto-Ertrag Trockenmasse	dt/ha	121	95	108	88	117	90	60	141	77	71	64	161	167
Methan- ertrag	m <sup>3</sup> /ha	3.907	2.722	3.110	2.765	3.159	2.268	2.219	4.561	2.203	1.864	1.836	5.043	5.329
Leistung Strom+Wärme	€/ha	3.316	2.310	2.640	2.347	2.681	1.925	1.883	3.871	1.870	1.582	1.558	4.280	4.523
Vollkosten Anbau	€/ha	1.550	1.400	1.450	1.350	1.850	1.400	1.100	2.100	1.650	1.600	1.370	2.250	2.260
Kosten BGA ohne Substrat	€/ha	1.874	1.306	1.492	1.326	1.515	1.088	1.064	2.188	1.057	894	881	2.419	2.556
Ergebnis mit DZ *	€/ha	192	-96	-2	-30	-384	-263	19	-117	-537	-612	-393	-89	6
Gesamtwertung		positiv	noch Chancen	positiv	positiv	negativ	negativ	positiv	noch Chancen	negativ	negativ	negativ	noch Chancen	positiv

\* Direktzahlungen 300 €/ha

positiv

mäßig

noch Chancen

negativ

Mit Energiepflanzen lassen sich positive Effekte für die Biodiversität und das Landschaftsbild erreichen, wenn kleine Veränderungen beim Anbau vorgenommen werden. Streifen mit Blühpflanzen und Zwischenfrüchte tragen zu einem positiven Ergebnis des Energiepflanzenanbaus bei. Leider ist durch unsachliche Diskussionen und falsch geleitete Förderung der Energiepflanzenanbau teilweise unter starke Kritik geraten. Tabelle 4 gibt einen Überblick über mögliche Probleme die beim Anbau von Energiepflanzen entstehen können.

**Tabelle 4** Hemmnisse für den Energiepflanzenanbau zur Biogasproduktion.

Landwirtschaft	Akzeptanz Bevölkerung
geringere Erträge → deutlich geringere Gewinne gegenüber Mais	unsachliche Informationen im Umlauf
Humuswirtschaft	Akzeptanzproblem Teller / Tank
Bodenschutz und Gewässerschutz	
eintönige Landschaft	
enge Fruchtfolgen	

## 5. Zusammenfassung

An den aufgestellten Klimaschutzzielen und an der Energiewende soll weiterhin festgehalten werden. Ohne Einsatz von Biomasse ist das aber derzeit nicht möglich. Die Erzeugung von einheimischen Rohstoffen und die Nutzung von anfallenden Reststoffen und Koppelprodukten ist nach wie vor sinnvoll und reduziert Treibhausgase. Mit weiterer Effizienzsteigerung und einer stärkeren Beachtung ökologischer Belange wird die Nachhaltigkeit der Bioenergie weiter gesteigert. Biomasse ist die derzeit einzige speicherbare Energieform.

## **Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung als Teil der Energie- und Stromwende**

*(Hansjörg Pfeifer, Umweltgutachter)*

### **1. Aufgabenstellung**

Strombedarfsgerechter Einsatz von dezentralen Stromerzeugungsanlagen wird immer mehr zum Gebot der Stunde.

Im neuen 10.000-Gebäudeprogramm „Technik-Bonus“ der Bayerischen Staatsregierung wird z.B. folgendes mit 2.000 bis 8.000 Euro gefördert:

- KWK-Eigenstromerzeugung mit Wärmespeicher und Energiemanagementsystem
- Netzdienliche Photovoltaik-Stromerzeugung: Speichersystem mit Energiemanagementsystem
- Wärmepumpensysteme (negative Stromerzeugung) mit Wärmespeicher und Energiemanagementsystem

Alle diese Energiemanagementsysteme müssen „Smart-Grid-Ready“ sein, d. h. die Stromerzeugung bzw. der Stromverbrauch müssen nachweislich von außen her beeinflusst werden können.

Im Folgenden geht es um die strombedarfsgerechte Erzeugung von Strom aus Holzgas im Rahmen der KWK-Eigenstromerzeugung mit Wärmespeicher und Energiemanagementsystem.

### **2. Brennstoffe für Holzgas-Stromerzeugungsanlagen**

Holz hackschnitzel als kostengünstiger fester regenerativer Energieträger – nur zur Erzeugung von Wärme ist dieser Brennstoff eigentlich zu schade (das gilt auch für Holzpellets).

Nur die Technik der Holzgaserzeugung und Holzgasverstromung bietet heute die Möglichkeit, Strom aus festen holzartigen Brennstoffen zu erzeugen – bei kleinen Leistungen von bis zu 250 kW – und Wärme zu liefern: Nutzung der gleichzeitigen Strom- und Wärmeerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung. (Auch die Stirling-BHKW-Technik könnte Strom und Wärme erzeugen, aber diese ist noch immer nicht ausgereift.)

### **3. Betriebsarten von Holzgas-Stromerzeugungsanlagen**

Zunächst ist hier zu sagen, dass der Betreiber einer Holzgas-Stromerzeugungsanlage froh sein kann, wenn seine Anlage überhaupt durchgehend läuft und nicht ins Stocken gerät. Jeder Betreiber wird also erst mal versuchen, seine Anlage so weit in den Griff zu bringen, dass sie möglichst gleichmäßig und zufriedenstellend arbeitet. Hierbei wird immer Volllastbetrieb vorausgesetzt, der Teillastbetrieb ist zu vermeiden. Ähnlich wie bei Biogasanlagen ist es aber schon jetzt nicht mehr willkommen, wenn der EEG-

Strom ungesteuert und kontinuierlich ins Netz eingespeist wird: Eine bedarfsgerechte Stromerzeugung ist das Gebot der Stunde.

Folgende Betriebsarten sind bei Holzgas-Stromerzeugungsanlagen möglich:

- a) Rein wärmegeführter Betrieb in Verbindung mit einem großen Wärmespeicher: Die Stromerzeugung erfolgt hauptsächlich im Winterhalbjahr. Wenn der Wärmespeicher leer ist, schaltet die Holzgas-Stromerzeugungsanlage selbsttätig ein. Sobald der Speicher voll ist, geht die Anlage in den Ruhezustand (Gluterhaltung).
- b) Wie a), jedoch erfolgt der Betrieb stromgesteuert auf Abruf: Sobald ein von außen kommendes Signal die Stromerzeugung verlangt, wird der Wärmespeicher (vorzeitig) gefüllt. Ist der Speicher voll und die Stromanforderung besteht nach wie vor, wird entweder der Hackschnitzeltrockner eingeschaltet oder die Wärme wird kurzzeitig vernichtet (Stromvorrang).
- c) Dauerbetrieb: Zahlreiche Holzgas-Stromerzeugungsanlagen laufen ganzjährig weitgehend im Dauerbetrieb. Bei Stromüberschuss könnte eine solche Anlage auf Anforderung abgestellt werden (negative Regelreserve). Sollte die momentan gespeicherte Wärme nicht ausreichen, kann die fehlende Wärme mit einem Heizkessel erzeugt werden.
- d) Verdoppelung der installierten Leistung (positive und negative Regelreserve): Anlagen im Dauerbetrieb wie c) verfügen über ein lückenloses Wärmenutzungskonzept. Bei gegebenem Jahreswärmebedarf und mit Hilfe eines großen Wärmespeichers kann die Wärmeerzeugung an die jeweilige Stromanforderung angepasst werden. Im Endeffekt wird die jährlich erzeugte Strommenge nicht von einem, sondern von zwei Holzgas-Modulen erbracht (regelbare Leistungsstufen (0 %, 100 %, 200 %)).

Die Speicherung von Holzgas ist auszuschließen:

- e) Holzgas kann (anders als Biogas) nicht wirtschaftlich zwischengespeichert werden: Der Heizwert des Holzgases ist sehr gering (rd. 25 % von Biogas).
- f) Der im Holzgas enthaltene Wasserstoff durchdringt die handelsüblichen Speicherhüllen und geht verloren.
- g) Im Holzgas ist zum großen Teil CO (Kohlenmonoxid) enthalten. Dies ist hoch giftig. Das Holzgas sollte deshalb gleich nach der Erzeugung verbraucht werden.

#### **4. EVIT GmbH Ingenieurbüro Unternehmensberatung**

Wir sind in der Stromwirtschaft beheimatet und kennen uns mit den elektrizitätswirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Belangen bestens aus. Dies bezieht sich auch auf die Stromerzeugung gemäß dem EEG oder dem KWKG.

Zahlreiche Betreiber von EEG-Anlagen, darunter viele Betreiber von Holzgas-Stromerzeugungsanlagen, haben sich für uns als Umweltgutachterorganisation entschieden. Im Rahmen unserer alljährlichen Gutachtenerstellung, wie sie das EEG 2009 und das EEG 2012 erfordern, führen wir Ortstermine durch und weisen unsere Kunden auf Verbesserungspotentiale und Risiken hin, sollten wir solche erkennen.

Bekanntlich läuft der Schutz des seit dem 01.04.2000 geltenden EEG jeweils nach 20 Jahren aus. Viele Biogasanlagenbetreiber sind darunter, die bereits in 4 ½ Jahren ohne den Schutz des EEG dastehen und nicht wissen, wie es weitergehen soll. Unsere Meinung hierzu ist, dass ab dem 21. Jahr nur noch EEG-Anlagen überleben werden, die den in das Netz eingespeisten Strom bedarfsgerecht liefern können.

Deshalb ist das Thema **Strombedarfsgerechter Einsatz von Biomassen** so wichtig.

Die nachfolgenden Vortragsfolien geben das in Zittau am 6. Mai 2015 Gesagte wieder. Ich freue mich, wenn der strombedarfsgerechte Einsatz von Biomassen in Zukunft zur Selbstverständlichkeit wird. Es geht hier beim Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage weniger um die lokalen oder landesbilanziellen Belange, sondern um die **Ausgleichsfunktion innerhalb des gesamteuropäischen UCTE-Netzes**.

Mit dem Begriff „Smart Grid Ready“ wird die Möglichkeit geschaffen, die momentane Erzeugungsleistung von außen her zu beeinflussen, somit viele kleine Kraftwerke zusammenzufassen und diese wie ein heutiges Großkraftwerk arbeiten zu lassen.

München, den 06.05. / 15.07.2015

Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing.

Hansjörg Pfeifer,

Umweltgutachter



Von der Industrie- und Handelskammer  
für München und Oberbayern öffentlich  
bestellter und vereidigter Sachverständiger  
für elektrische Energieversorgung, Energie-  
wirtschaft. Kraft-Wärme-Kopplung



Umweltgutachter für Strom,  
Wärme- und Kälteversorgung  
sowie Strom aus erneuerbaren  
Energien und Wasserkraft

**Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung  
als Teil der Energie- und Stromwende Deutschlands**

**- Strombedarfsgerechter Einsatz**

Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hansjörg Pfeifer

1. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
2. Die Energie- und Stromwende in Deutschland
3. Der wachsende Stromverbrauch in Deutschland
4. Dezentrale Stromerzeugung aus Biomasse (insbesondere Holz)
5. Bedarfsgerechte Stromerzeugung
6. Stromerzeugung aus Biomasse: Holzgas oder Biogas
7. Bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biomasse: Beispiel Biogas
8. Bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biomasse – Holzgas
9. Ausblick

Hochschule Zittau/Görlitz  
Biomass to Power and Heat – Strombedarfsgerechter Einsatz von Biomassen  
Vortrag am 06.05.2015 in Zittau

EVIT GmbH Ingenieurbüro  
Unternehmensberatung, München

**Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung  
als Teil der Energie- und Stromwende Deutschlands**

Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hansjörg Pfeifer

**1. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz, gilt nur für Strom!**

- EEG 2000 ab 01.04.2000, die ersten EEG-Anlagen laufen im Jahr 2020 aus
- EEG 2004 ab 01.01.2004, baut auf dem EEG 2000 auf
- EEG 2009 ab 01.01.2009, baut auf dem EEG 2004 auf

**Mit dem EEG 2009 sind die Umweltgutachter ins Spiel gekommen  
und haben seitdem eine wichtige Aufgabe.**

- EEG 2012, gültig für Anlagen mit dem Erstinbetriebnahmedatum ab 01.01.2012  
(neues Gesetz, sieht nur optisch wie die Fortschreibung des EEG 2009 aus)
- EEG 2014 ab 01.08.2014, neues Gesetz „Gabriel“, grundlegende Reform  
(völlig neues Gesetz, sieht aber optisch wie die Fortschreibung des EEG 2012  
aus). **Es gibt nur noch die Grundvergütung von anfänglich 13,66 Ct/kWh.**
- Wie geht es weiter? EEG 2016?  
Nur noch mit Anreizen zum strombedarfsorientierten Einsatz?

Hochschule Zittau/Görlitz  
Biomass to Power and Heat – Strombedarfsgerechter Einsatz von Biomassen  
Vortrag am 06.05.2015 in Zittau

EVIT GmbH Ingenieurbüro  
Unternehmensberatung, München

## Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung als Teil der Energie- und Stromwende Deutschlands

Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hansjörg Pfeifer

### 2. Die Energie- und Stromwende in Deutschland

- Mit dem Begriff „Energiewende“ ist derzeit so gut wie nur die „Stromwende“ gemeint. In Bayern wurde vor fast vier Jahren (8. Juli) der Atomausstieg beschlossen. 99% der Parolen drehen sich seither nur noch um die Energieform Strom. **Strom wird durchwegs und absolut unprofessionell mit dem allgemeinen Wort „Energie“ bezeichnet.**
- Dass Strom mit „Energie“ gleichgesetzt wird, ist auch ein Zeichen von „Stromphobie“. **Strom = Kraft = Power** und hat den höchsten Stellenwert aller Energiearten (ist an jedem Standort vorhanden und kann in jede andere Energieform überführt werden). Strom ist am Verbrauchsstandort mindestens mit dem Faktor 2 zu bewerten - sowohl ökologisch als auch wirtschaftlich, z. B. im Vergleich zu Brennstoffen oder im Vergleich zur Nutzwärme.
- In der Energieeinsparungsverordnung (EnEV) war der Strom bisher mit dem Primärenergiefaktor (PEF) 2,6 bewertet worden, die Wärme mit dem Faktor 1,1, Brennstoffe mit dem Faktor 1,0. Das wurde mit der seit Mai 2014 geltenden EnEV novelliert, Strom hat seitdem den PEF 2,4 (zukünftig wird mit einem PEF von 2,0 gerechnet).

Hochschule Zittau/Görlitz  
Biomass to Power and Heat – Strombedarfsgerechter Einsatz von Biomassen  
Vortrag am 06.05.2015 in Zittau

EVIT GmbH Ingenieurbüro  
Unternehmensberatung, München

## Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung als Teil der Energie- und Stromwende Deutschlands

Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hansjörg Pfeifer

### 3. Der wachsende Stromverbrauch in Deutschland

- Insbesondere grün angehauchte Umwelt-Freaks träumen auch noch im Zuge der Stromwende von einer Halbierung des Stromverbrauchs. D. h. die angestrebten 50 % bundesweiter Strommenge aus erneuerbaren Energien (EE) würden dann automatisch zu 100 %!
- Was dabei übersehen wird, ist, **dass Strom zunehmend andere Energieträger ersetzt**, der Energieeinsatz also immer höherwertiger wird. Z. B. wird Strom statt Heizöl verwendet - oder Strom statt Benzin. **Es wird also nicht weniger, sondern mehr Strom verbraucht werden!** Im nachfolgenden Beispiel steigt der Stromverbrauch auf Faktor 3,3 (**Steigerung um 230 %!**)
- **Beispiel für einen Zweipersonenhaushalt in einem zeitgemäß wärmedämmten Haus:**
  - Ein normaler Haushalt verbraucht heute rd. 3.000 kWh p. a. Strom (= 100 %).
  - Hinzu kommt die mittels Wärmepumpe erzeugte Brauchwasserwärme mit 1.500 kWh p. a. (+ 50 %) Darin enthalten ist auch der Grundlastbedarf der Umwälzpumpen etc.
  - Die mit Erdwärme gespeiste Wärmepumpenheizung verbraucht in den letzten Saisonsen eine Strommenge zwischen 2.500 und 3.000 kWh (+ 100 %)
  - Im Februar 2014 wurde dann noch ein Elektroauto BMW i3 angeschafft. Etwa die Hälfte des Stromes wird an externen 50 kW-Schnellladestationen geladen. Häuslich werden nur 2.500 kWh p. a. Ladestrom verbraucht (+ 80 %). Normalerweise gelten hierfür 5.000 kWh.

Hochschule Zittau/Görlitz  
Biomass to Power and Heat – Strombedarfsgerechter Einsatz von Biomassen  
Vortrag am 06.05.2015 in Zittau

EVIT GmbH Ingenieurbüro  
Unternehmensberatung, München

**Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung  
als Teil der Energie- und Stromwende Deutschlands**  
Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hansjörg Pleifer

**4. Dezentrale Stromerzeugung aus Biomasse (insbesondere Holz)**

- Biomasse (ausgenommen Pflanzenöle) sind Feststoffe. Als Feststoff kommt Biomasse normal nur für den Einsatz in Kraftwerksanlagen mit elektrischen Leistungen ab 1.000 kW (Thermoöl-ORC-Anlagen oder klassische (Wasser)Dampfkraftwerke) in Betracht. Man könnte damit aber auch Dampflokomotiven oder Dampfkraftmaschinen betreiben (Retro).
- Im kleineren Leistungsbereich wird die feste Biomasse nur auf indirekter Weise verwendet, um Power (Kraft = Strom) and Heat (Wärme) zu erzeugen:  
als **Biogas** - aus holzfreier Materie - oder als **Holzgas** - aus holzhaltiger Materie -
- Nur der Stirlingmotor erlaubt die Holzenergienutzung auf direkte Art – derzeit technologisch noch immer nicht in den Griff zu bekommen!
- Die **Holzvergasung zur Krafterzeugung** ist eine alte Technik. Sie ist erst mit Hilfe des EEG zur Marktreife gelangt. Der **Menschheitstraum**, aus dem Feststoff-Energieträger Holz Power and Heat im Leistungsbereich von 25 bis 250 kW<sub>el</sub> zu erzeugen, und dies in einem **kontinuierlichen Prozess**, ist nun schon seit einigen Jahren Realität.

Hochschule Zittau/Görlitz  
Biomass to Power and Heat – Strombedarfsgerechter Einsatz von Biomassen  
Vortrag am 06.05.2015 in Zittau

EVIT GmbH Ingenieurbüro  
Unternehmensberatung, München

**Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung  
als Teil der Energie- und Stromwende Deutschlands**  
Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hansjörg Pleifer

**5. Bedarfsgerechte Stromerzeugung**

- Dass Power (Strom = Kraft) nur schwer speicherbar ist, wird als Nachteil dieser Energieform gesehen: Das Stromsystem (gesamteuropäisches Verbundnetz) muss der Nachfrage stets folgen und den Strom jeweils bedarfsgerecht erzeugen. Durch den **zunehmenden Stromanteil** an der Versorgung wird das Thema bedarfsgerechte Erzeugung immer wichtiger.
- Für Fachleute ist das überhaupt nichts Besonderes, das Problem bestand schon immer. Beispiel: Ein Müller musste bei Wassermangel die Mahlgeschwindigkeit entweder reduzieren oder eine Dampfmaschine anschaffen. Mit dem Anschluss an das Stromnetz hat der Müller die Aufgabe der jederzeitigen Leistungsbereitstellung an die Stromwirtschaft delegiert.
- Die Stromwirtschaftsunternehmen der bisherigen Form verlieren seit Einführung des EEG an Bedeutung. Dies zugunsten der zahlreichen dezentralen Erzeuger, die Strom auf der Basis von EE (Sonne, Wind- und Wasserkraft), EE + KWK (Pflanzenöl, Holzgas, Biomethan, Biogas, Biomasse zur Verbrennung) erzeugen; ferner auf Basis fossiler KWK (Erdgas-BHKW).
- Die zahlreichen dezentralen Erzeuger müssen, gemeinsam mit den Stromwirtschaftsunternehmen, für die jederzeitige Leistungsbereitstellung sorgen (können).

Hochschule Zittau/Görlitz  
Biomass to Power and Heat – Strombedarfsgerechter Einsatz von Biomassen  
Vortrag am 06.05.2015 in Zittau

EVIT GmbH Ingenieurbüro  
Unternehmensberatung, München

## Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung als Teil der Energie- und Stromwende Deutschlands

Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hansjörg Pfeifer

### 6. Stromerzeugung aus Biomasse: Holzgas oder Biogas

- Biomasse wird im EEG 2014 „Gabriel“ zu einer Gruppe zusammengefasst: Auch wenn der Ressourcenverbrauch von Holzgasanlagen mit dem von Biogasanlagen überhaupt nicht zu vergleichen ist, wird hier kein Unterschied gemacht – zum Nachteil der Holzgasanlagen!
- Im aktuellen EEG 2014 ist nichts zugunsten der Holzgas-Stromerzeugung enthalten, obwohl:
  - Holzgas und Biogas unterschiedlich betrachtet werden müssen,
  - der Ressourcenverbrauch von Holzhackschnitzeln (oder Holzpellets), die in Holzgasanlagen **zusätzlich** eingesetzt werden, geringer ist als viele für möglich halten,
  - die räumliche Nähe von Holzgas-KWK-Anlagen zu Wärmesenken und damit die KWK-Wärmenutzung bei Holzgas-BHKW-Anlagen **immer** gegeben ist.
- Auch die Neuinstallation von Holzgas-Stromerzeugungsanlagen ist nunmehr, seit dem 01.08.2014, zum Erliegen gekommen. Was momentan fehlt, ist die Privilegierung der Holzgas-Stromerzeugungsanlagen!

Hochschule Zittau/Görlitz  
Biomass to Power and Heat – Strombedarfsgerechter Einsatz von Biomassen  
Vortrag am 06.05.2015 in Zittau

EVIT GmbH Ingenieurbüro  
Unternehmensberatung, München

## Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung als Teil der Energie- und Stromwende Deutschlands

Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hansjörg Pfeifer

### 7. Bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biomasse: Beispiel Biogas

- Holzgas-Stromerzeugungsanlagen sind – genauso wie Biogasanlagen – grundlastfähig. Wenn die heutigen Grundlastkraftwerke (Kernenergie und später Braunkohle) abgeschaltet werden, muss der entsprechende Strom aus dezentralen Grundlastanlagen kommen!
- Das EEG verlangt eine flexible Fahrweise. Hier sind vor allem Biogasanlagen angesprochen. Da bei ländlichen Biogasanlagen der Ressourcenverbrauch nicht mehr steigen soll, hat man den Zuwachs der Stromerzeugungsmenge gestoppt – verbunden mit einem (geringen) Eingriff in den Bestandschutz! Dafür soll aber jetzt die zulässige Stromerzeugungsmenge im Leistungsband von 0 % bis z. B. 200 % voll flexibel dargeboten werden.
- Wenn Biogasanlagen bereits einige Jahre alt sind, kann dort die installierte Leistung ihrer BHKW-Anlagen im Zuge der ohnehin fälligen Erneuerung sehr kostengünstig verdoppelt werden. Zusätzlich wird oft ein neues Gärrestlager ohnehin fällig, welches gleichzeitig als erweiterter Gasspeicher dient. Ein Wärmespeicher, meist nicht vorhanden, kommt noch hinzu. Damit kann eine 500 kW-Biogasanlage zukünftig Strom im Bereich zwischen 0 und 1.000 kW erzeugen. Problematisch – und ungelöst – ist der Fall, dass eine alte Biogasanlage z. B. nur noch mit 4 ½ Jahren Schutz des EEG rechnen kann. Keine Investitionssicherheit derzeit!

Hochschule Zittau/Görlitz  
Biomass to Power and Heat – Strombedarfsgerechter Einsatz von Biomassen  
Vortrag am 06.05.2015 in Zittau

EVIT GmbH Ingenieurbüro  
Unternehmensberatung, München

**Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung  
als Teil der Energie- und Stromwende Deutschlands**  
Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hansjörg Pleifer

**8. Bedarfsgerichte Stromerzeugung aus Biomasse - Holzgas**

- Holzgas-Stromerzeugungsanlagen laufen immernetzparallel und entweder
  - a) **durchgehend mit konstanter Leistung** oder
  - b) **intermittierend im wärmegeführten Betrieb** – aber wenn, dann stets mit Nennlast.  
Wie kann eine Holzgas-Stromerzeugungsanlage netzbedarfsgerichtet betrieben werden?
- **Beispiel zu a) wie bei Biogasanlagen (theoretische Lösung, da nicht wirtschaftlich):**
  - Die Holzgas-erzeugungsanlage produziert das Gas, wie gehabt, mit konstanter Leistung.
  - An die Gasleitung wird ein druckloser Gasspeicher angeschlossen (wie bei Biogas).
  - Die BHKW-Leistung wird verdoppelt (im Zuge der erforderlichen Erneuerung bleibt das Alt-Modul stehen). Die vorhandenen BHKW-Module können gleichzeitig mit Nennlast betreiben werden, sofern sich im Speicher genügend Holzgas befindet.
  - Der Wärmespeicher wird vergrößert, um die Stillstandzeiten zu überbrücken.
- **Beispiel zu b):**
  - Die Holzgas-BHKW-Anlage produziert Gas und daraus Strom bevorzugt im Winterhalbjahr.
  - An kalten Wintertagen ist die Leistungserzeugung konstant (keine Flexibilität)
  - In der Übergangszeit und in den Sommermonaten wird der Wärmespeicher bevorzugt dann gefüllt, wenn das Netz den höchsten Strombedarf hat (Anforderung von Extern).

Hochschule Zittau/Görlitz  
Biomass to Power and Heat – Strombedarfsgerichteter Einsatz von Biomassen  
Vortrag am 06.05.2015 in Zittau

EVIT GmbH Ingenieurbüro  
Unternehmensberatung, München

**Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung  
als Teil der Energie- und Stromwende Deutschlands**  
Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hansjörg Pleifer

**9. Ausblick**

**9.1 Eine Biomasseanlage mit variabler Stromerzeugung funktioniert nur mit einem großen Wärmespeicher und/oder einer bedarfsgerichtet gesteuerten Trocknungsanlage als variabler Wärmeabnehmer:**

- **KWK-Wärme-Speicher:** Entkoppelung der Heizwasser-Massenströme von Erzeugung (konstant) und Verbrauch (variabel).
- Über den Speicher schließt sich der erzeugungsseitige Heizwasserkreislauf.
- Ist der Speicher geladen (Rücklauftemperatur > 70°C), wird die Erzeugungsanlage abgeschaltet, alternativ: **Bei Stromvorrang** wird die Trocknungsanlage hochgefahren oder die Notkühlung dazu geschaltet.
- **Wärmeverteilung:** Diese ist entweder Außentemperatur- oder Nutzungs-geregt. Dadurch ist der Heizwassermassenstrom variabel und normal stets unterschiedlich zu dem konstanten der Erzeugungsanlage:
  - Der Speicher liefert die benötigte Heizwassermenge, falls mehr benötigt wird als momentan erzeugt.
  - Wird abnahmeseitig weniger Heizwasser benötigt als erzeugt, fließt der überschüssige Massenstrom zum Speicher. Der KWK-Wärmespeicher ist somit das Zünglein an der Waage.

Hochschule Zittau/Görlitz  
Biomass to Power and Heat – Strombedarfsgerichteter Einsatz von Biomassen  
Vortrag am 06.05.2015 in Zittau

EVIT GmbH Ingenieurbüro  
Unternehmensberatung, München

**Holzgas-Stromerzeugung und Kraft-Wärme-Kopplung  
als Teil der Energie- und Stromwende Deutschlands**

Dipl.-Ing., Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hansjörg Pfeifer

**9.2 Nur mit einer variablen Stromerzeugung wird eine Biomasseanlage  
zukünftig Bestand haben:**

- **Gleichmäßige Stromerzeugung:** Zukünftig werden gleichmäßig erzeugende Kraftwerke ihren Stellenwert verlieren (Ausnahme Wasserkraftwerke).
- **Ungleichmäßige Stromerzeugung:** Wind- und Sonnenkraftwerke können ihren Beitrag zur Stromerzeugung nur witterungsabhängig leisten. Deshalb:
- **Variable Stromerzeugung:** Alle Kraftwerke mit Speicherfunktion (Brennstoffvorrat, Brennstoffspeicher, Wärmespeicher) werden zukünftig benötigt, um ihre Leistung auf Abruf zu liefern oder reduzieren zu können.

Insbesondere die Biomasse ist speicherbar, Biomassekraftwerke lassen sich mit unterschiedlicher Leistung betreiben. Sobald die variable Stromerzeugung attraktiv vergütet wird, werden sämtliche Biomasseanlagen allein schon aus wirtschaftlichen Gründen variabel betrieben werden. Die technischen Voraussetzungen hierfür müssen schon jetzt geschaffen werden. **Spätestens wenn die ersten EEG-Anlagen in 4 ½ Jahren aus dem EEG 2000 herausfallen, ist zu erwarten, dass nur noch in der Leistung beeinflussbare Biomasseanlagen ein wirtschaftliches Auskommen haben werden.**

## Monitoring und Analyse von repräsentativen kleintechnischen Biomassevergäsern in Südtirol

(*Stergios Vakalis; Freie Universität Bozen*)

S. Vakalis<sup>a\*</sup>, F. Patuzzi<sup>a</sup>, K. Mair<sup>b</sup>, D. Chiaramonti<sup>c</sup>, D. Prando<sup>a</sup>, S. Dal Savio<sup>d</sup> and M. Baratieri<sup>a</sup>

<sup>a</sup>Free University of Bolzano, Faculty of Science and Technology, Piazza Università 5 - 39100 Bolzano, Italy.

<sup>b</sup>Ecoresearch srl, Via Negrelli 13, 39100 Bolzano, Italy.

<sup>c</sup>RE-CORD Consortium, Viale Morgagni 40, 50134 Firenze, Italy.

<sup>d</sup>Tis Innovation Park, via Siemens 19, 39100 Bolzano, Italy.

\* Corresponding author. E-mail: [stergios.vakalis@natec.unibz.it](mailto:stergios.vakalis@natec.unibz.it), Tel: +39 0471

### Zusammenfassung

Kleintechnische Biomassevergasung ist ein bekanntes Konzept. Trotzdem hatte bis vor kurzem die konventionelle Vergasungstechnologie geringe Fortschritte in den Bereichen Wirkungsgrad und 'Stabilität' zu verzeichnen. Die Biomassevergasung wurde bisher vorwiegend für Anwendungen mit besonderen Eigenschaften entwickelt, wie zum Beispiel für abgelegene Gebiete mit hohen Biomassevorräten. Während des letzten Jahrzehnts haben neue Technologien die kommerzielle Phase eingeleitet. Ein Argument für den Anstieg der Nutzung von Biomasse-zu-Energie-Technologien sind die erhöhten Tarife für erneuerbare Energien im Rahmen des 20-20-20-EU-Ziel. Eine Aussage die gültig und unbestreitbar ist. Es ist jedoch die Optimierung und die Betriebsstabilität der Vergaser, die eine solche Investition rentabel machen. Die Freie Universität Bozen hat zusammen mit den lokalen wissenschaftlichen Partnern aus Südtirol, dem Eco- Research und TIS Innovation Park, und dem nationalen wissenschaftlichen Partner, RE-CORD, die repräsentativsten kleintechnischen Vergaser im Bereich von Südtirol überwacht und bewertet. In Südtirol ist Biomasse eine bedeutende Ressource mit mehr als 330.000 Hektar Wald sowie viele landwirtschaftliche Tätigkeiten, welche einen wichtigen Teil der Wirtschaft darstellt. Darüber hinaus ist die Biomassevergasung in Südtirol ein Sektor, der eine schnelle Entwicklung erfährt. Die ausgewählten Vergaser entsprechen der folgenden Ausführungen: Joos und Kohleglutbett. In diesem Artikel werden die wichtigsten Ergebnisse des Monitoring präsentiert und die qualitative Leistung der verschiedenen Technologien verglichen. Zu diesem Zweck wurden die Betriebsprinzipien der ausgewählten Vergaser vorgelegt und die Vergasungsmechanismen analysiert. Die qualitative Effizienz ist durch Exergie Analyse bewertet worden.

Stichwörter: Energie aus Biomasse, kleintechnische Biomassevergasung, KWK, Exergie-Analyse

## Einführung

GaST ist ein von der Autonomen Provinz Bozen-Südtirol (Italien) finanziertes Projekt und ist von der Freien Universität Bozen zusammen mit den lokalen und nationalen wissenschaftlichen Partnern, RE-CORD, Eco-research and TIS Innovation Park, durchgeführt worden. Das Akronym "GaST" steht für "Experiences in biomass Gasification in South-Tyrol: energy and environmental assessment". Seit dem Jahr 2010 haben eine beträchtliche Anzahl von Südtiroler Anleger sich entschieden, kleintechnischen Vergasungseinheiten zu entwickeln [1, 2]. Die wichtigsten Beweggründe dieser Entscheidung sind hauptsächlich die sehr hohen Einspeisetarife für Gasproduktion aus Biomassevergasung und die Tatsache, dass die Forstwirtschaft ein Träger der lokalen Wirtschaft in Südtirol ist. Daher entspricht Bioökonomie mehr einer Standardpraxis für diesen Bereich als einem innovativen Konzept [2, 3]. Das prinzipielle Ziel des GAST Projektes ist die Entwicklung von kleinen Vergasungsanlagen im Gebiet Südtirol zu verfolgen und diese Anlagen zu bewerten und zu analysieren. Eine Gesamtzahl von 60 Projekten für kleintechnische Vergasungsanlagen sind eingereicht und mehr als 35 von ihnen sind für die Entwicklung zugelassen worden. Deshalb sind in Südtirol verschiedene kleintechnische Vergasungsanlagen entwickelt worden. Abbildung 1 zeigt diese Anlagen.

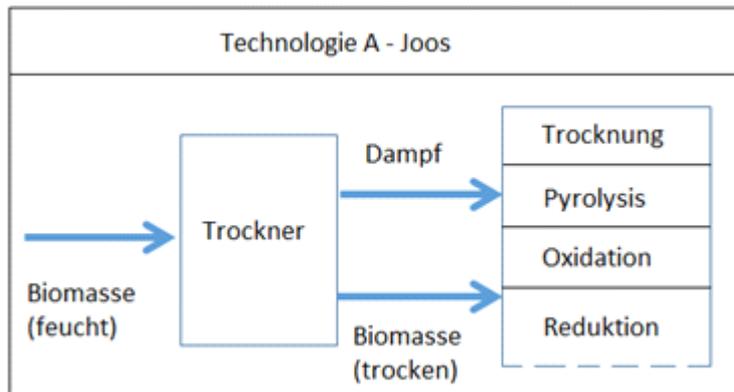


**Abbildung 1** Betriebsvergasungsanlagen in Südtirol

Vergasungsanlagen mit einer Leistung kleiner als 200 kW<sub>e</sub> werden als kleintechnische Vergasungsanlagen bezeichnet. Jedoch sollte die Sinnhaftigkeit der Barriere, unterhalb dessen eine Technologie als "klein" bezeichnet wird, bedacht werden. Einerseits ist diese Unterscheidung teilweise aus den gesetzlich festgelegten Grenzen entstanden. Andererseits gibt es auch technische Gründe für diese Kategorisierung. In diesem Betriebsmaßstab sind die Alternativen für das Anlagendesign begrenzt. Auch kleintechnische Vergasung wird hauptsächlich durch die Holzkohleoberfläche und Gas-Reaktionen angetrieben. Im Gegensatz zu der großtechnischen Vergasung, bei dieser die Zusammensetzung der Endprodukte eine Folge der thermodynamischen Bedingungen ist.

Im Rahmen dieser wissenschaftlichen Untersuchung wurden zwei repräsentative kleintechnische Vergasungsanlagen ausgewählt: ein Joos Vergaser und ein Kohleglutbettvergaser. Beide sind Gleichstromvergaser. Der Vergasertyp „Joos Vergaser“ ist nach dem Erfinder benannt (Bernhard Joos). Er setzt sich aus zwei getrennten Gefäßen zusammen, die luftdicht und mit einer Befüllschnecke verbunden

sind. Das Eingangseinsatzmaterial wird zu Beginn in dem ersten Behälter getrocknet und dann zu dem Hauptreaktor transportiert. Das Merkmal dieser Anlage ist, dass die endgültige Zusammensetzung des Wasserstoffs relativ hoch ist (ca. 20 %). Zusätzlich treten hohe Temperaturen in der Oxidationszone auf und ein Großteil des Wassergehaltes verdampft im Trocknungsbehälter. Somit wird das Wasser bereits verdampft, wenn es den Vergaser betritt und ein Teil der überschüssigen Wärme aus der Oxidationszone, die sonst aufgrund der Wärmeübertragung verloren wäre, kann zurückgewonnen werden, um Dampf zu molekularem Wasserstoff und Sauerstoff abzubauen. Abbildung 2 zeigt das Grundschemata eines Joos Vergasers [4].



**Abbildung 2** Grundschemata eines Joos Vergasers

Die Betriebsbedingungen des Kohlegrutbettvergaser ermöglichen die Entwicklung einer Kohle-Zone innerhalb des Vergaser, welche eine Holzkohleoberfläche und Gas Reaktionen erzwingt. Es ist wichtig für diese Technologie eine getrocknete Biomasse zu nutzen, um eine maximale Kohlemenge in der Pyrolysezone zu produzieren.

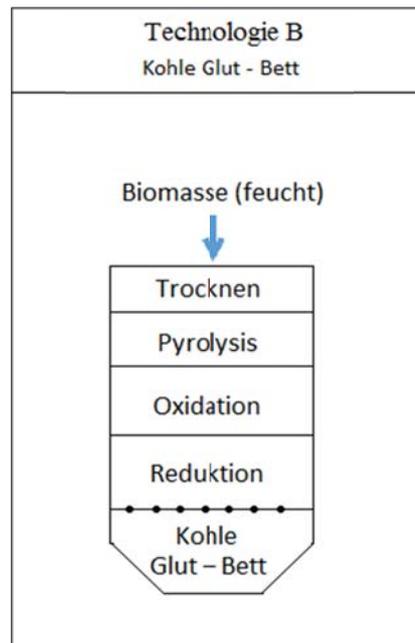
Die aktive Oberfläche des Grutbetts ermöglicht mehr Reaktionen mit weniger Vergasungsmittel. Diese Technologie filtert das Gas in Hochtemperatur, d.h. es ist ein Heißgasfiltersystem. Dieser Betriebsaspekt führt zu verschiedenen Betriebsleistungen und unterschiedlicher Qualität der Produkte, im Vergleich zu konventionellen Systemen. Abbildung 3 zeigt das Grundschemata eines Grutbettvergaser [5].

## Methoden

Die Messungen und das Monitoring im Rahmen des GAST-Projekts wurden in Übereinstimmung mit der 'CTI 13' durchgeführt, eine Normempfehlung für kleintechnische Vergasungsanlagen. Das untersuchte Einsatzmaterial waren Hackschnitzel, die während der Messungen entnommen wurden. Dabei wurde die Norm EN 14778: 2011 befolgt. Das Eingangsbeschickungsmaterial wurde mit einer elektronischen Waage bestimmt und die Feuchtigkeit nach der Norm EN 14774-3 berechnet. Die Asche, die flüchtigen Bestandteile und der Heizwert wurden nach den Normen EN 14775, EN 15148 bzw. EN 14918 berechnet.

Die Messungen der Gaszusammensetzung fanden stromabwärts des Vergaser statt, d.h. es wurde das gefilterte Gas exakt vor dem BHKW untersucht. Für die Gasanalyse wurde eine mobile GC Einheit (Agilent SRA 3000) verwendet. Teer und Partikel in dem Gas wurden in Übereinstimmung mit der technischen Spezifikation CEN / TS 15439 beprobt. Der Gasstrom wurde mit einer beheizter Probe und einem Partikelfilter beprobt, durch isokinetische Probenahme. Die flüchtigen Teerverbindungen wurden in Impinger-Flaschen mit 2-Propanol (99 % Reinheit) beprobt [6].

Für die Untersuchung der Energiebilanz wurden Messungen während der Betriebszeiten durchgeführt. Der erzeugte Strom wurde direkt vom Messgerät gemessen. Die Temperatur wurden mittels eines Thermoelements (Typ T) und der Volumenstrom mittels einer Ultraschallströmungsmesser (Riels AP5190-AP1090HT) bestimmt. Alle Daten wurden mit einer Datenlogger-Einheit (Agilent 34970A) gewonnen. Die Messungen wurden mit Massen- und Energiebilanzen begleitet, um eine thermodynamische Bewertung des Prozesses auszuführen.



**Abbildung 3** Grundschema eines Glutbettvergasers

Abgesehen von der, durch den Vergasungsprozess gewonnenen, Energie, war es in unserem Fall ebenso wichtig, die Energie zu bestimmen, die erforderlich ist damit der Prozess stattfinden kann. Deshalb wurde eine Energiebilanz aufgestellt, um die Netto-Energieerzeugung eines Vergasungssystems zu bestimmen. Darüber hinaus wurde, um die Qualität der Ausgabeströme zu bewerten und die Gesamteffizienz zu messen, eine Exergie-Analyse durchgeführt. Exergie ist ein guter Indikator für die maximale Arbeit, die theoretisch aus einem Prozess gewonnen werden kann. Deshalb haben wir die Exergie der Ausgangsströme für die beiden verschiedenen Vergasungsanlagen berechnet. Es gibt zwei verschiedene Haupttypen von Exergie. Exergie wird im Allgemeinen mit der folgenden Gleichung definiert:

$$B = h - h_0 - T_0(s - s_0) \quad (1)$$

Sie kann jedoch verschiedene Aspekte und Eigenschaften aufweisen. Die wichtigsten Arten von Exergie sind die physikalische und chemische Exergie. Weiterhin kann auch in kinetische und potentielle Exergie unterschieden werden. Physikalische Exergie,  $B_{ph}$ , ist nicht nur von der relativen Temperatur und dem Druck der Strömung abhängig, sondern auch von dem Aggregatzustand des Materials. Sie wird definiert als die maximale Arbeit, die getan werden kann, wenn das System reversibel an einem thermodynamischen Gleichgewicht mit der Umgebung ist, d.h. an dem begrenzten Bezugszustand.

Chemische Exergie,  $B_{ch}$ , ist abhängig von der Zusammensetzung und von den spezifischen Bindungsarten, die in einer Verbindung vorhanden sind. Einfachen

Korrelationen wurden entwickelt, die den Zusammenhang zwischen den Verbindungen und ihren Brennwerten mit Hilfe des  $\beta$ -Faktors darstellen:

$$B_{ch} = \beta \cdot LHV \quad (2)$$

Für Biomasserohstoffe ist der  $\beta$ -Faktor:

$$\beta = \frac{1.0414 + 0.0177 \left[\frac{H}{C}\right] - 0.3328 \left[\frac{O}{C}\right] \left(1 + 0.0537 \left[\frac{H}{C}\right]\right)}{1 - 0.4041 \left[\frac{O}{C}\right]} \quad (3)$$

Chemische Exergie dient der Bewertung von Stoffströmen und gibt einen Einblick für potenzielle Nutzung des Materials für Energiegewinnung [7-9].

## Ergebnisse

Tabelle 1 zeigt die Zusammensetzung der Hackschnitzel von Technologie A und B. Die Biomasse für die Technologie B wird in einem externen Trockner vor der Nutzung in dem Vergaser getrocknet. Daher resultieren aus niedriger Feuchtigkeit eines Einsatzmaterials ein sehr hoher Heizwert und eine sehr hohe chemische Exergie.

**Tabelle 1** Zusammensetzung der Hackschnitzel

	<b>Technologie A</b>	<b>Technologie B</b>
<b>Feuchtigkeit (Anlieferungszustand)</b>	-	41.9
<b>Feuchtigkeit</b>	6.60	2.90
<b>Asche</b>	0.50	0.40
<b>C</b>	51.17	51.20
<b>H</b>	5.97	5.95
<b>N</b>	0.37	0.10
<b>O</b>	42.00	42.35
<b>HHV [MJ/kg]</b>	19.26	18.68
<b>LHV [MJ/kg]</b>	17.83	18.07
<b>B<sub>ch</sub> [MJ/kg]</b>	20.41	20.70

Die Hackschnitzel von beiden Technologien haben einen niedrigen Asche- und Stickstoffgehalt. Das Einsatzmaterial hat einen Kohlenstoffgehalt mit mehr als 50 % und einen Wasserstoffgehalt etwa 6 %. Abbildung 5 zeigt die Zusammensetzung des Synthesegases aus den beiden Technologien. Das Synthesegas von Technologie A hat einen sehr hohen molaren Anteil an Wasserstoff (17.1 %). Das Synthesegas von Technologie B hingegen hat einen sehr hohen molaren Anteil an Kohlenmonoxid (24.4 %). Jedoch haben die Synthesegase aus beiden Technologien einen hohen Heizwert, zwischen 4.6 und 4.7 MJ/kg.

Abbildung 5 zeigt die Teer-Analyse. Das Synthesegas aus Technology B weist mehrere Verbindungen aus den schwereren polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffe auf, d.h. Klasse 5 Teerverbindungen. Das Synthesegas aus Technology A hat eine höhere Konzentration von den leichteren polyzyklischen aromatischen Kohlenwasserstoffe auf, d.h. Klasse 4 Teerverbindungen wie Acenaphthen und Naphthalin.

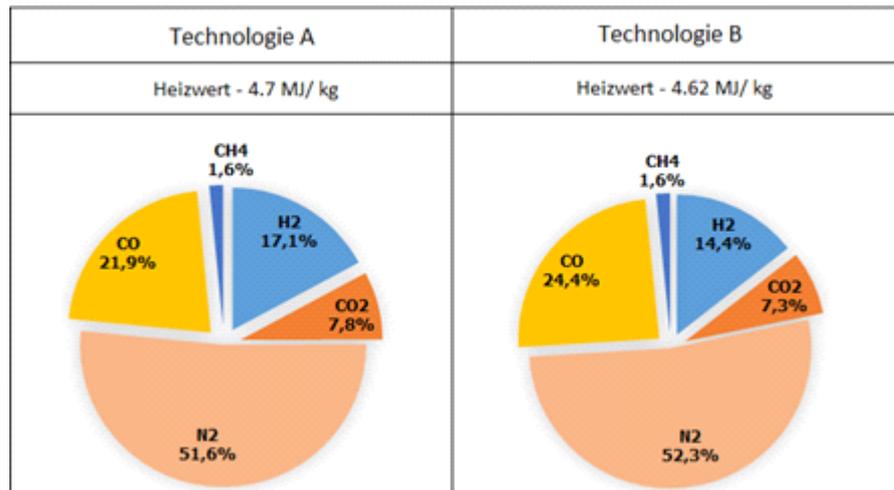


Abbildung 4 Heizwert und Zusammensetzung des Produktgases aus Technologien A & B

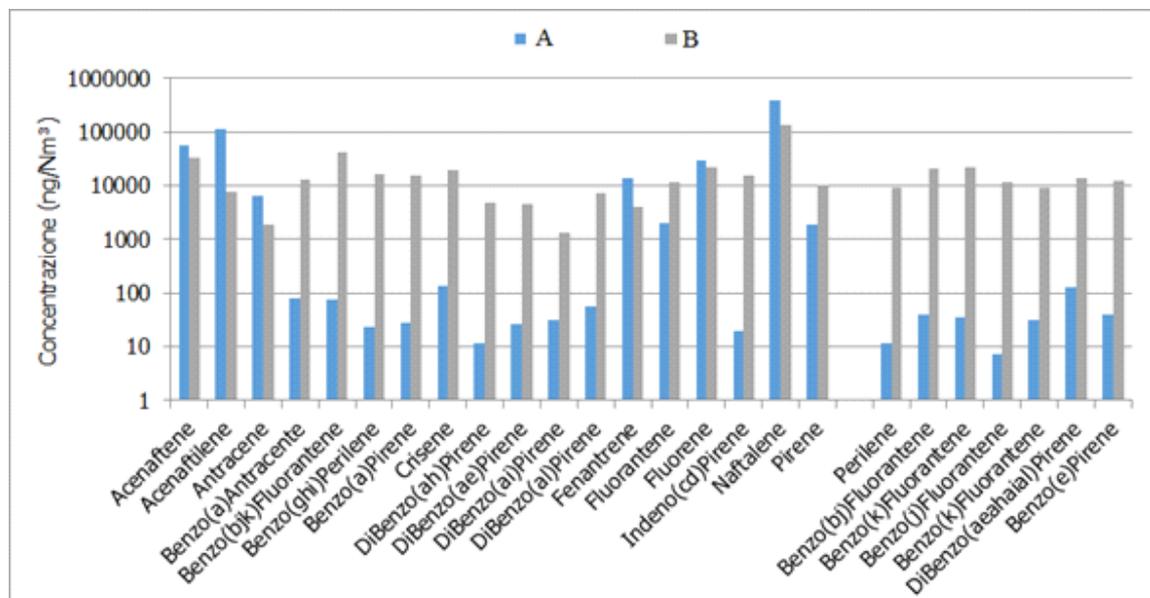


Abbildung 5 Teer-Analyse von Technologien A & B

Abbildung 6 zeigt die Massen- und Energiebilanzen. Für den Betrieb der Technologie B wird mehr Luft benötigt als für die Technologie A. Technologie A produziert mehr Kohle (in Prozent). Technologie B hat höheren KWK-Effizienz und höheren Nettoenergieeffizienz als Technologie A.

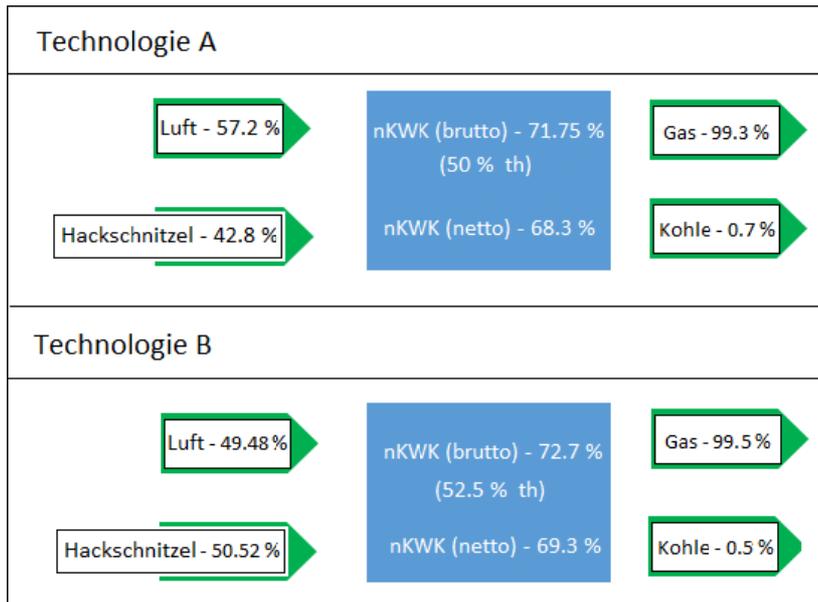


Abbildung 6 Massen- und Energiebilanz von Technologien A & B

Abbildung 7 und 8 zeigen die Exergie-Bilanzen von Technologie A & B. Im Vergaser B findet mehr Exergie-Abführung statt. Im Gegensatz dazu liegt im BHKW der Technologie A mehr Exergie-Abführung vor. Technologie A gewinnt einen Teil der physikalischen Exergie über einen Wärmetauscher zurück. Technologie B ist keine solche Zurückgewinnung möglich, da es mit einem heißen Filtersystem funktioniert.

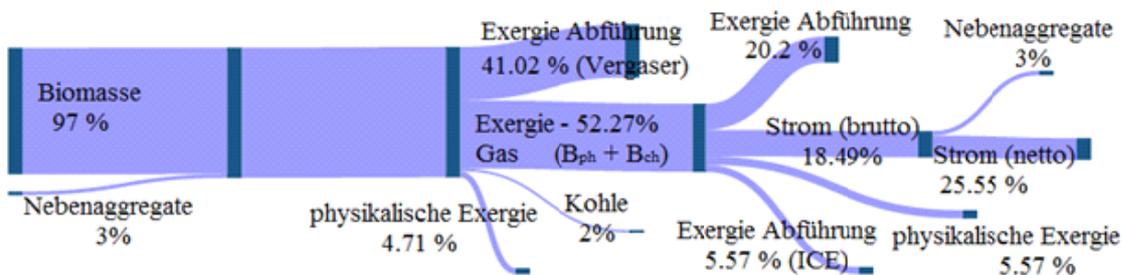


Abbildung 7 Exergie-Bilanz von Technologie A (in Prozent)

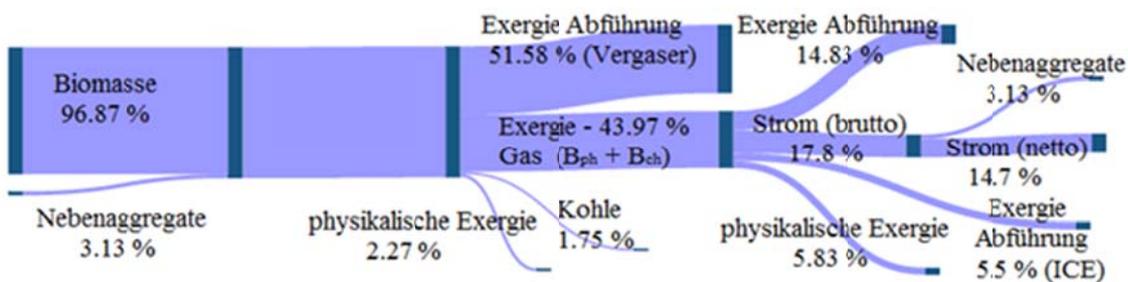


Abbildung 8 Exergie-Bilanz von Technologie B (in Prozent)

## Diskussion

Das Synthesegas von Technologie A hat einen sehr hohen molaren Anteil an Wasserstoff. Dieser liegt womöglich Verlauf der Wassergas-Shift-Reaktion mit einer hohen Temperatur der Reduktionszone zugrunde. Das Synthesegas von Technologie B hat einen sehr hohen molaren Anteil an Kohlenmonoxid, welcher möglicherweise aus dem Prozess der Boudouard Reaktion und der einhergehenden Oberflächenaktivität des Glutbetts resultiert. Die erweiterten Holzkohleoberfläche und Gas Reaktionen, die an dem Kohleglutbett von Technologie B stattfinden, sind wahrscheinlich der Grund dafür, dass weniger Luft für die Vergasung in Technologie B im Vergleich zur Technologie A erforderlich ist. Besonders interessant ist das geringere Vorhandensein von Klasse 4 Teerverbindungen in dem Synthesegas von Technology B. Eine vernünftige Erklärung könnte die Teer-Krackung von diesen Teerverbindungen aufgrund der Kohle-Aktivität sein. Im Vergaser B findet mehr Exergie-Abführung vor allem wegen der niedrigeren Betriebstemperatur in der Reduktionszone statt. Aber die BHKW von Technology B zeigt eine geringere Exergie-Abführung wegen des höheren isentropen Wirkungsgrads.

Seit dem Jahr 2012 existiert ein schnelles Wachstum von Kleinbiomassevergasungsanlagen in Südtirol. Die wirtschaftlichen Anreize spielten eine bedeutende Rolle in der Etablierung dieser Technologie auf dem Markt. Dennoch ist der entscheidende Faktor für weiteres Wachstum die Entwicklung von effizienten und zuverlässigen Technologien, die qualitativ hochwertige und geeignete Produkte, d.h. Holzgas, produzieren.

## Referenzen

- [1] Vakalis, S., Prando, D., Patuzzi, F., Mimmo, T., Gasparella, A., Tirler, W., Dal Savio, S., Chiaramonti, D., Prussi, M., and Baratieri, M.: Experiences in biomass gasification in South-Tyrol: the 'GAST' project. Proceedings for the 21st European Biomass Conference & Exhibition, Copenhagen, June 3-7 (2013)
- [2] TIS innovation park, area energia e ambiente (2009)- Progetto: Censimento e monitoraggio di impianti a biomassa legnosa nella Provincia di Bolzano; Bozen, South Tyrol.
- [3] Vakalis, S., Prando, D., Patuzzi, F., and Baratieri, M., Implementing the 'GAST' project: Opportunities and development of small scale biomass gasification in South Tyrol. Proceedings for the International Biomass Conference 2014, Orange County (FL), March 24-26 (2014)
- [4] Joos, B.: Device for creating a flammable gas mixture, Patent number: EP 2522707 A2, Publication date: November 14th (2012)
- [5] Kuntschar, W., Co-current gasifier with Hot char Bed, Patent number: EP 1 616 932 A1, Publication date: May 3rd (2005)
- [6] J. Good, L. Ventress, H. Knoef, U. Zielke, P.L. Hansen, W. van der Kamp, P. de Wild, B. Coda, S. van Paasen, J. Kiel, Ch. Unger, J. Neeft, K. Sjöström, T. Liliedahl, M. Suomalainen, Sampling and analysis of tar and particles in biomass producer gas – Technical Report. (2005)
- [7] Jurascik, M., Sues, A., Ptasiński, K.: Exergy analysis of synthetic natural gas production method from biomass. Energy (35), pp. 880–888. (2010)

- [8] Sato, N.: Chemical Energy and Exergy. Elsevier Science & Technology Books. Japan (2004)
- [9] Morris, D., Szargut, J.,(1986).“Standard chemical exergy of some elements and compounds on the planet earth”. Energy 11(8):733-755



## Gasmotoren in Biomasse-Vergasungsanlagen: Emissionen von Benzol und PAK's

(Markus Kleinhapfl, Bioenergy 2020+ GmbH)



bioenergy2020+

### **Emissionslage aus Gasmotorenanlagen, Reste von Benzol und PAK's Regulation in der TA-Luft**

Tagung: Biomass to Power and heat,

Hochschule Zittau/Görlitz

Beitrag: Markus Kleinhapfl, 6.05.2015

Übertragen von Graz nach  
Zittau durch das DFN



Folie 2

bioenergy2020+



### **Inhaltsangabe**

- Emissionssituation bei Vergasungsanlagen
- Fokus auf gasförmige Verbindungen, über das Abgas
- Beprobung und Analytik der Verbindungen
- Messwerte im Vergleich
- TA-Luftsituation

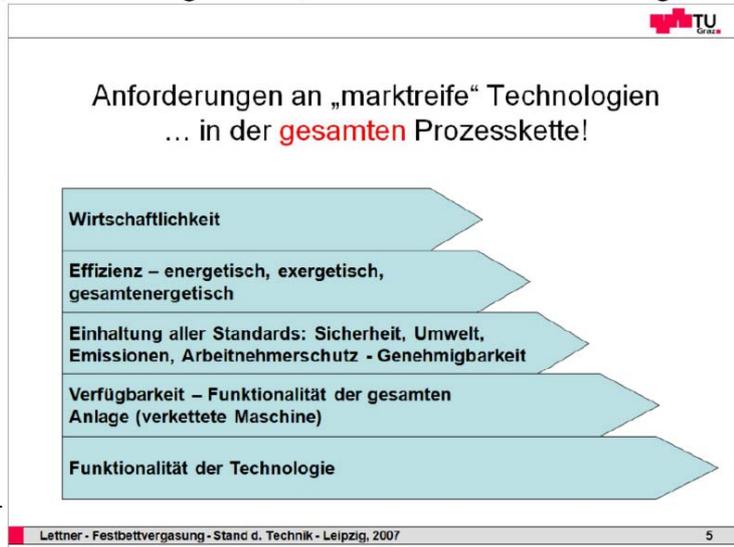


Folie 3

bioenergy2020+



**Wenn marktreif als Ziel definiert wird .....**

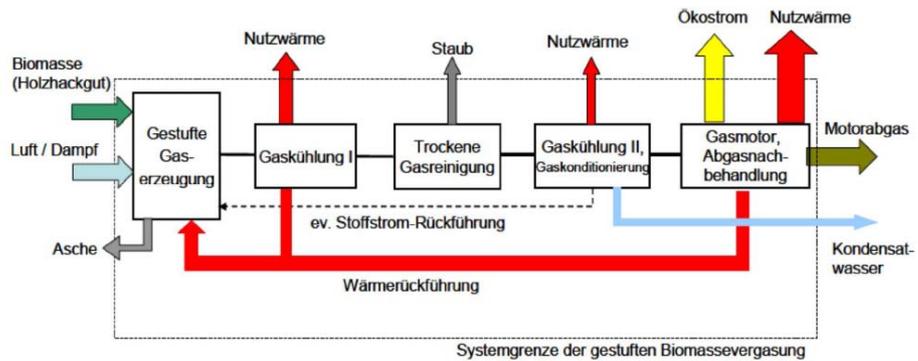


Folie 4

bioenergy2020+



**Emissionssituation bei Vergasungsanlagen  
Bilanzbild als Muster**



*Aus Lettnier: Stand der Technik, Leipzig 2007*

Folie 5

bioenergy2020+



## Weil..... wilde Sager

- Da Biomasse grün ist, ist meine Anlage super
  - Da Wir beste Bauteile zu einer Anlage vereinigt haben, erreicht die Anlage im Betrieb immer ein Optimum
  - Wir haben mal was gemessen, und das war (*damals*) gut
  - Bei uns ist alles CE-zertifiziert.
- 
- Wir wollen der Existenz der Biomasse-KWK helfen, indem wir Sorgfalt walten lassen...
  - Wir messen öfter (*regelmässig*), das gibt uns die Sicherheit über unsere Anlage etwas zu sagen.
  - Wir prüfen die Anlage auch im Betrieb, so wie sie am Standort läuft.
  - Wissen & Erfahrung ist eine gute Basis für weitere positive Darstellung der Technologie

Folie 6

bioenergy2020+



## Fokus auf gasförmige Verbindungen



- Gasmotoren sind Kolbenmaschinen, welche je nach Einstellungen einen Schlupf von unverbranntem Gemisch haben. Vorallem CO ist ein Indikator.
  - Stickstoffverbindungen, wie NH<sub>3</sub>, sowie HCN sind NO<sub>x</sub>-Vorläufersubstanzen, welche die Emissionswerte erheblich beeinflussen.
  - Für bestimmte Verbindungen (z.B. Aromaten) ist die Verbrennungszeit im Arbeitsraum kurz oder teilweise zu kurz.
- 
- Das Produktgas bringt einige Vorläufersubstanzen in das Verbrennungssystem.
  - Komplexe Verbindungen können zu persistenten und thermostabilen Resten ‚abgebaut‘ werden.
  - Primär- und Sekundärmaßnahmen.



Folie 7

bioenergy2020+



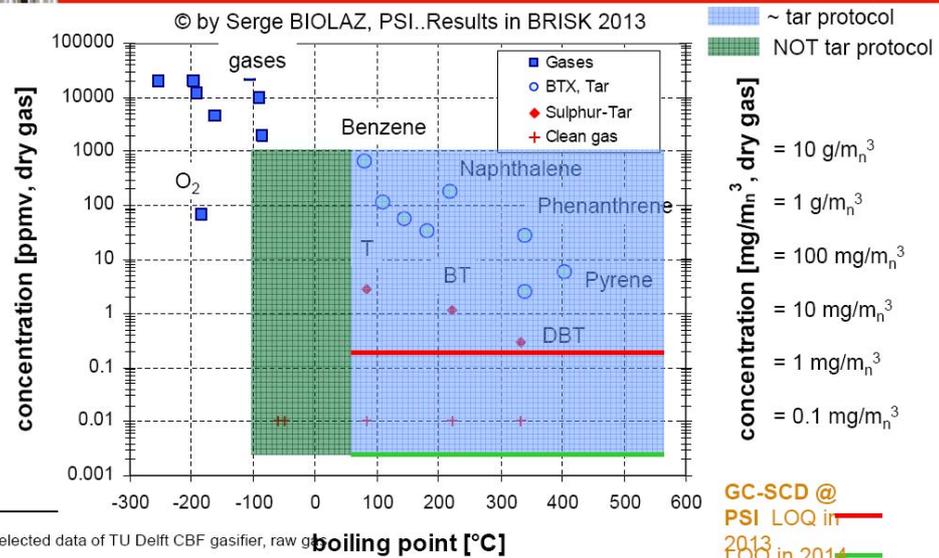
### Beprobungs- und Analysetechnik der Verbindungen

- BE hat durch mehrjährige Erfahrung die PN und Analytik so weit etabliert, daß solche Bewertungen möglich sind.
- Die CEN / TS 15 439 ist nur für das Produktgas ausreichend. Für geringe BTX-gehalte ist aber auch dort hohe Sorgfalt notwendig!
- Abgas: Derzeit sind für BTX-gehalte unter  $10 \text{ mg/Nm}^3$ , sowie PAK-gehalte unter  $1 \text{ mg/Nm}^3$  jeweils geeignete Anreicherungsmethoden erforderlich (erste umfangreiche Tests durch SWRO Egeler & Heigl durchgeführt worden).
- Qualifizierte Messwerte bzw. Prüfwerte sind anzustreben, bzw. sollen nur auf derer Basis Systeme verglichen werden (Vergleichbarkeit, nach Siegfried Kägler).



### Produktgasanalytik ← → Prüfung des Abgases ,Mess-situation': BTX, PAH, PASH

bioenergy2020+





**Meßtasks aus Regelwerken?**  
Ein Bewertungsversuch unserer Situation (Produktgas)

Regelwerke DVGW (Gas): G 260 bis G 264	Fundamental zu Messungen Der Beprobung Der statistischen Beurteilung in Analytik*) DIN 32645 Ermittlung von Verfahrenskenngrößen Der Bilanzierung in Anlagen *) Doerffel 1966 et al.	Einschlägige Normen ,verwandter Fachbereiche' <b>Abgase von Motoren (incl. Fahrzeugen)</b> Rauchgase aus Feuerungsanlagen Abgase/Abluft aus Prozessanlagen <b>TA-Luft</b> Anerkannte Richtlinien zur Beurteilung von Konzentrationen am Arbeitsplatz (TRK)
Darin verwiesener Regelwerke der DVGW (DIN/ISO)	Empfohlene od. verbindliche Analysenverfahren in Verbindung mit einschläg. Normen	<b>,NUR' CEN / TS 15439</b>
Regelwerke ÖVGW G# (Gas) z.B. G31, G33	Kategorie: Usefull	Kategorie: Fundamentals=must
		Kategorie: soll, bzw. Validierung sinnvoll

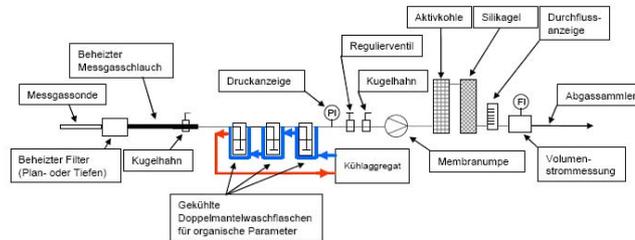


**TA-Luft; → empfohlene Methoden**

**Beispiel:**  
TA-Luft Ausgabe 2002 (alt): *Historie*  
Normenliste für Parameter in  
Luft/Abgas/Rauchgas:  
→ Detailliertes Exzerpt im  
Folienanhang.

Parameter	Richtlinie	Anmerkung
Messbericht für Luftschadstoff-Emissionsmessungen – Anforderungen für die Erstellung	ON M 9413	
Kalibration	VDI 3950 Bl 1	
Durchführung von Emissionsmessungen	VDI 4200	Kontinuierliche Rauchgasanalytik gewöhnlicher Komp. ON 7535
Staub	VDI 2066 / EN 13284-1	
Schwermetall in Staub	VDI 3868 u. VDI 2268	
Schwefelwasserstoff	VDI 3486	
Stickstoffverbindungen NO <sub>x</sub>	VDI 2456	
Organische Stickstoffbasen	VDI 3496	
CO	VDI 2459	
HCl	DIN/EN 1911-1 bis 3	
Organ. KW allg.	VDI 3481-6	
Organ. KW (FID)	VDI 3481-1	
Organ. KW auf FID-Basis	VDI 2457-1	
Aldehyde C1-C3	VDI 3862	
PAH	VDI 3873	Spezifisch: Kohleproduktion: VDI 3467 Verbrennungsmotoren: VDI 3872 Stat. Quellen: ISO 11338

## Normal-Schema der PN



**Prozedur der PN:**  
Wie , CEN / TS 15439' bzw. teilweise besser



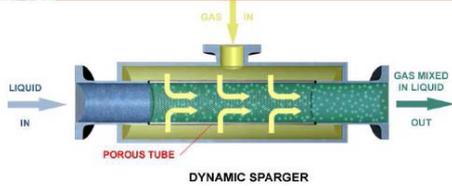
## Schema der PN verdünnt

- Sonde
- Verdüner
- Nebeneinrichtungen
- Mischstrecke
- Trennung
- Filterhalter (mehrfach)
- Saugstränge (mehrfach)



Folie 12

**Verdünnungseinheit**



Schema: Muster

Bauteile: wie Realität.



Folie 13

**Chemische Analytik der Materialien**



**Filter (analytisch)**  
Anorganischer Träger  
(Glas/Quarz)

- TIC, TOC
- S und Cl (als Sulfat bzw. Chlorid)
- Na, K, Ca,...
- Zn, Pb, Cd,
- Soweit mit ICP-MS quantifizierbar
  
- Lösemittelextraktion:  
*US/ Mikrosoxleth*
- **Phenole u. PAK**

**XAD-Granulat**  
Polystyrolharz

- Lösemittelextraktion:  
*Soxleth/Rotavaporation*
  
- **Phenole u. PAK**
- **(BTX-Richtwert)**

Gesamtergebnis

Folie 14

bioenergy2020+

**Messaufbau /1**

Filtereinheit DN 60 mm

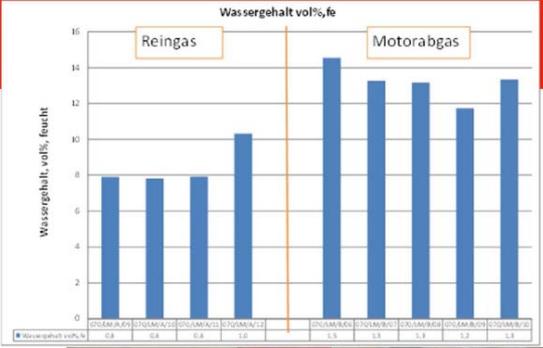


Folie 15

**Wassergehalt vol%, fe**

Reingas

Motorabgas



Bedingung	Wassergehalt vol%, fe
STROM 0,00	8.0
STROM 0,05	8.0
STROM 0,10	8.0
STROM 0,15	10.0
STROM 0,20	14.5
STROM 0,00	13.5
STROM 0,05	13.0
STROM 0,10	11.5
STROM 0,15	11.5
STROM 0,20	13.5

Filter an der Betauungsgrenze



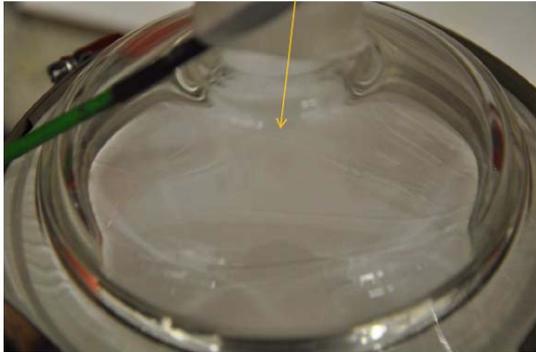
bioenergy2020+

**Messaufbau /1**

Filtereinheit DN 100 mm



Filter mit PTFE-Membran  
Leichte Faltenbildung



Messaufbau /1



Filtereinheit DN 60 mm, als analytischer Filter  
Mit XAD-Granulat  
Während Beprobung

- Konditionierung:
- Quellung in Wasser+MeOH
  - Hexanextraktion
  - Nachbefeuchtung mit Wasser+MeOH
  - Lufttrocknung bis am Rieselpunkt

Vorreinigung  
des XAD-Granulates

Gasfluss des  
verdünnten  
Rauchgases

Granulat,  
vorkonditioniert



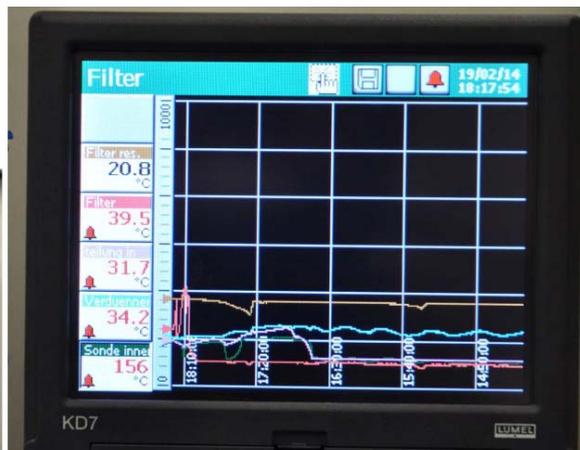
Messaufbau /1



Regelung und Datenaufzeichnungseinheit  
Der Heizsonde  
Des Verdünners  
Der Filtereinheit  
Der Absaugeinheit (Bezugstemp.)

Sonde  
Rauchgasisotherm

Verdünner Luftwert



Folie 19

bioenergy2020+



## Messwerte im Vergleich

Folgender Vergleich wurde für die Präsentation aufbereitet:

- A1: Gleichstromvergassungssystem, ohne weitere Bezeichnung, *nicht aufgeladener Gasmotor*
- A2: gestuftes Gleichstromsystem, in welchem Pyrolyse und Koksvergasung räumlich getrennt durchgeführt werden, *turbogeladener Gasmotor, ohne OXI-Katalysator*
- BM: Mikrogasturbine, welche mit einem Biogas betrieben wird.

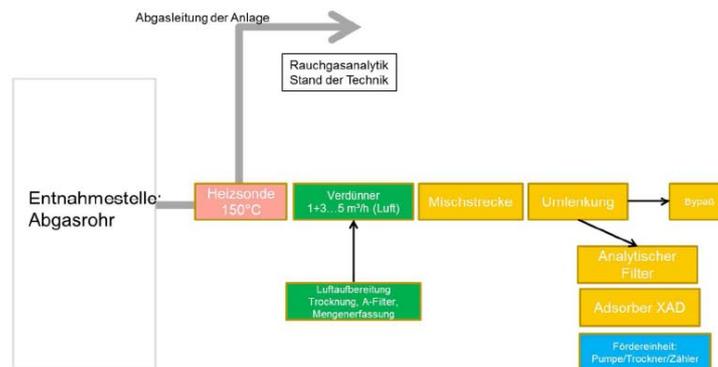
\_\_\_\_\_

Folie 20

bioenergy2020+



## Krit. Vergleich CEN TS 15 439 und bessere Anreicherung (VDI 3872)



\_\_\_\_\_

Folie 21

bioenergy2020+



**Aus dem Reingas (vor Gasmotor) A1**

Hier und folgend alle Werte in mg/Nm<sup>3</sup> trockenes Gas

BTX	705,4	618,2	673,4	507,3
BTX-unidentif.	211,6	175,1	103,9	128,7
PAK	24,08	15,96	12,92	24,23
PAK-unidentif.	54,18	36,47	3,22	37,34
Benzol	399,2	457,7	552,4	406,4
Phenol-Gruppe	902,4	780,0	766,2	626,0
Naphtalingsgruppe	92,76	65,73	27,12	71,64
Anthracengruppe	9,71	5,72	2,43	5,04
Pyrengruppe	51,71	38,42	1,46	42,17

<b>Markus Kleinhapp:</b> ab Benzol bis vor 1,4-DCB	<b>Markus Kleinhapp:</b> nach DCB bis einschl. Naphtalin	<b>Markus Kleinhapp:</b> nach Naphtalin bis einschl. Anthracen.	<b>Markus Kleinhapp:</b> Nach Anthracen bis Schluss.
---	---	--	---

Folie 22

bioenergy2020+



**Aus dem Abgas (nach Gasmotor) A1**

Hier und folgend alle Werte in mg/Nm<sup>3</sup> trockenes Gas

Analog der CEN / TS 15439, jedoch verstärktes System

BTX	3,35	6,86	6,13	0,46	0,69
BTX-unidentif.	7,1	13,0	9,1	3,5	8,6
PAK	3,49	0,30	0,67	1,37	1,51
PAK-unidentif.	0,00	-	0,31	-	0,03
Benzol	2,77	5,37	5,00	0,46	0,33
Phenol-Gruppe	10,4	19,8	15,2	4,0	9,3
Naphtalingsgruppe	3,50	0,34	0,98	1,37	1,54
Anthracengruppe	0,11	-	0,01	-	0,03
Pyrengruppe	3,29	0,18	0,76	1,37	1,51

<b>Markus Kleinhapp:</b> ab Benzol bis vor 1,4-DCB	<b>Markus Kleinhapp:</b> nach DCB bis einschl. Naphtalin	<b>Markus Kleinhapp:</b> nach Naphtalin bis einschl. Anthracen.	<b>Markus Kleinhapp:</b> Nach Anthracen bis Schluss.
---	---	--	---

Folie 23

bioenergy2020+



### Aus dem Abgas (nach Gasmotor) A1

Hier und folgend alle Werte in mg/Nm<sup>3</sup> trockenes Gas

Mit Anreicherung auf Aktivkohlesystemen (Probenahmeprinzip)

BTX	0,61	1,50	0,90	1,40
BTX-unidentif.	3,9	8,8	0,9	10,6
	0	0	0	0
Benzol	0,15	0,30	0,88	1,02
Phenol-Gruppe	4,5	10,3	1,8	12,0
Naphalingsgruppe	0,06	0,06	0,04	0,04
Anthracengruppe	0,06	0,06	0,04	0,04

<b>Markus Kleinhappl:</b> ab Benzol bis vor 1,4-DCB	<b>Markus Kleinhappl:</b> nach DCB bis einschl. Naphthalin	<b>Markus Kleinhappl:</b> nach Naphthalin bis einschl. Anthracen.
--	--	---

Folie 24

bioenergy2020+



### Aus dem Reingas (vor Gasmotor) A2

Hier und folgend alle Werte in mg/Nm<sup>3</sup> trockenes Gas

BTX	34,8	41,4	29,7	38,8
BTX-unidentif.	33,6	31,1	14,8	19,1
PAK	0,49	0,36	0,25	1,36
PAK-unidentif.	1,14	0,78	0,36	1,25
Benzol	32,0	39,0	27,8	37,4
Phenol-Gruppe	65,5	70,0	43,4	56,7
Naphalingsgruppe	4,53	3,62	1,67	3,73
Anthracengruppe	1,16	1,06	0,48	2,49
Pyrengruppe	0,40	-	0,04	-

<b>Markus Kleinhappl:</b> ab Benzol bis vor 1,4-DCB	<b>Markus Kleinhappl:</b> nach DCB bis einschl. Naphthalin	<b>Markus Kleinhappl:</b> nach Naphthalin bis einschl. Anthracen.	<b>Markus Kleinhappl:</b> Nach Anthracen bis Schluss.
--	--	---	---

Folie 25

bioenergy2020+



**Aus dem Abgas (nach Gasmotor) A2**

Hier und folgend alle Werte in mg/Nm<sup>3</sup> trockenes Gas

Analog der CEN / TS 15439, jedoch verstärktes System

BTX	3,93	0,85	0,30	0,08	-
BTX-unidentif.	27,8	7,8	7,1	11,9	8,1
PAK	2,41	1,80	2,36	1,56	0,10
PAK-unidentif.	7,03	7,83	1,02	1,93	0,84
Benzol	0,77	0,24	0,10	0,08	-
Phenol-Gruppe	29,4	8,3	7,2	11,9	8,1
Naphthalingruppe	11,79	10,01	3,54	3,59	0,96
Anthracengruppe	4,66	0,77	0,72	1,06	0,39
Pyrengruppe	3,76	8,68	2,56	2,43	0,55

Markus Kleinhappl: ab Benzol bis vor 1,4-DCB	Markus Kleinhappl: nach DCB bis einschl. Naphthalin	Markus Kleinhappl: nach Naphthalin bis einschl. Anthracen.	Markus Kleinhappl: Nach Anthracen bis Schluss.
---	---	--	--

Folie 26

bioenergy2020+



**Aus dem Abgas (nach Gasmotor) A2**

Hier und folgend alle Werte in mg/Nm<sup>3</sup> trockenes Gas

Analog der VDI 3872 auf XAD.

Mittelwertbildung ausgewählter Werte			
EIA05	Substanz	Fläche	
RT	[min]	[-]	[sum] [mg/Nm <sup>3</sup> ]
15.650	Naphthalin	11	0,02987
14.966	Acehnaphthylen	11	0,00449
15.465	Acehnaphthen	11	0,01981
16.882	Fluoren	11	0,00274
20.299	Phenanthren	11	0,00980
20.489	Anthracen	11	0,00157
26.551	fluoranthen	11	0,00000
27.767	Pyren	17	0,00087
36.290	chrysen	17	0,00000
36.556	Benzo(a)anthracen	17	0,00000
44.011	Benzo(b)fluoranthren	17	0,00074
44.181	Benzo(k)fluoranthren	17	0,00000
46.032	Benzo(a)pyren	17	0,00086
53.022	Indeno(1,2,3-cd)pyren	17	0,00694
53.391	Dibenzo(a,h)anthracen	17	0,00000
54.372	Benzo(ghi)perylen	17	0,00000



Folie 29

bioenergy2020+



**Aus dem Reingas (vor Gasturbine) BM**  
**Benchmark ..Klärgas... 'Biogas'**

Hier und folgend alle Werte in mg/Nm<sup>3</sup> trockenes Gas

Beprobungstag	Probencode	Benzol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Toluol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Ethylbenzol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	m&p-Xylol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	o-Xylol [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Analog der CEN / TS 15439, jedoch verstärktes System		< BG	24,62	< BG	< BG	< BG
12.02.2015	76/LM/A/03	< BG	28,77	< BG	< BG	< BG
12.02.2015	76/LM/A/04	< BG	27,91	< BG	< BG	< BG
12.02.2015	76/LM/A/05	< BG	24,54	< BG	< BG	< BG
Bestimmungsgrenze (BG)		0,40	0,12	0,10	0,05	0,07

Beprobungstag	Probencode	Naphthalin [mg/Nm <sup>3</sup> ]	AceNaphthylen [mg/Nm <sup>3</sup> ]	AceNaphthen [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Fluoren [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Phenanthren [mg/Nm <sup>3</sup> ]
11.02.2015	76/LM/A/01	< BG	0,76	0,14	< BG	0,31
11.02.2015	76/LM/A/02	0,15	1,13	0,18	< BG	0,08
12.02.2015	76/LM/A/03	0,12	1,34	0,15	< BG	0,16
12.02.2015	76/LM/A/04	0,13	1,30	0,18	< BG	< BG
12.02.2015	76/LM/A/05	0,09	1,17	0,14	< BG	0,11
Bestimmungsgrenze (BG)		0,09	0,04	0,07	0,04	0,08

Folie 30

bioenergy2020+



**Aus dem Abgas (nach Gasturbine) BM**  
**Benchmark ..Klärgas... 'Biogas'**

Hier und folgend alle Werte in mg/Nm<sup>3</sup> trockenes Gas

Beprobungstag	Probencode	Benzol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Toluol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Ethylbenzol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	mp-Xylol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	o-Xylol [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Analog der CEN / TS 15439, jedoch verstärktes System		< BG	< BG (0,02)	< BG	< BG	< BG
12.02.2015	76/LM/B/03	< BG (0,05)	< BG (0,02)	< BG	< BG	< BG
12.02.2015	76/LM/B/04	< BG (0,01)	< BG	< BG	< BG	< BG
12.02.2015	76/LM/B/04	< BG	< BG (0,06)	< BG	< BG	< BG
12.02.2015	76/LM/B/05	< BG	< BG	< BG	< BG	(0,02)
Bestimmungsgrenze (BG)		0,40	0,12	0,10	0,05	0,07

Beprobungstag	Probencode	Benzol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Toluol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Ethylbenzol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	mp-Xylol [mg/Nm <sup>3</sup> ]	o-Xylol [mg/Nm <sup>3</sup> ]
12.02.2015	76/LM/B/03	< BG	< BG (0,010)	< BG	< BG	< BG
12.02.2015	76/LM/B/10	< BG	< BG (0,009)	< BG	< BG	< BG
Bestimmungsgrenze (BG)		0,1	0,03	0,02	0,01	0,02

Folie 31

bioenergy2020+



**Aus dem Abgas (nach Gasturbine) BM  
Benchmark ..Klärgas... 'Biogas'**

Hier und folgend alle Werte in mg/Nm<sup>3</sup> trockenes Gas

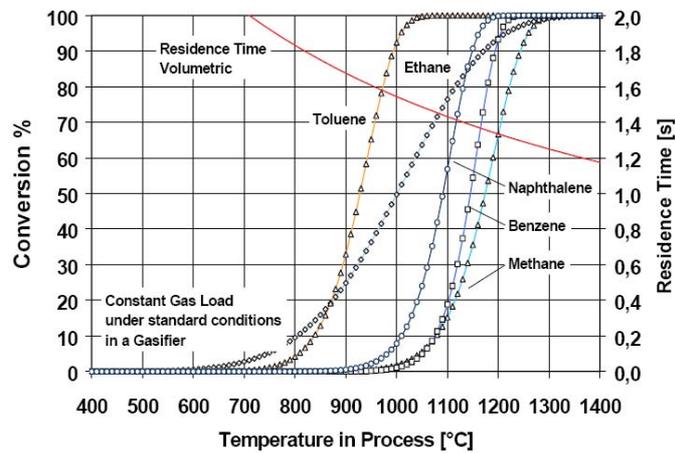
Beprobungstag	Probencode	Naphthalin [mg/Nm <sup>3</sup> ]	AceNaphthylen [mg/Nm <sup>3</sup> ]	AceNaphthen [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Fluoren [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Phenanthren [mg/Nm <sup>3</sup> ]
12.02.2015	76/EXA/B/05	< BG (0,001)	< BG	< BG	< BG	< BG (0,001)
XAD-Heißextrakt (VDI 3872)						
12.02.2015	76/EXA/B/12	< BG (0,001)	< BG	< BG	< BG	< BG (0,001)
Bestimmungsgrenze (BG)		0,004	0,004	0,004	0,004	0,004

\_\_\_\_\_

bioenergy2020+



**Exkurs: autotherme Reformierung von Mono-  
und Polyaromaten in einem reduzierenden Gas**



berechnet aufgrund von Daten von A. Jess, et al, 1996

vi Verg grundl; Kleinhappl.  
Folie 32



## TA-Luft; historisch gesetzte Werte (2002, 1)

TA-Luft Ausgabe 2002: *Historie*

### Grundsätzliches:

Anteil von mehr als 1 % der Masse der Stofftype nach 5.2.5 Klasse I, 5.2.7.1.1 Klasse II/III, 5.2.7.1.3/ Ziffer: 5.2.6  
Anteil mehr als 10 mg/kg (=ppm mass) der Stofftype nach 5.2.7.1.1 Klasse I oder 5.2.7.1.2 / Ziffer: 5.2.6  
Oder generell Stoffe nach 5.2.7.2 enthalten.

CMR-Stoffe enthaltend nach / Ziffer 5.2.7 (EWG Richtlinie 67/548 ,Gefahrenstoffverordnung §1 und §4a/Abs. 3')

Für uns betreffend sind:

**Klasse I Benzo(a)pyren:** GW 50µg/Nm<sup>3</sup> bzw. < 1,5 g/h

**Klasse III: Benzol:** GW 1 mg/Nm<sup>3</sup> bzw. <2,5 g/h.

Bei mehrfach Vorhandensein ( $\sum$ PAKEPA16 < GW höchster Klasse=i.A. 1 mg/Nm<sup>3</sup>)

**CMR nach heutige Definition:** GW 50µg/Nm<sup>3</sup> lt / Ziffer 5.2.7.1.2 und 5.2.7.1.3.

→ Oder vergl. Situationsbewertung TRK für Benzoldämpfe an Arbeitsstätten.

Hochtoxische Verbindungen, wie TCDD, CDBD, Fur GW 0,1 ng/Nm<sup>3</sup> im Zeitfenster von mind. 6 h, nach / Ziffer 5.2.7.2.

Folie 33



## TA-Luft; historisch gesetzte Werte (2002, 2)

TA-Luft Ausgabe 2002: *Historie*

### Branchenspezifisch. (auch jetzt vergleichbar):

#### **Benzol:**

GW 5 mg/Nm<sup>3</sup> in Abgas Gießereienlagen/ Ziffer: 5.4.3.8.1

GW 5 mg/Nm<sup>3</sup> in Oxosynthese / Ziffer: 5.4.4.1.b1

GW 5 mg/Nm<sup>3</sup> in Produktion von Industrieruss / Ziffer: 5.4.4.6.14

GW x Deponiegasmotoren / Ziffer: 5.4.8.1; Seite 172!

#### **Phenol+FA:**

GW 30 mg/Nm<sup>3</sup> bei der Harzprägung von Glasfaserprod. / Ziffer: 5.4.5.2.1

#### CMR-Klassifikation:

**Allg. toxische Stoffe**, wie z.B. Pflanzenschutzmittel: staubförmige Emission GW:  
bei gleich/mehr als 10% Masseanteil toxischer Komponenten, darf die Summe  
GW 2 mg/Nm<sup>3</sup> nicht überschreiten. / Ziffer: 5.4.4.2

Allg. toxische Stoffe incl. CMR: als Gesamtstaub bei Holzprodukten, wie Platten-  
herstellung: GW 5 bzw. 10 bzw. 15 mg/Nm<sup>3</sup> oder m<sup>3</sup>feucht. (Summe organischer Stoffe bis  
300 mg/m<sup>3</sup>) / Ziffer: 5.4.6.3

Folie 34



## TA-Luft; historisch gesetzte Werte (2002, 3)

TA-Luft Ausgabe 2002: *Historie*

**Anlagentype: nach / Ziffer 5.4.1.2.3 „Anlagen zur Erzeugung von Strom, Dampf...aus verschied. Gasen..“**

CO GW 80 mg/Nm<sup>3</sup> bzw. bei Erdgas GW 50 mg/Nm<sup>3</sup>  
NOx GW 200 mg/Nm<sup>3</sup>, bzw. bei Erdgas GW 110 mg/Nm<sup>3</sup>

**Anlagentype: nach / Ziffer 5.4.1.4 „Anlagen der Nummer 1.4: Verbrennungsmotoranlagen (einschließlich Verbrennungsmotoranlagen der Nummern 1.1 und 1.2)“**

CO GW 30 mg/Nm<sup>3</sup> für Fremdgezündete Motoren, aller Gase *ausgenommen Biogas, Klärgas und Grubengas*  
CO GW 1.000 mg/Nm<sup>3</sup>, bei Gas-Leistung *weniger als 3 MW für Biogas oder Klärgas*  
NOx GW 500 mg/Nm<sup>3</sup>, bei Ottogasmotoren *mit Biogas oder Klärgas*  
NOx GW 250 mg/Nm<sup>3</sup>, bei *sonstigen Otto-Gasmotoren, Viertakt.*  
FA GW 60 mg/Nm<sup>3</sup>, für *alle Motoren mit Erdgasbetrieb oder hoher Methanzahl*

**Anlagentype: nach Ziffer 5.4.1.5 „Anlagen der Nummer 1.5: Gasturbinenanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 50 MW (einschließlich Gasturbinen-anlagen der Nummer 1.2)“**

CO GW 100 mg/Nm<sup>3</sup> allg.  
NOx GW 150 mg/Nm<sup>3</sup>, bzw. bei Erdgas GW 75 mg/Nm<sup>3</sup>

**Anlagentype nach / Ziffer 5.4.8.1b „Anlagen der Nummer 8.1b:**

**Verbrennungsmotoranlagen für .....5.4.8.1b.1 Verbrennungsmotoranlagen für den Einsatz von Deponiegas“**

CO GW 650 mg/Nm<sup>3</sup> allg.  
NOx GW 500 mg/Nm<sup>3</sup>

Anlagentype nach / Ziffer 5.4.10.15 „Anlagen der Nummer 10.15: Prüfstände,; 5.4.10.15.1 Prüfstände für oder mit Verbrennungsmotoren“ findet keiner der üblichen GW Anwendung, aber die spezifischen Emissionen sind nach den technischen Möglichkeiten zu begrenzen.

Folie 35



## TA-Luft; aktuell

TA-Luft Neu ?

**Für die: Verbrennungsmotoranlagen (einschließlich Verbrennungsmotoranlagen...) mit Sekundärmaßnahmen?**

CO  
NOx  
VOC  
Benzol ? 1 mg/Nm<sup>3</sup>  
PAH  
...Neudefinitionen zu erwarten.

**Aus der Bewertung von Arbeitsstätten:**

**Novellierung MAK-Werte-Verordnung 11/2012:**

Benzol benötigt TRK (weil CMR), Wert von 1 mg/Nm<sup>3</sup> zu erwarten (NEL..no.effect...level)

Folie 36



## Zusammenfassung u. Ausblick

- Wir setzen bei der Beurteilung eine **ausreichende Funktion** des Systems voraus (**Verfügbarkeit, sicherer Betrieb, fachgerechter Apparatebau und Installation**, gemäß den **Regeln der Technik**).
- **Prüfwerte**, welche festgestellt werden sind **abgesichert**, die Methodik der gesamten Feststellung **validiert** und **wiederholbar**.
- **Anlagen** können diese Anforderungen erfüllen und können ab diesem Zeitpunkt **verglichen** bzw. **bewertet** werden.
  
- **Je nach Vergasungssystem sind die BTX-Werte bzw. PAK-Werte im Reingas vor dem Gasmotor meist noch kritisch.**
- Gestufte Vergasungssysteme können BTX-Werte von unter 100 mg/Nm<sup>3</sup> bzw. PAK-Werte von weniger als 5 mg/Nm<sup>3</sup> erreichen.
- Bei Benzol sind in den günstigsten Fällen 1% des Reingases bzw. Konzentrationen zwischen 1 und 2 mg/Nm<sup>3</sup> im Abgas zu erwarten.
  
- Die Vorgaben der **TA-Luft** werden sich von einer **unspezifischen Angabe der VOC** hin zu einer Vorgabe der **Identifikation** verändern, bzw. **Richtwerte von Benzol in der Größenordnung von 1 mg/Nm<sup>3</sup>** zu erwarten sein.



## Sonstige Informationen

- **Laufende Webinar-Gruppen** (,Teer/partikelbeprobung', ,Organ. Schwefel', Wasserbestimmung, ,Chem.-Parameter NH<sub>3</sub>-HCN-H<sub>2</sub>S-HCl, Testgas-systeme'.
- **NACHLESE:** → Webpage. : Sowie: <http://gas-analysis-webinars.org> und [www.gas-analysis.info](http://www.gas-analysis.info)

### Nächstes Event:

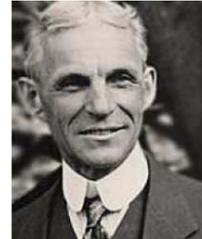
- 5. Juni 2015: Workshop bei der Europä. BiomasseKonf. in Wien; Informationen via
- <http://gas-analysis-webinars.org> und [www.gas-analysis.info](http://www.gas-analysis.info)
- Zur Teilnahme bitte anmelden!



**Für die Zukunft.....ein Blick von Hinten:**

*„Zusammenkommen ist ein Beginn,  
zusammenbleiben ist ein Fortschritt,  
zusammenarbeiten ist ein Erfolg.“*

*Henry Ford (1863 – 1947)*



Heute Danke ich Ihnen schon für Ihre Aufmerksamkeit u. das Zusammenkommen.

---

## **Thermochemisches Versuchsfeld im Rahmen des Zittauer Kraftwerkslabors**

*(Bert Salomo, Hochschule Zittau/Görlitz)*

### **1 Der Projektverbund „Zittauer Kraftwerkslabor“**

Im Rahmen des „Zittauer Kraftwerkslabor“ wurden moderne Energieumwandlungsprozesse untersucht, die vor der Herausforderung wachsender Ansprüche in Hinblick auf Energieeffizienz, Verfügbarkeit und Ressourcenschonung stehen. Die Arbeiten orientierten sich dabei auf die Optimierung verschiedener Teilschritte in der Prozesskette der Energieumwandlung.

Das „Zittauer Kraftwerkslabor“ wurde durch Förderung des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und des Freistaates Sachsen im Rahmen des Energie- und Klimaschutz (EuK)-Programms ermöglicht und war in drei Teilprojekte gegliedert. Das Teilprojekt „Thermochemisches Versuchsfeld“ (TCV) stellt den Schwerpunkt des hier vorgelegten Berichtes dar und umfasste Untersuchungen zur Umwandlung von fester Biomasse in Strom und Wärme auf der Basis eines Vergasungsprozesses. Dabei lag der Fokus auf der Realisierung der kleintechnischen Anwendung und der Entkopplung von Strom-, Wärme- und Kälteversorgung durch thermische Speicherung.

### **2 Das Thermochemische Versuchsfeld (TCV)**

Grundprinzip des zu untersuchenden Vergasungsprozesses ist, dass aus Holzhackschnitzeln (HHS) mit einer definierten Brennstoffqualität ein brennbares Gas erzeugt wird. Dafür ist es notwendig, dass die HHS in einem Reformer (auch Reaktor), der nach dem Prinzip der Festbettvergasung funktioniert, eingebracht und thermochemisch umgesetzt werden. Bei einem unterstöchiometrischen Luftverhältnis wird dabei ein Produktgas erzeugt, dessen chemisch gebundene Energie nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in einem Verbrennungsmotor-BHKW in mechanische und elektrische Energie umgewandelt wird. Die prozessbedingt anfallende Abwärme kann ausgekoppelt und für technische Prozesse (z.B. Wärmeversorgung) bei Temperaturen unter 100 °C genutzt werden.

Unabhängig davon, ob fossile oder regenerative Energierohstoffe verwendet werden, stellt die Übertragung und Zwischenspeicherung von thermischer Energie ein wichtiges Potenzial zur effizienten Prozessführung dar. Deshalb ist ein zweites Arbeitsfeld innerhalb des TCV-Projektes auf die thermische Speicherung in sensiblen und latenten Wärmespeichern fokussiert.

Zusammengefasst können die wissenschaftlich-technischen Arbeitsziele des TCV wie folgt formuliert werden:

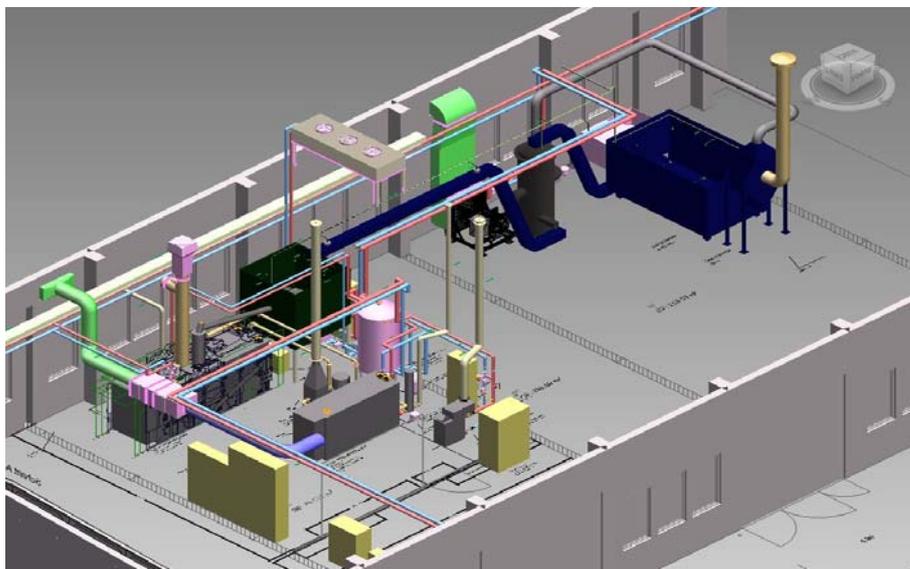
Bewertung und Weiterentwicklung der Festbettvergasungsverfahren durch Erhöhung des Verständnisses der gekoppelten Prozesse durch den Aufbau und Betrieb von Versuchsanlagen auf Basis marktüblicher Systeme.

Dies beinhaltet Versuchsstände zur vollautomatischen Biomassetrocknung, zur thermischen Energiespeicherung sowie ein Holzvergaser-BHKW. Hauptaugenmerk wird dabei auf die Bemessung und Datenanalyse des dynamischen Gesamtprozesses einer kompletten Holzgas-KWK-Anlage und auf die Verringerung der Wärmeverluste in

KWK-Anlagen durch die Untersuchung und Optimierung des Speichereinsatzes (sensible Speicher, Latent-Wärmespeicher, Latent-Kältespeicher) gelegt.

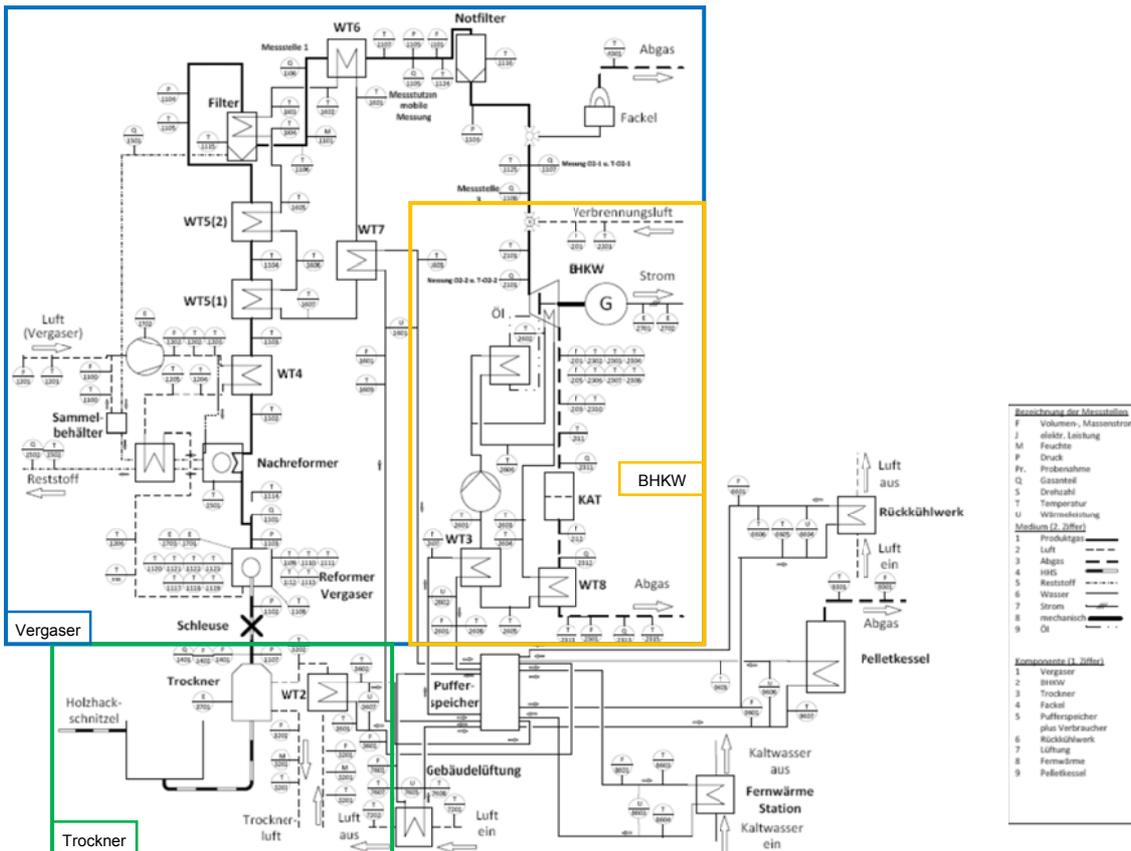
### 3 Aufbau

Entsprechend der Zielsetzung im Projekt wurden eine vollautomatische Biomassetrocknungsanlage und ein Holzvergaser-BHKW (Vergasungsprinzip nach Joos) als marktübliche Anlagen angeschafft und mit diesen ein Technikum aufgebaut. Des Weiteren wurde eine Infrastruktur geschaffen, die es ermöglicht, die Anlagen im Rahmen von Versuchsfahrten in unterschiedlichen Arbeitspunkten zu betreiben. Eine Ansicht des Technikums kann Abbildung 1 entnommen werden. Auf der rechten Seite sind das Brennstofflager und die Biomassetrocknungsanlage, auf der linken Seite das Holzvergaser-BHKW inkl. der notwendigen Peripherie (Brennstofftagesbehälter, Fackel, Pufferspeicher, Gebäudeleittechnik, Hallenlüftung, Rückkühler etc.) zu erkennen.



**Abbildung 1** Isometrische Ansicht „Thermochemisches Versuchsfeld“, Holzvergaser-BHKW mit Biomassetrocknungsversuchsstand (Copyright: Ingenieurbüro GENOM)

Der Aufbau und die Ausstattung der Versuchsstände ermöglicht es, die Stoff- und Energieströme aller Anlagenkomponenten zu erfassen. Hierfür wurden die Anlagen mit umfangreicher zusätzlicher Messtechnik -teilweise redundant- ausgestattet. In Abbildung 2 ist ein R&I-Schema des Versuchsstandes, ergänzt durch Markierungen der jeweiligen Bilanzkreise, dargestellt. Dabei werden durch den Bilanzkreis „Trocknung“ der HHS-Vorratsbehälter und der Biomassetrocknungsversuchsstand zusammengefasst. Der Bilanzkreis „Vergasung“ enthält die Apparaturen des Holzvergasers (Reformer, Wärmeübertrager, Filter, Rohrleitungen, Nachreformer zur thermischen Reststoffnachbehandlung). Im Bilanzkreis „BHKW“ sind weitere Wärmeübertrager sowie die Komponenten des BHKW zusammengefasst. Weiterhin wird im R&I ein sensibler Warmwasserspeicher („Pufferspeicher“) ausgeführt, der die notwendige thermische Prozessenergie für die Brennstofftrocknung zur Verfügung stellt und außerdem für die Pufferung der Wärmeabgabe in das Fernwärmenetz notwendig ist.



**Abbildung 2** R&I-Schema der Gesamtanlage TCV (Biomassetrocknung, Holzvergaser-BHKW)

Der Versuchsstand zur Analyse der Wärme- und Kältespeicherung wurde an einem anderen Standort installiert. Bestandteile dessen sind, wie in Abbildung 3 gekennzeichnet, das Temperiergerät, ein Latent-Kältespeicher sowie zwei Latent-Wärmespeicher (Natriumacetat, Paraffin). Der Primärkreislauf, dessen Herzstück das Temperiergerät darstellt, ist so ausgelegt, dass ein sicheres Betreiben des Versuchsstandes im Temperaturbereich von  $-20\text{ °C}$  (max. 15 kW) bis  $100\text{ °C}$  (max. 30 kW) möglich ist. Unmittelbar an diesen Kreislauf ist der Latent-Kältespeicher angeschlossen. Der Sekundärkreislauf, der vom Primärkreislauf über einen Wärmeübertrager hydraulisch getrennt ist, dient zur Untersuchung der beiden Latent-Wärmespeicher.

Als Untersuchungsschwerpunkte waren die Speicherleistung und -kapazität, die Erfassung des Lastzustandes, das dynamische Verhalten bei Teil- und Vollladung sowie die sich daraus ergebenden Lastprofile und die Entwicklung von Regelstrategien an unterschiedlichen Speichermodellen festgelegt. Ausgehend von diesen Untersuchungen an drei verschiedenen Speicherprinzipien kann eine Technologiebewertung der Speicherung von Warmwasser und Klimakälte erfolgen. Der Begriff Klimakälte beschreibt Temperaturen des Speichermediums, die unterhalb der Umgebungstemperatur liegen und zum Kühlen von Räumen dienen.



**Abbildung 3** Versuchsstand zur detaillierten Untersuchung von Kälte- und Wärmespeichern

#### **4 Ausgewählte Arbeitspunkte**

Um die Projektbearbeitung und die dabei erzielten Ergebnisse im Rahmen des Vortrages anschaulich darstellen zu können, wurden zwei Arbeitspunkte ausgewählt und mit den vorhandenen Ergebnissen untersetzt. Diese zwei Arbeitspunkte waren:

- Gesamtsystem Holzvergaser-BHKW inkl. Brennstoffkonditionierung und Wärmenutzung
- Thermochemischer Prozess

In diesem Zusammenhang wurden Lösungsansätze und Ergebnisse zur Brennstoffkonditionierung, zur Messtechnik sowie damit einhergehend zum Vorgehen der Stoff- und Energiestrombilanzierung vorgestellt. Hinsichtlich des thermochemischen Prozesses folgten Analysen zur realen Reformertemperatur und zur Zusammensetzung des Bettmaterials in Abhängigkeit der vertikalen Schichthöhe und der Zufuhr des Oxidationsmittels.

#### **Gesamtsystem Holzvergaser-BHKW inkl. Brennstoffkonditionierung und Wärmenutzung**

Die marktübliche Biomassetrocknungsanlage wurde innerhalb der Projektbearbeitung mit einer Abluftwärmerückgewinnung auf Basis eines Kreuzstrom-Luft/Luft-Wärmeübertrager nachgerüstet. Mit diesem kann die angesaugte Außenluft vor dem eigentlichen Heizregister vorgewärmt und so eine effektivere Wärmenutzung realisiert werden. Anhand Abbildung 4 ist die Steigerung der Trocknungseffizienz auf Basis von Messdaten nachvollziehbar. So war bei vergleichbaren Rahmenbedingungen (HHS-Qualität, Trocknungszeit etc.) eine deutliche Reduzierung des Wärme- und Strombedarfs zu verzeichnen.

<b>Biomassetrocknung</b>		<b>Standard</b>	<b>mit Nachrüstung</b>	
HHS Ausgangsmaterial		waldfrisch	waldfrisch	
HHS trocken	W. Ma.-%	3	3	
m* HHS trocken	kg/h	34	29	
Trocknungsintervall	min	15	15	
Außentemperatur	°C	9	5	
				Absenkung um
<b>Wärmebedarf</b>	<b>kW</b>	<b>49,1</b>	<b>24,5</b>	<b>50%</b>
spez. Wärmebedarf	kWh_th/kg_Brst	0,7	0,5	30%
spez. Wärmebedarf	kWh_th/kg_H2O	1,5	1,3	14%
<b>Strombedarf</b>	<b>kW</b>	<b>2,8</b>	<b>1,5</b>	<b>45%</b>
spez. Strombedarf	kWh_el/kg_Brst	0,04	0,03	23%
spez. Strombedarf	kWh_el/kg_H2O	0,08	0,08	5%
<b>Grädigkeit Zuluft/Abluft</b>	<b>K</b>	<b>36</b>	<b>9</b>	<b>74%</b>

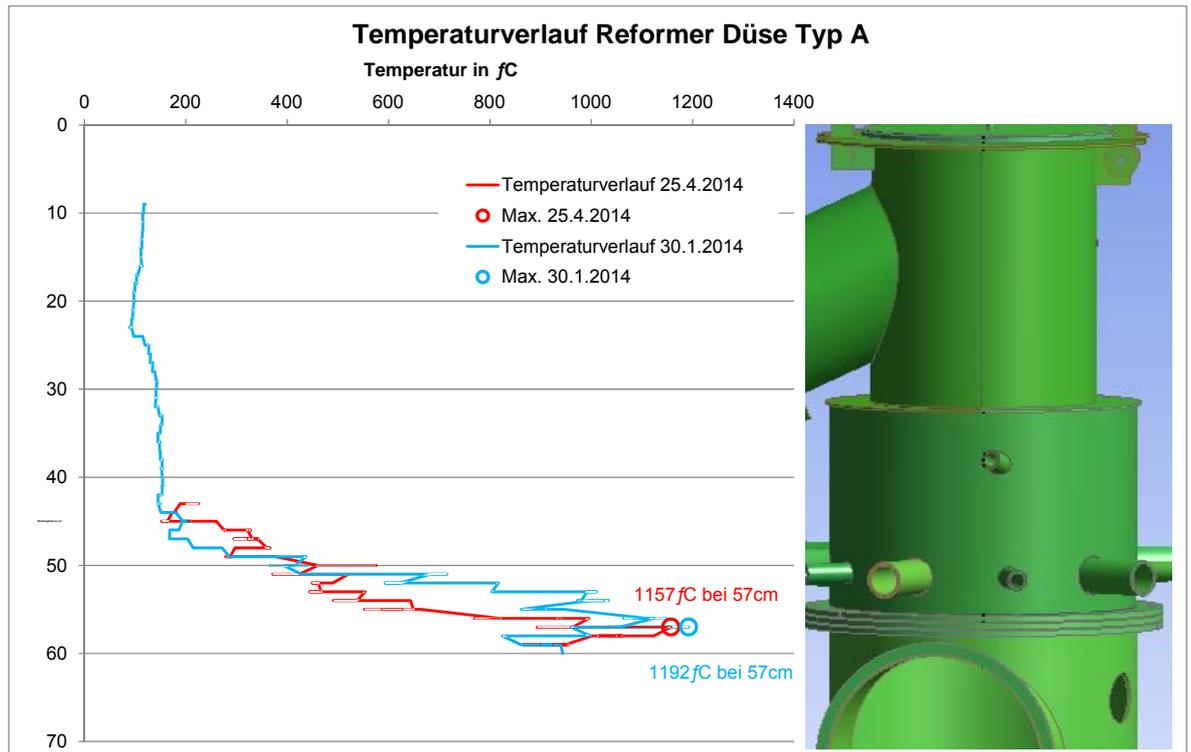
Abbildung 4 Effizienzsteigerung durch Vorwärmung der Trocknungsluft

### Thermochemischer Prozess

Die vom Anlagenhersteller installierten fünf Temperatursensoren zur Bestimmung der Reformerrinnentemperatur messen nicht die reale Temperatur im Inneren des Reformers, da sich diese ringförmig angeordnet in Tauchhülsen befinden. Diese Messsensoren haben die Aufgabe, zu prüfen, ob sich im Reformer ein horizontal gleichmäßig verteiltes Glutbett ausbildet. Sie sind damit nicht geeignet, den Prozess der thermochemischen Umwandlung von HHS in ein Produktgas abzubilden. Dessen Kenntnis ist jedoch notwendig, um Modifikationen am Anlagendesign und der damit verbundenen Veränderung des Prozessablaufs beschreiben zu können.

Die vertikale Temperaturmessung im Reformer erfolgte mit Hilfe eines Thermoelements (Mantelthermoelement, Typ N, Länge 1000 mm, Durchmesser 3 mm, Messbereich 0 bis 1150°C, Genauigkeit  $\pm 2,5$  K). Der Temperatursensor wurde manuell von oben durch eine Muffe in den oberen Teil des Reformers eingeführt und schrittweise 1 cm/min nach unten geführt. Die gemessene Temperatur wurde alle 10 s in der Datenbank gespeichert. Damit eine Zerstörung des Thermoelements durch die Drehbewegung des Rostes verhindert wird, lagen die maximalen Eindringtiefen bei ca. 65 cm ab Wartungsdeckel.

Der Temperaturverlauf im Reformer ist für zwei Messfahrten in Abbildung 5 ersichtlich. In dieser Darstellung wurde der Reformer entsprechend der im Diagramm aufgetragenen Eindringtiefe abgebildet, um somit die Messwerte direkt der Reformergeometrie zuzuordnen.

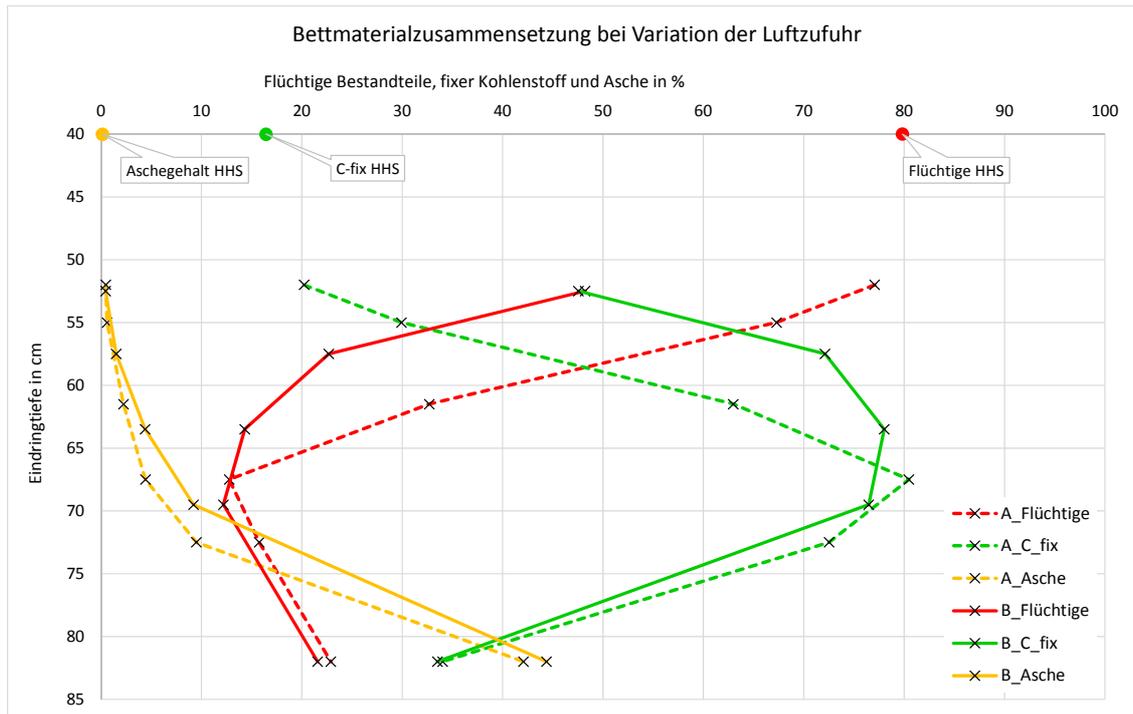


**Abbildung 5** Temperaturverlauf Reformer (Einsatz der Standarddüse)

Die Holz hackschnitzelschicht beginnt bei einer Eindringtiefe von ca. 45 cm. Im Freiraum oberhalb der Brennstoffschicht sind die Temperaturen sehr moderat unter 200°C. Innerhalb von ca. 12 cm steigen die Temperaturen von ca. 200°C auf bis über 1100°C an. Der Temperaturpeak liegt bei beiden Messfahrten bei 57 cm Eindringtiefe. Dies ist knapp unterhalb des Bereiches bei dem die Luftdüsen das Oxidationsmittel zuführen. In der darauf folgenden Reformerzone sinkt die Temperatur. Ab dieser Höhe wird jedoch das Thermoelement durch die Drehbewegungen der Rostscheiben mechanisch beeinflusst, sodass eine Messung mit größerer Eindringtiefe nicht möglich war.

Wie zuvor ausgeführt, sorgen fünf Luftdüsen für die Zufuhr des Oxidationsmittels in die Oxidationszone des Reformers. Die vorgewärmte Luft wird dabei über einen ringförmig angebrachten Sammler auf die Luftdüsen verteilt. Im Rahmen von Versuchsfahrten wurden zwei unterschiedliche Düsengeometrien eingesetzt, um ggf. vorhandenes Optimierungspotenzial darzustellen. Die standardmäßig verbauten Luftdüsen kennzeichnet Typ A. Im Vergleich dazu weisen die Düsen des Typs B eine weiter oben liegende Lochreihe auf. Die Oxidationszone soll dadurch weiter nach oben, in Richtung Pyrolysezone, ausgeweitet werden.

Ein Vergleich der Bettmaterialzusammensetzungen im Reformer nach Einsatz der zwei unterschiedlichen Düsentypen ist in Abbildung 6 dargestellt.



**Abbildung 6** Vergleich der Bettmaterialzusammensetzung im Reformer bei Einsatz unterschiedlicher Düsentypen

Deutlich zu erkennen ist der viel schnellere Umsatz von flüchtigen Bestandteilen und fixem Kohlenstoff bei Verwendung des Düsentyps B. Auch der Aschegehalt steigt schneller an. Die vertikale Ausweitung der Oxidationszone könnte dafür eine Erklärung liefern. Die definierte räumliche Trennung der Vergasungszonen ist jedoch nicht mehr so eindeutig gegeben wie bei Verwendung der Düsen des Typs A. Darüber hinaus wurden die Reformerinnentemperaturen und die Produktgaszusammensetzung im stationären Zustand bei Einsatz der beiden Düsentypen erfasst.

### Fazit

Es konnte bewiesen werden, dass die Messung der Reformerinnentemperatur mit hinreichender Genauigkeit erfolgte. Das aufgenommene Temperaturprofil lässt Rückschlüsse auf den im Reformer stattfindenden Umsetzungsprozess zu und konstruktive Änderungen und deren Auswirkungen lassen sich somit in einem veränderten Temperaturprofil abbilden. Die Modellbildung des Prozesses kann dadurch unterstützt werden. Die Annahme stark ausgeprägter Umwandlungszonen im Reaktionsraum konnte für diesen speziellen Fall widerlegt werden. Die erfassten Temperaturspitzen in der Oxidationszone entsprechen jedoch den in der Fachliteratur beschriebenen theoretischen Werten.

Der Einsatz unterschiedlicher Düsengeometrien, die messtechnische Erfassung von Veränderungen im Vergasungsverhalten und der Abgleich der gewonnenen Erkenntnisse mit den theoretischen Grundlagen ist, soweit es die dargestellten Versuchsfahrten zulassen, gelungen. Die Unterschiede in der Düsengeometrie konnten bei der Produktgaszusammensetzung, der Reformerinnentemperatur sowie der Bettmaterialzusammensetzung aufgezeigt werden. Interpretationen, welche Düsengeometrien für einen sicheren Dauerbetrieb geeignet sind, können nur Langzeitversuche bringen. Zum jetzigen Zeitpunkt scheint die Düsengeometrie Typ A

(Standard) die Vorzugsvariante, da die Verschmutzungen im Reformier deutlich geringer ausfielen als beim Düsentyp B. Der Einsatz der Düsen Typ B erzeugte ein Produktgas mit höherem Heizwert und der stoffliche Umsatz im Reformier beginnt eher (dadurch kann vermutet werden, dass es möglich sein könnte, größere Produktgasmengen zu generieren). Jedoch erhöhte sich das Reformierverschmutzungsgrad in Form von sehr porösen Verkrustungen. In Folge dessen traten im Betrieb des Reformiers mit dem Düsentyp B vermehrt Abschaltungen der Anlage aufgrund von Übertemperaturen im Reformier sowie Reformierentleerung auf.

### Danksagung

Die Zuwendung für das „Zittauer Kraftwerkslabor“ wurde aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) der Europäischen Union und des Freistaates Sachsen finanziert.



### Quellen

Schüßler, I; Bräkow, D.; Treppe, K.; Salomo, B.; Zschunke, T.: Schwachstellenanalyse an BHKW-Vergaseranlagen. TU Dresden, Dresden. 2009.

Zeymer, M., Herrmann, A., Oehmichen, K., Schneider, R., Heidecke, P., Ling, H., Volz, F.: DBFZ-Report Nr. 18: Die kleintechnische Biomassevergasung als Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung, Leipzig, 11/2013

Zschunke, T. et al.: Zittauer Kraftwerkslabor - Thermochemisches Versuchsfeld, Abschlussbericht, Hochschule Zittau/Görlitz, Zittau. 2014.

## KUP zur Rohstoffsicherung von Biomassebrennstoffen und deren Bedeutung nach der EEG-Novellierung

(Dr. Jan Grundmann, Vattenfall New Energy GmbH)

### Kurzumtriebsplantagen zur Rohstoffsicherung von Biomassebrennstoffen und deren Bedeutung nach der EEG-Novellierung

Dr. Jan Grundmann  
Energy Crops GmbH

Energetische Biomassenutzung  
Mai 2015, Zittau



### Eigenschaften einer KUP



Kurzumtriebsplantagen sind ein nachhaltiges und ökologisches Instrument zur Sicherung von Biomassebrennstoffen:

- Landwirtschaftliche Kultur für Ackerstandorte
  - mit 3 bis 4 jähriger Ernte und Wiederaustrieb aus Wurzelstock
  - bei extensiver Bewirtschaftung nach erfolgreicher Etablierung
  - gut auf Grenzertragsstandorten einsetzbar, daher
  - kaum Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion
- Hohe Biodiversität gegenüber konventionellen Kulturen
- Hohe Energieeffizienz bei der Biomasseproduktion
- Steht weitgehend am Beginn der züchterischen und pflanzenbaulichen Entwicklung



## Energy Crops GmbH

- Die Energy Crops GmbH (ENC) 2010 als 100 %ige Vattenfall-Tochter gegründet; Zweck: Bewirtschaftung von Kurzumtriebsplantagen (KUP)
- Ziel: Absicherung der Brennstoffversorgung für das Biomasse-Heizkraftwerk Märkisches-Viertel, Berlin
- Umsetzung durch Kooperation mit der regionalen Landwirtschaft durch
  - Kooperationsvertrag in Anlehnung an Vertragsanbau
  - Pacht
- Vorteile für den Landwirt:
  - Wertschöpfung auf Grenzertrags- oder nicht arrondierten Standorten
  - 20 Jahre stabile Kooperation mit sicheren Einnahmen
  - Maßnahme als „Grüening“ anerkenbar
  - Extensive Kultur mit wenig Bewirtschaftungsaufwand



Mai 2015; Zittau; Grundmann

3

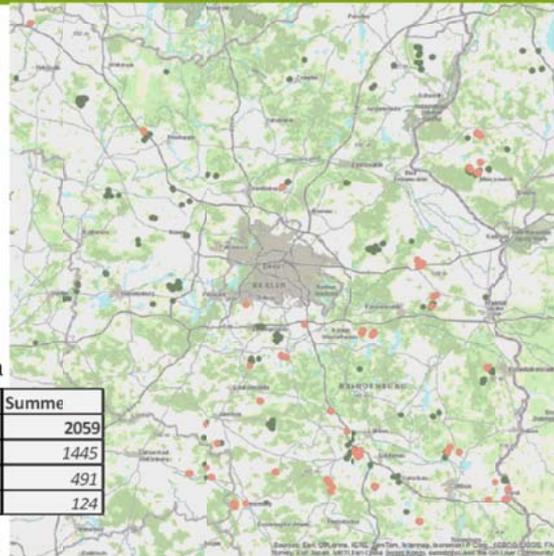


## Flächenbestand der ENC und ENC Polska

- Über 1.500 ha etablierte Plantage
  - davon 1.040 ha in Deutschland
  - davon 480 ha in Polen
- Die Flächen in Polen werden durch die 100 %ige Tochter der ENC, die Energy Crops Polska Sp. z o.o. bewirtschaftet
- Pflanzungen 2015 auf weiteren knapp 600 ha im Frühjahr läuft
- Ernte im Frühjahr 2015 auf 120 ha

Flächenbestand 2015	Deutschland	Polen	Summe
Gesamt ha	1631	429	2059
Kooperation	1279	166	1445
Pacht	246	245	491
Ernterecht	106	18	124

- Bestandsflächen
- Pflanzungen 2015



Mai 2015; Zittau; Grundmann

4



## KUP Ernte 2015

- Ernte im Frühjahr 2015 mit Feldhäcksler und gut funktionierender Erntekette bei direkter Verladung am Feldrand auf LKW (Bild links)
- Feldhäcksler produziert gleichmäßiges, relativ kleines Hackschnitzel (Bild rechts)



Mai 2015; Zittau; Grundham

5

energy crops

## Baumarten

Die Pappel steht gegenwärtig im Vordergrund

- Hohe Zuwachsraten, auch auf armen sandigen Böden
- Keine Düngung erforderlich
- Hohes züchterisches Potential
- Relative Eignung für trockne Standorte
- Sehr gute Verbrennungseigenschaften des Holzes



Mai 2015; Zittau; Grundham

6

energy crops

## Ökologische Vorteile eine KUP

- Wenig Einsatz von Pflanzenschutzmittel
- Bei Pappelanbau keine mineralische Düngung erforderlich
- Extensiv bewirtschaftete Kultur, da nach erfolgreicher Etablierung nur noch alle drei Jahre Ernte, dadurch
  - Rückzugsraum für Tierwelt mit hoher Artenvielfalt
  - Bodenruhe fördert Humusaufbau und damit Ertragskraft des Bodens
  - wenig Energieeinsatz zur Holzproduktion macht KUP-Holz sehr energieeffizient
- Erosionsschutz in hängigen Lagen oder an Gewässern

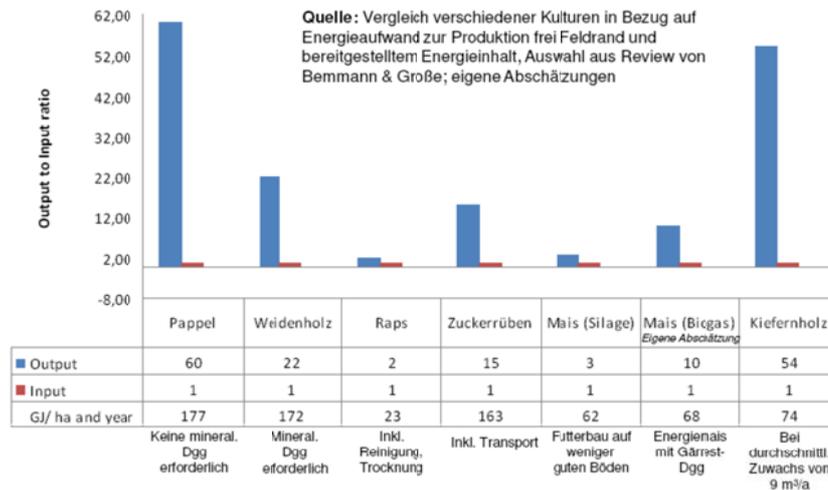


Mai 2015; Zittau; Grundmann

7

energy crops

## Energieeffizienz (carbon footprint) der Biomasseproduktion



Mai 2015; Zittau; Grundmann

8

energy crops

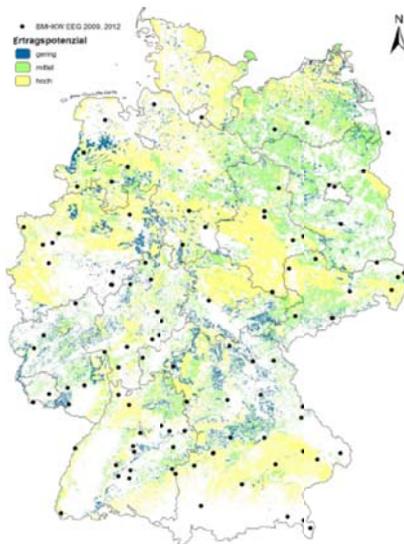
## Biomasse hat ein Akzeptanzproblem

- Biomasse und Bioenergie sind durch Teller-Tank Diskussion und „Vermaisung“ der Landschaften in der Kritik
- Naturschutzverbände, die Grünen, Politik und Gesellschaft sehen als „stakeholder“ Bioenergie nicht mehr überwiegend positiv
- **Auswirkungen:** Diskriminierung der Biomasse z.B.
  - in der aktuellen EEG-Novellierung und
  - in der aktuellen Potentialstudie des BMWi zu den EE
- Der Aufbau einer positiven Kommunikation zum Thema Bioenergie ist unbedingt erforderlich!

## Brennholz-Verfügbarkeit in D

- Zunehmende FSC-Zertifizierung vor allem der Landesforsten engen die Verfügbarkeit von Waldrestholz als Biomassebrennstoff erheblich ein (in FSC zertifizierten Forsten muss Waldrestholz als C-Quelle im Wald verbleiben was für viele Standorte wissenschaftlich unbegründet ist)
  - Forderungen der Naturschutzverbände nach 10 % Nationalparkfläche im Forst engen Verfügbarkeit weiter ein
  - Aktuell sinkende Preise für Säge- und Industrieholz führen zu rückläufigem Einschlag und damit rückläufiger Verfügbarkeit von Waldrestholz und Sägenebenprodukten (klassische Brennholz-Sortimente)
  - Durchforstungsstau in Ostdeutschland nach Wende weitgehend abgearbeitet
- Brennholz-Verfügbarkeit trotz steigender Vorräte gem. BWI 2014 rückläufig

## Potentiale KUP: Grenzertrags-Ackerstandorte und EEG-Anlagen



- Karte gibt das Ertragspotential aller Ackerflächen wieder
- Blaue Flächen entsprechen geringem Ertragspotential; somit für KUP gut geeignet:
  - insgesamt 1,3 Mio. ha
  - ca. 11 % der Ackerfläche
  - theoret. Brennholzpotential 13 bis 16 Mio. t atro
  - resultierende Heizwärme: 60 bis 75 TWh

Quelle: Aust, 2012

A Vattenfall company



11



## Ausblick

- Die Kommunikation zu Bioenergie muss dringend verbessert werden in Bezug auf:
  - Leistungsfähigkeit und Potentiale
  - Naturverträglichkeit
  - Einfluss auf Nahrungsmittelproduktion
- Rückläufige Brennholzverfügbarkeit aus Forsten bietet gute Entwicklungschancen für KUP
- Neben dezentraler Wärmeversorgung durch Holz bieten vor allem die bestehenden EEG-Anlagen (vorrangig EEG 2012 aber auch EEG 2009) einen guten Absatzmarkt
- Langfristig muss das Heizen mit Holz im Rahmen der „Wärmewende“ stärker entwickelt werden; hierzu bietet KUP eine gute Voraussetzung, da durch KUP langfristig planbarer Brennstoffstrom

Mai 2015; Zittau; Grundmann

12





Mai 2015; Zitter; Grundraum

13





## **Motormanagement zur flexiblen Fahrweise von Schwachgas-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen am Beispiel der Vergasung von Holzkohle**

*(Dennis Krüger, Dr. Andreas Ortwein; DBFZ)*

*Vortragender: Dennis Krüger*

### **Zusammenfassung**

An einer mit Holzkohle betriebenen Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage wurde untersucht, in welchem Maße in das Motormanagement eingegriffen werden muss, um einen optimalen und hochflexiblen Anlagenbetrieb zu gewährleisten. Es zeigte sich, dass eine veränderliche Brenngaszusammensetzung eine Anpassung des Zündzeitpunktes erfordert, um die maximale Leistung zu generieren. Zu diesem Zweck wird der Zündwinkel mit Hilfe der Parameter Drehzahl und der eingeführten Größe des Zündgrades ermittelt. Neben der Leistungsregelung über die Brennstoffzufuhr ist es darüber hinaus möglich eine Lastverschiebung zwischen elektrischer und thermischer Leistung vorzunehmen.

### **Abstract**

The need of an engine management modification was researched at a charcoal driven micro-CHP. It was shown, that a change in gas composition requires an adjustment of the ignition point to generate the best performance. For this reason, the ignition point is determined by the revolution speed and the value  $\gamma$ . It is possible to control the power output by a change in the feeding of fuel gas or a power shift between electrical and thermal power.

### **1 Einleitung**

Die flexible Fahrweise von am Markt verfügbaren Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, welche mit einem Verbrennungsmotor arbeiten, ist derzeit nur Anlagen vorbehalten, welche mit normierten gasförmigen (Erdgas) oder flüssigen Brennstoffen (Heizöl) betrieben werden. Als Mikro-KWK-Anlagen gelten dabei Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner 15 kW [Pehnt2006].

Motorische Mikro-KWK-Anlagen mit Nutzung fester Biomasse, welche durch die Verwendung eines Vergasers ein Brenngas zur Verfügung stellen, sind in diesem Leistungsbereich derzeit noch nicht verfügbar. Die kleinste kommerziell verfügbare Anlage hat eine elektrische Leistung von 19 kW. Darüber hinaus werden diese üblicherweise mit Volllast betrieben, um den optimalen Arbeitspunkt für Motor und Vergaser zu gewährleisten.

Der Vorteil dieser Fahrweise liegt im maximalen Wirkungsgrad der Anlage und dem geringen Aufwand für das Motormanagement, da lediglich beim Anfahren der Anlage Drehzahl- oder Laständerungen durchgeführt werden müssen. Der Nachteil liegt jedoch darin, dass während des Betriebs nicht selbst genutzter Strom (z.B. durch die Gebäudegrundlast) zu niedrigen Preisen in das Stromnetz eingespeist wird. Durch den Spread zwischen Einspeisevergütung (nach EEG oder KWKG) und Stromlieferkosten entsteht jedoch ein Anreiz zur flexiblen Fahrweise, so dass der Eigenverbrauch maximiert wird. Durch diesen Spread und der Tatsache, dass die Wärme bei

Kleinstanlagen zu Heizzwecken genutzt wird, stellt auch ein Absinken des elektrischen Wirkungsgrades bis in einen bestimmten Bereich kein Problem dar.

Aus diesem Grund wurde anhand einer Kleinstanlage, welche das Brenngas aus der Vergasung von Holzkohle bezieht, untersucht, in wieweit diese regelfähig ist und welches Motormanagements es dazu bedarf.

## 2 Versuchsaufbau

Die Mikro-KWK-Anlage wurde an anderer Stelle bereits ausführlich geschildert [Krüger2014]. Deshalb wird nur ein kurzer Überblick zum Versuchsaufbau gewährt. Das Anlagenschaltbild ist in Abbildung 1 dargestellt. Grundsätzlich handelt es sich um eine Vergaseranlage im Wanderbettverfahren im Gegenstrom. Als Brennstoff dient Holzkohle, als Vergasungsmittel dient Luft mit der Option auf zusätzliche Wassereindüsung in Form von Nebel. Zur Brenngasaufbereitung wird dieses gekühlt und gefiltert, um eventuelle Kohle- und Aschepartikel zu entfernen. Anschließend wird das Brenngas mittels Lambdasondenregelung stöchiometrisch mit Luft gemischt und motorisch genutzt. Als Verbrennungsmotor wird hierbei ein luftgekühlter Einzylinder-Viertakt-Saugmotor mit 90 cm<sup>3</sup> Hubraum verwendet. Dabei handelt es sich um einen handelsüblichen Motorrollermotor, welcher mit einem größeren Zylinderkit ausgerüstet wurde. Die mechanische Energie wird unter Nutzung eines Gleichstromgenerators (24 V / 110 A) elektrisch ausgekoppelt. Da der Generator über die Möglichkeit verfügt, das Primärfeld extern anzusteuern, ist ein hochflexibler Betrieb hinsichtlich der Last und Anlagendrehzahl gewährleistet.

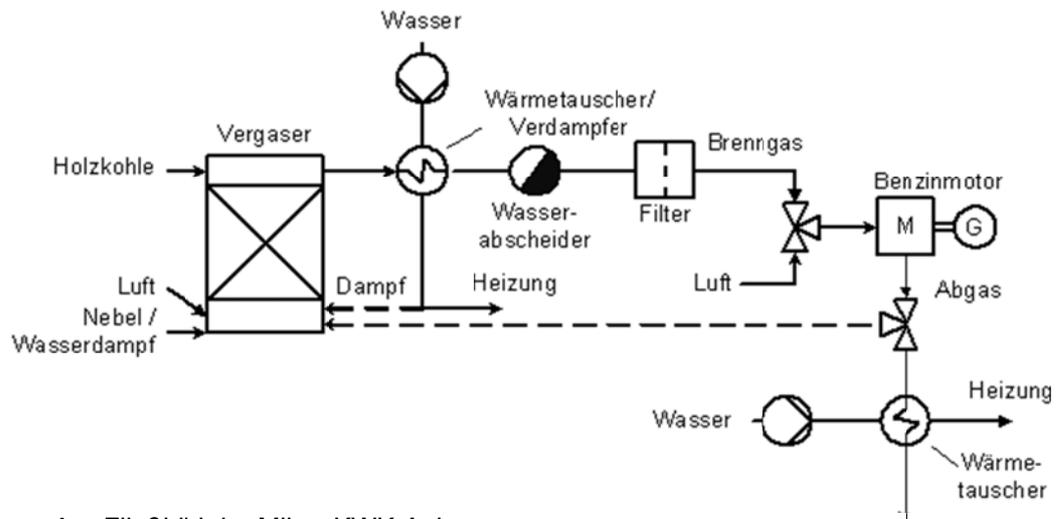


Abbildung 1 Fließbild der Mikro-KWK-Anlage

Durch Kühlung des Brenn- und Abgases erfolgt die Wärmeauskopplung an zwei Stellen. Da die Zündeigenschaften des Brenngases sich von denen eines Luft-Benzin-Gemisches unterscheiden [Davis1998, Stephan2010], wurde die Zündanlage durch eine mikrocontrollergesteuerte, elektronische Zündung ausgetauscht. Dadurch ist es möglich den Zündwinkel frei zwischen 0 und 67,5° vor dem oberen Totpunkt (OT) zu wählen und den Zündwinkel optimal an Gemisch und Drehzahl anzupassen. Die Messwertaufnahme, Steuerung und Regelung der Anlage erfolgt durch eine CompactRio 9073 von National Instruments, welche mit Modulen für logische und analoge Ein- und Ausgänge, sowie für die Auswertung von Thermoelementen ausgestattet ist.

### 3 Durchführung und Ergebnisse

Während der Versuche wurden alle Anlagenzustände untersucht, welche für einen hochflexiblen Betrieb relevant sind. Da die Motorgeometrie mit den daraus resultierenden Daten wie Kompressionsverhältnis, Hubraum usw. vorgegeben ist, ist der Eingriff in das Zündsystem eine der wenigen Möglichkeiten, um einen optimierten Betrieb in verschiedenen Betriebszuständen zu gewährleisten. Neben der Leistungsregelung mittels Drosselung der Brenngaszufuhr wurde die Möglichkeit einer Leistungsverschiebung zwischen elektrischer und thermischer Last durch einen Eingriff in das Zündsystem realisiert. Weiterhin wurde die Auswirkung einer Veränderung des Brenngases auf die optimale Betriebsführung untersucht. Dazu wurde als sekundäres Vergasungsmittel zusätzlich Wasser in Form von Nebel in den Vergaser eingebracht.

#### 3.1 Zündkurvengenerierung

Mit einem normierten Brennstoff (z.B. Super 95) wird der Zündwinkel im Standardfall nur der Drehzahl angepasst. Da sich das Abbrandverhalten jedoch auch mit der Brenngaszusammensetzung ändert, ist es notwendig einen zweiten Parameter einzuführen, welcher diesem Umstand Rechnung trägt, den Zündgrad  $\gamma$ . In der Praxis hat sich dazu eine Kurvenschar in der Form von Gleichung (1) bewährt, wobei  $n$  die Drehzahl darstellt. Weiterhin werden ein minimaler und ein maximaler Zündwinkel festgelegt, in dem Drehzahl und Zündgrad nur in einem definierten Intervall zulässig sind.

$$\phi = (a + \gamma) + \left(\frac{n \cdot 1 \text{ min}}{1000} - 1\right) \cdot \left(b + \frac{\gamma}{2}\right) \quad (1)$$

Beispielhaft ist die Kurvenschar der verwendeten Anlage in Abbildung 2 dargestellt. Hierbei ist der betrachtete Drehzahlbereich zwischen 1000 und 3000  $\text{min}^{-1}$  und der Zündgrad (mit ZG abgekürzt) zwischen 0 und 10 festgesetzt.

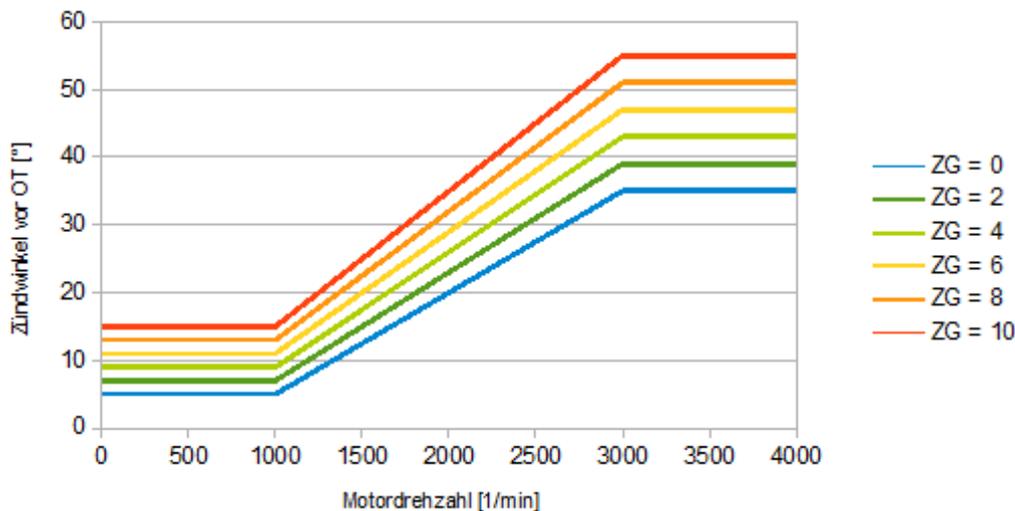


Abbildung 1 Zündkurvenschar für den Betrieb der Versuchsanlage

Für den Betrieb ergeben sich somit Zündwinkel im Bereich von 5 – 55 ° vor OT. Der Zündwinkelbereich unterscheidet sich dabei im Testbetrieb mit Benzin von 5 – 35 ° vor OT zum Betrieb mit Holzkohलगas mit 15 – 55 ° vor OT.

### 3.2 Gemischbedingte Zündwinkelabhängigkeit

Mittels Wassereindüsung wurde die Brenngaszusammensetzung verändert. Diese wurde mit steigender Wassermenge reicher an Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid und ärmer an Kohlenstoffmonoxid. Bei konstanter Drehzahl wurde bei den verschiedenen Brenngaszusammensetzungen der optimale Zündwinkelbereich ermittelt. Der Zündwinkelverlauf ist in Abbildung 3 abhängig vom CO/H<sub>2</sub>-Verhältnis dargestellt. Es ist ersichtlich, dass mit steigendem Wasserstoffanteil der Zündwinkel von 48 auf 37 ° abnimmt. Die Fehlerbalken beschreiben hierbei den Zündwinkelbereich gleicher Leistung. Dieser nimmt mit steigendem Wasserstoffanteil ebenfalls von 12 auf 9 ° ab.

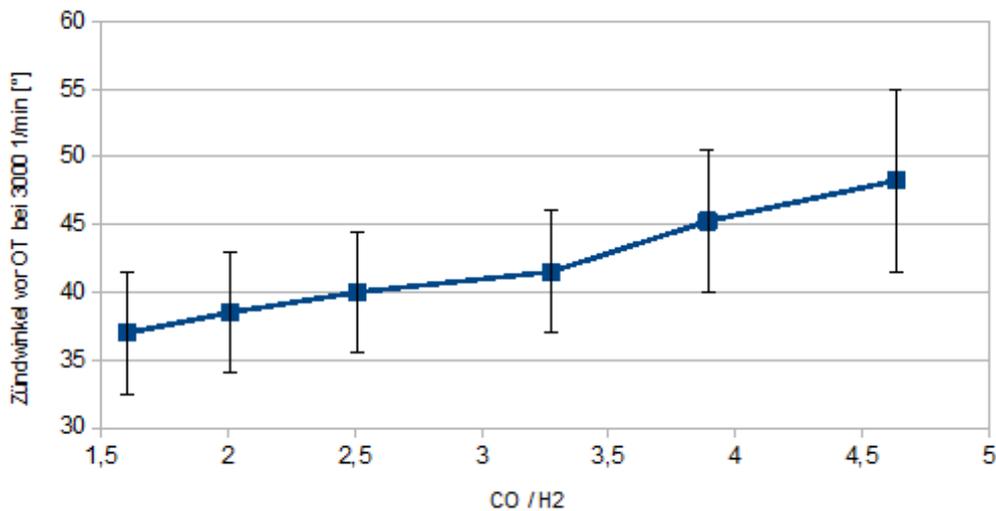


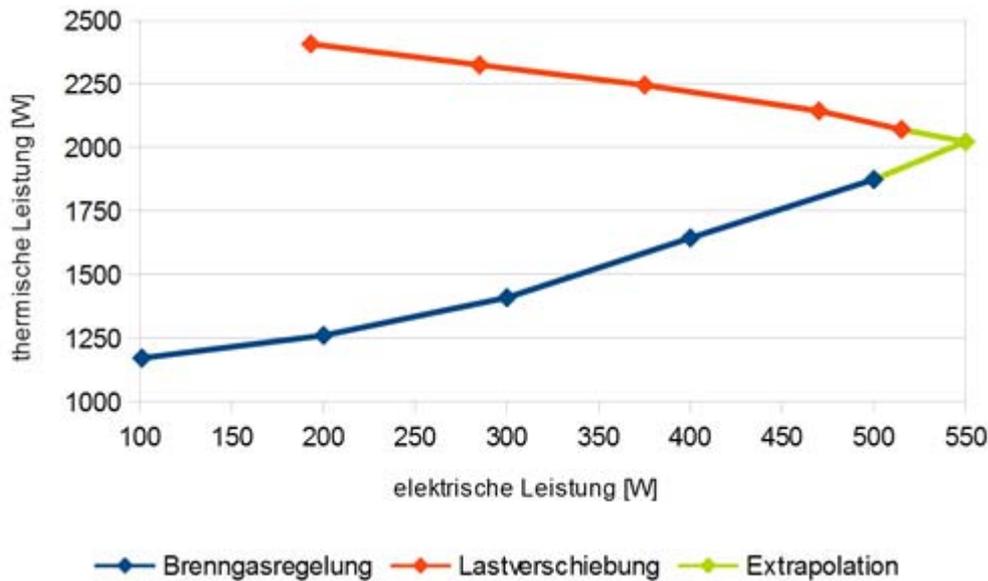
Abbildung 3 Optimaler Zündwinkelbereich in Abhängigkeit vom CO/H<sub>2</sub>-Verhältnis

### 3.3 Leistungsmodulation

Die Leistungsmodulation kann bei der Versuchsanlage auf zwei verschiedene Arten erfolgen. Einerseits kann die Leistung standardmäßig mit Hilfe der Brenngaszufuhr reguliert werden. Es ist jedoch ebenfalls möglich eine Lastverschiebung zwischen thermischer und elektrischer Leistung vorzunehmen. Dies geschieht durch die Verschiebung des Zündwinkels in den Bereich der Spätzündung. Dadurch erfolgt die Verbrennung später und das Gas kann weniger Arbeit am Kolben verrichten, das Abgas ist dementsprechend wärmer. Die Lastverschiebung ist jedoch nur sinnvoll, wenn die Anlage die zusätzliche Abgaswärme durch einen Abgaswärmtauscher nutzen kann und die zusätzliche Wärme benötigt wird. Diese Art der Lastmodulation ist für die flexible Fahrweise im Winter denkbar, da der Vergaser stets mit Volllast betrieben wird, die Produktion der elektrischen Energie sich mit Blick auf den Eigenverbrauch flexibel gestaltet und die zusätzliche Wärme für Heizzwecke benötigt wird. Die Lastverschiebung wird jedoch durch die Motortemperatur begrenzt, da es mit steigender Temperatur zu unkontrollierten Selbstzündungen des Brenngases kommen kann. Die Abhängigkeit von elektrischer zu thermischer Leistung ist in Abbildung 4 für beide Modulationsarten dargestellt.

Bei der Versuchsanlage betrug die maximal gemessene elektrische Leistung 550 W. Dieser Betriebspunkt wurde bis zum jetzigen Zeitpunkt jedoch noch nicht bilanziell vermessen. Aus diesem Grund sind die Kurven auf diesen Lastpunkt extrapoliert. Die

Stromzahl kann für die entwickelte KWK-Anlage in einem sehr weiten Bereich gewählt werden. In den dargestellten Regelbereichen ist die Versuchsanlage stabil zu betreiben. Dementsprechend beträgt der Regelbereich für die Leistungsregelung über die Brenngaszufuhr  $100 - 550 W_{el}$  (18 - 100 %) und mit Hilfe der Lastverschiebung  $200 - 550 W_{el}$  (36 - 100 %).



**Abbildung 4** Anlagenreglung mittels Drosselung der Brenngaszufuhr und Leistungsverschiebung

#### 4 Diskussion

Es konnte gezeigt werden, dass mit der Verwendung von veränderlichem Schwachgas in KWK-Anlagen mit Verbrennungsmotor eine Notwendigkeit besteht, in das Motormanagement einzugreifen, um zu jedem Zeitpunkt optimale Leistung zu erzielen. Dies bietet darüber hinaus den Vorteil, dass eine Leistungsverschiebung zwischen elektrischer und thermischer Leistung vorgenommen werden kann. Somit kann die KWK-Anlage hochflexibel mit Blick auf das benötigte Lastprofil betrieben werden. Die Auswirkung des flexiblen Betriebs auf die Gesamteffizienz wird in weiteren Untersuchungen geklärt.

### Literatur/Quellen

Davis, S.G.; Law, C.K. (1998): Laminar flame speeds and oxidation kinetics of iso-octane-air and n-heptane-air flames. In: Symposium (International) on Combustion, Vol. 27 (1998), Nr. 1, S. 521-527.

Krüger, D.; Ortwein, A.; Klemm, M. (2014): Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung mit Vergasung fester Biomasse in Form von Holzkohle. In: Nelles M. (Hrsg.), Schriftreihe Umweltingenieurwesen – Tagungsband 8. Rostocker Bioenergieforum, Vol. 45 (2014), S. 147-153

Pehnt et. al (2006): Micro Cogeneration. Berlin: Springer Verlag.

Stephan, P.; Schaber, K.; Stephan, K.; Mayiner, F. (2010): Thermodynamik – Grundlagen und technische Anwendungen, Band 2: Mehrstoffsysteme und chemische Reaktionen. 15. Auflage. Berlin: Springer Verlag.

### Kontakt

*Dipl.-Ing. Dennis Krüger, Doktorand*

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Tel.-Nr.: 0341-2434-759

E-Mail: dennis.krueger@dbfz.de

*Dr.-Ing. Andreas Ortwein, Arbeitsgruppenleiter*

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Tel.-Nr.: 0341-2434-556

E-Mail: andreas.ortwein@dbfz.de



## **Flexibilisierung von Holzvergasungskraftwerken und Stromspeicheroptionen für Synthesenanlagen**

(Tim Schulzke, Dr. Christoph Unger; Fraunhofer UMSICHT Oberhausen)

Vortragender: Tim Schulzke

Tim Schulzke<sup>1</sup>, Dr. Christoph Unger<sup>2</sup>

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

<sup>1</sup>Bereich Prozesse, Abteilung Bioraffinerie & Biokraftstoffe, Gruppenleiter

Thermochemische Verfahren und Kohlenwasserstoffe

<sup>2</sup>Bereich Energie, Abteilung Think Tank Energy

Osterfelder Straße 3

46047 Oberhausen

Tel.: 0208 / 8598 – 1155

Fax: 0208 / 8598 – 221155

E-Mail: tim.schulzke@umsicht.fraunhofer.de

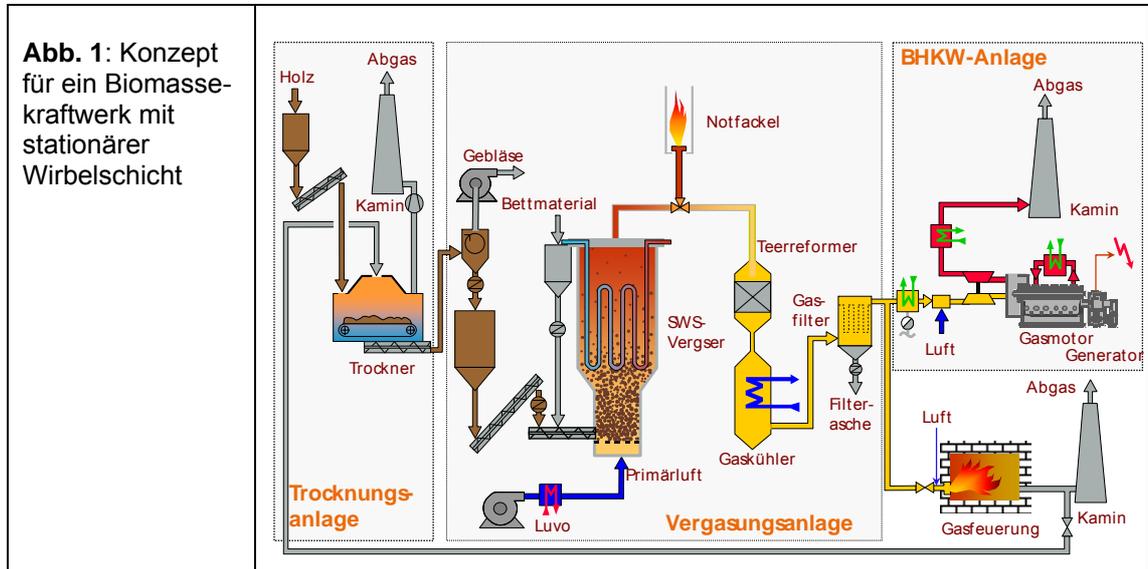
### **1 Einleitung**

Aufgrund der durch das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG) [1] bisher garantierten Abnahme des erzeugten Stromes zu festgelegten Preisen werden Biomassekraftwerke – sowohl Biogas- als auch Verbrennungs- und Vergasungskraftwerke – derzeit in der Regel im Grundlastbetrieb gefahren. Dabei steht im Vordergrund die Maximierung der Jahresbetriebsstunden bei Nominalleistung. Die Entwicklung im deutschen Stromnetz durch die ebenfalls durch das EEG angeregte, stark vermehrte Einspeisung von fluktuierenden Strommengen aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen macht dagegen immer weniger Grundlastleistung erforderlich. Stattdessen wird zum Abgleich von Strombedarf einerseits und fluktuierender Stromerzeugung andererseits zunehmend Regelleistung nachgefragt. Außerdem wird zukünftig in steigendem Umfang mehr Strom erzeugt als von Verbrauchern abgenommen wird. Dieser Strom kann einerseits für Zeiten mit zu geringer Erzeugung gespeichert werden oder aber durch Umwandlung in chemische Grundstoffe dauerhaft dem Stromnetz entnommen werden. Dieser Beitrag stellt Ansätze vor, die zum einen in der kurzfristigen Perspektive eine flexible Stromerzeugung von Holzvergasungskraftwerken als Regelleistung ermöglichen und andererseits für die langfristige Entwicklung Speicher- oder Entnahmemöglichkeiten in einer für Übertragungsnetze relevanten Größenordnung aufzeigen.

### **2 Flexibilisierung von Holzvergasungskraftwerken**

Schon seit der Novellierung des EEG in 2012 sieht das Gesetz zusätzliche finanzielle Unterstützung für die Flexibilisierung von Biomassekraftwerken vor – allerdings beschränkt auf Biogasanlagen. Das dahinterliegende Konzept sieht eine vorübergehende Abschaltung des Gasmotors und die Speicherung des aus der Biomassevergärung stammenden Biogases für eine gewisse Zeit vor und zu einem späteren Zeitpunkt die Stromerzeugung mit Gasmotoren größerer Leistung. Die erforderlichen Zusatzinvestitionen für Gasspeicher und zusätzliche elektrische Erzeugungskapazität werden durch eine jährliche Prämie, die sich nach der Höhe der zusätzlichen elektrischen Erzeugungskapazität bemisst, vergütet.

Wegen des deutlich niedrigeren Heizwertes von Holzgas im Vergleich zu Biogas lässt sich ein ähnliches Konzept für die Flexibilisierung von Vergasungskraftwerken nicht sinnvoll realisieren, da die zur Speicherung des Gases benötigten Volumina viel zu groß wären. Holzvergasungskraftwerke mit einer stationären Wirbelschicht als Kernkomponente bieten aber aus sich heraus die Möglichkeit, die ins Netz gespeiste elektrische Leistung über einen weiten Bereich zu regeln.



Das Gesamtkonzept für ein Biomasseheizkraftwerk kann folgendermaßen beschrieben werden (vgl. Abb. 1): die holzartige Biomasse (gehackt oder pelletiert) wird nach ihrer Annahme mit Prozesswärme auf einen Wassergehalt unter 20 Gew.-% getrocknet. Anschließend wird der Brennstoff in einem Bunker gelagert und von dort in den stationären Wirbelschichtvergaser dosiert. Der Vergaser enthält Olivin als Bettmaterial und verwendet vorgewärmte Luft als Vergasungsmittel. Das Synthesegas verlässt die Wirbelschicht mit ungefähr 900 °C und einer Teerbelastung von ca. 2,5 g/Nm<sup>3</sup>. Grobe Partikel (Asche aus der Biomasse, nicht umgesetzter Kohlenstoff und Abrieb vom Bettmaterial) werden in einem Zyklon abgeschieden. Das heiße Synthesegas, das immer noch mit viel Feinstaub beladen ist, strömt danach in den katalytischen Dampf-Reformer, in dem die Teerbelastung auf einen Wert unter 75 mg/Nm<sup>3</sup> reduziert wird. Danach wird das Gas auf etwa 120 °C abgekühlt und anschließend in einem Standard-Schlauchfilter entstaubt. Der letzte Apparat im Strang der Gasreinigung ist ein weiterer Kühler, in dem das Synthesegas auf unter 40 °C abgekühlt wird. In diesem Kühler kondensiert einiges Wasser, wodurch der Wassergehalt des Synthesegases sinkt und damit einhergehend der Heizwert steigt. Schließlich wird das gereinigte Synthesegas einem Gasmotor zugeführt, um Strom und Wärme zu erzeugen, die beide in entsprechende Netze eingespeist werden. Weitere Details zu diesem Prozess und den Betriebsbedingungen sind in [2] veröffentlicht. Dieses Gesamtkonzept ist seit August 2000 durch eine Patentanmeldung geschützt [3].

Das Betriebsverhalten von Wirbelschichten ist abhängig von der Strömungsgeschwindigkeit des Gases. Es wird zum einen durch den sogenannten Lockerungspunkt am unteren Ende des Geschwindigkeitsbereichs begrenzt. Hier ist der Übergang vom Festbett zur Wirbelschicht. Am oberen Ende wird der Betriebsbereich durch den Übergang zum pneumatischen Transport begrenzt, bei dem das Bettmaterial vollständig aus dem Reaktor ausgetragen wird [4]. Bei üblichen Feststoffen und Gasen liegt zwischen diesen beiden charakteristischen Strömungsgeschwindigkeiten mindestens ein Faktor von 40. Beide Randpunkte sind

jedoch für einen sinnvollen Anlagenbetrieb nicht brauchbar, da am Lockerungspunkt noch keine Durchmischung des Bettes erfolgt und am oberen Endpunkt theoretisch ein unendlich langer Reaktor benötigt wird. Somit muss von beiden Begrenzungswerten ein ausreichender Abstand eingehalten werden, so dass ein praktisch umsetzbares Verhältnis von Maximal- zu Minimalgeschwindigkeit in der Größenordnung von 4 bis 5 liegt. Das entspricht gleichzeitig in etwa der Regelbreite für die thermische Leistung zwischen diesen Betriebspunkten. Damit das Kraftwerk sowohl negative als auch positive Regelleistung anbieten kann, sollte der Auslegungspunkt (=Nominalleistung) nicht am oberen Rand des Betriebsfensters gewählt werden. Außerdem würde das zu einer unnötigen Überdimensionierung des Reaktors führen, da in der meisten Zeit die Gesamtanlage nicht mit maximaler Leistungsabgabe betrieben wird. Beispielsweise wäre eine realistische Auslegung für ein Vergasungskraftwerk mit einer nominalen elektrischen Leistung von 2 MW (das entspricht in etwa einer Brennstoffleistung von 6,5 – 7 MW<sub>th</sub>) ein Regelbereich von 40 – 160 %, also 0,8 MW<sub>el</sub> bis 3,2 MW<sub>el</sub>.

Konservativ abgeschätzt haben Gasmotoren für Holzgas dagegen aber nur eine Regelbreite von 1:2. Um trotzdem die gesamte Regelbreite der Wirbelschicht auch in der Stromerzeugung abdecken zu können, ist die Installation mehrerer Motoren erforderlich. Aus energetischer Sicht ist eine ungleichförmige Aufteilung der Gesamtleistung auf 2 Motoren, z. Bsp. etwa 50 und 110 %, günstiger als zwei gleich große Motoren mit einer Leistung von ca. 80 % der Nominallast zu installieren. Am unteren Ende des Regelbereichs läuft bei einer Installation zwei gleich großer Motoren einer der beiden mit Minimalleistung, also niedrigem Wirkungsgrad. Bei Nominalleistung laufen beide Motoren mit einer Leistung knapp über der Minimallast, also ebenfalls mit niedrigem Wirkungsgrad. Lediglich am oberen Ende des Regelbereichs laufen beide Motoren mit Volllast und hohem Wirkungsgrad. Bei der ungleichen Aufteilung der elektrischen Erzeugungskapazität wird am unteren Ende des Regelbereichs der kleinere von beiden Motoren nahe Volllast mit hohem Wirkungsgrad betrieben, bei Nominalleistung der größere Motor mit hohem Wirkungsgrad nahe Volllast und bei maximaler Kraftwerksleistung beide Motoren mit hohem Wirkungsgrad bei Volllast.

Ein Nachteil der ungleichen Leistungsaufteilung sind jedoch die insgesamt höheren Betriebskosten gegenüber der Verwendung von 2 baugleichen Motoren durch erhöhte Ersatzteillagerung und verschiedene Wartungsabläufe (insbesondere bei Motoren unterschiedlicher Hersteller). Um die Vorteile einer ungleichen Leistungsverteilung nutzen zu können und trotzdem die Nachteile durch erhöhte Betriebskosten zu vermeiden, sollten wenn möglich Motoren eines Herstellers aus einer Baureihe verwendet werden. Für das oben erwähnte beispielhafte Kraftwerk mit einer Leistung von nominal 2 MW<sub>el</sub> bieten sich Motoren der Baureihe 6 von GE Jenbacher an. Zum einen könnten 2 baugleiche Motoren vom Typ J616 mit jeweils ca. 1,6 MW<sub>el</sub> mit den beschriebenen Nachteilen im elektrischen Wirkungsgrad eingesetzt werden, oder je ein Motor vom Typ J612 und J620 mit Leistungen von ungefähr 1,2 und 2,0 MW<sub>el</sub>. Diese Motoren unterscheiden sich nur in der Zahl der Zylinder (und natürlich im angebauten Generator), sind aber ansonsten baugleich, was die Ersatzteilbevorratung und Wartung vereinfacht.

### 3 Biomassevergasung zur Herstellung von gasförmigen oder flüssigen Energieträgern (BtG/BtL)«

Das Gas aus der Holzvergasung kann, wie oben beschrieben, zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme beispielsweise in Gasmotoren verbrannt werden. Alternativ zu der Nutzung in einem Kraftwerk kann das Gas aufgrund seiner Zusammensetzung (s. Tabelle 1) mit großen Anteilen an Wasserstoff und Kohlenmonoxid auch zur Synthese von gasförmigen oder flüssigen Energieträgern oder Grundchemikalien verwendet werden.

**Tabelle 1** Gaszusammensetzung verschiedener Holzvergasungssysteme

	CO	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	Sonst.	H <sub>2</sub> /CO
Güssing	23	42	23	12	-	-	1,83
Taylor	18	46	19	11	-	6	2,56
UMSICHT	18	16	14	4	48	-	0,89
Chrisgas	19	19	44	13	-	5	<b>1,00</b>
Carbo-V	39	40	20	-	-	1	<b>1,03</b>
CUTEC	27	32	35	3	-	3	<b>1,19</b>

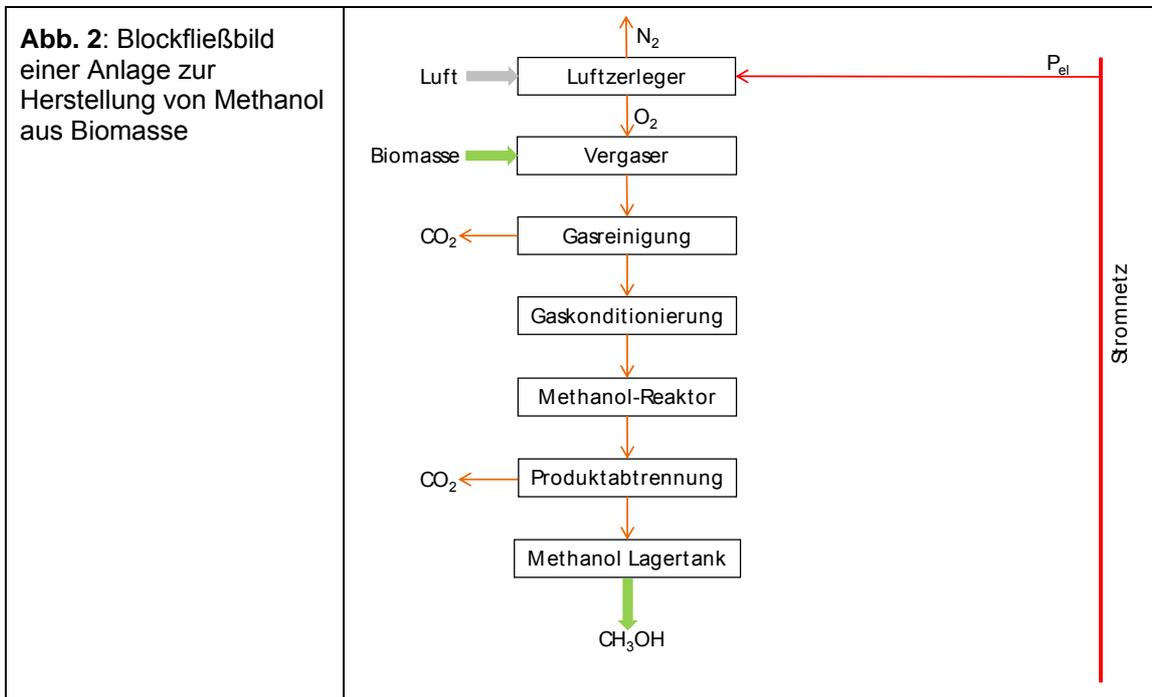
Übliche Synthesegase aus fossilen Rohstoffen haben ein H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis von 0,5 ausgehend von Kohlevergasung bis hin zu 3 bei der Dampfreformierung von Erdgas. Für die meisten Synthesen sind H<sub>2</sub>/CO-Verhältnisse von 1:1 bis 2:1 erforderlich, je nachdem, ob Kohlendioxid oder Wasser als Koppelprodukt gebildet wird (s. Tabelle 2). Somit sind die Synthesegase aus der Holzvergasung sehr gut geeignet, um Energieträger oder Grundchemikalien herzustellen.

**Tabelle 2** Typische Synthesegasreaktionen und stöchiometrisches H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis

Methan	$\text{CO} + 3 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$	$\Delta_R H = -206 \text{ kJ/mol}$	(3:1)
Fischer-Tropsch-Synthese	$n \text{CO} + 2n \text{H}_2 \leftrightarrow (-\text{CH}_2)_n + n \text{H}_2\text{O}$	$\Delta_R H = -158 \text{ kJ/mol}$	(2:1)
Methanol	$\text{CO} + 2 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_3\text{OH}$	$\Delta_R H = -98,7 \text{ kJ/mol}$	(2:1)
Ethanol	$2 \text{CO} + 4 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$	$\Delta_R H = -256 \text{ kJ/mol}$	(2:1)
Dimethylether	$2 \text{CO} + 4 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{H}_3\text{C-O-CH}_3 + \text{H}_2\text{O}$	$\Delta_R H = -219 \text{ kJ/mol}$	(2:1)
Methan	$2 \text{CO} + 2 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$	$\Delta_R H = -247 \text{ kJ/mol}$	(1:1)
Ethanol	$3 \text{CO} + 3 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{C}_2\text{H}_5\text{OH} + \text{CO}_2$	$\Delta_R H = -297 \text{ kJ/mol}$	(1:1)
Dimethylether	$3 \text{CO} + 3 \text{H}_2 \leftrightarrow \text{H}_3\text{C-O-CH}_3 + \text{CO}_2$	$\Delta_R H = -258 \text{ kJ/mol}$	(1:1)

Die Reaktionsbedingungen für die in Tabelle 2 aufgeführten Reaktionen in Bezug auf Druck und Temperatur sowie die abzuführenden Wärmemengen aufgrund der Exothermie der Reaktionen sind annähernd gleich. Daher sind auch die Prozessketten mit Ausnahme der Produktabtrennung und Aufbereitung sehr ähnlich. Als Beispiel ist in Abb. 2 die Prozesskette für die Herstellung von Methanol aus Holzgas mit einem autothermen Vergaser mit reinem Sauerstoff dargestellt. Derartige Vergaser wie z. Bsp. im Chrisgas-Projekt liefern ein Synthesegas mit einem H<sub>2</sub>/CO-Verhältnis von 1:1, so dass als Nebenprodukt in der Produktabtrennung vor allem CO<sub>2</sub> anfällt. Das

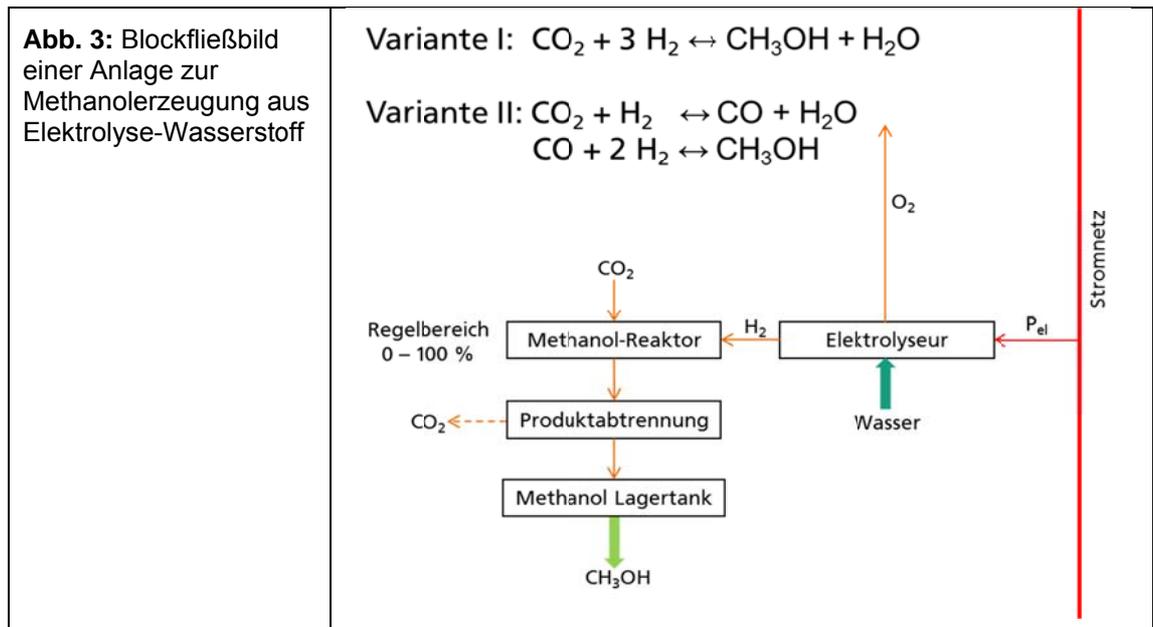
CO<sub>2</sub>, das im Vergaser gebildet wird, muss vor der Synthese abgetrennt werden, da es die Reaktion zum Wunschprodukt hemmen würde und die Reaktionsteilnehmer unnötig verdünnt.



#### 4 Konzepte zur Stromwandlung in gasförmige oder flüssige Energieträger (PtG/PtL)

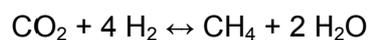
Um künftig Überschüsse aus der Stromerzeugung von Wind- und Photovoltaik-Anlagen sinnvoll nutzen zu können, wird schon seit längerem an Technologien geforscht, die Strom in gasförmige oder flüssige Energieträger umwandeln oder Grundchemikalien herstellen. Diese als Power-to-Gas (PtG), Power-to-Liquid (PtL) bzw. Power-to-Products (PtP) bezeichneten Technologien beruhen alle auf der Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und anschließender Reaktion dieses Wasserstoffs mit CO<sub>2</sub>. Am weitesten fortgeschritten ist die Erzeugung von Methan zur Speicherung des Überschussstroms im Erdgasnetz; aber grundsätzlich lassen sich auch alle anderen Synthesegasreaktionen, wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, zur chemischen Speicherung des Stroms benutzen. Eine wesentliche Herausforderung ist dabei, eine geeignete CO<sub>2</sub>-Quelle zu finden, denn die Bereitstellung von CO<sub>2</sub> aus der Umgebungsluft ist zwar technisch möglich, wie bereits vom ZSW demonstriert [5], aber sehr energieaufwändig. Daher werden z. Zt. vor allem 2 Quellen favorisiert: einerseits Kohlekraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und andererseits Biogasanlagen mit einer Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität, wobei das CO<sub>2</sub> aus dem Biogas mit Hilfe unterschiedlicher Methoden abgetrennt wird und so ebenfalls als konzentrierter Stoffstrom anfällt. Insbesondere bei der Variante der Kohlekraftwerke kommt jedoch erschwerend hinzu, dass in Zeiten des Stromüberschusses das Kraftwerk nicht läuft und somit kein CO<sub>2</sub> verfügbar ist. Daher muss entweder das CO<sub>2</sub> während des Kraftwerksbetriebs oder der Wasserstoff während des Stromüberschuss-Zeitraums gespeichert werden.

Ein zweiter, grundsätzlicher Nachteil dieser Konzepte besteht in der Tatsache, dass der genutzte Reaktor für die Synthese des Speicherstoffs nicht kontinuierlich betrieben wird, sondern nur während der Zeiten von vorhandenem Überschussstrom. Daher muss der Reaktor entweder aus dem kalten Zustand angefahren werden, was Zeit in Anspruch nimmt und daher nur längere Perioden von Überschussstrom sinnvoll genutzt werden können, oder dauerhaft auf Betriebstemperatur von rund 250 °C gehalten werden muss, was zu permanenten Energieverlusten führt. Außerdem muss der Reaktor beim Anfahren von 0 auf 100 % Leistung geregelt werden, was für klassische Synthesegasreaktoren heute die Hauptschwierigkeit darstellt.



Beispielhaft ist in Abb. 3 die Herstellung von Methanol aus Elektrolysewasserstoff dargestellt. Der Elektrolyseur bezieht den Überschussstrom aus dem Stromnetz und erzeugt aus Wasser Wasserstoff und Sauerstoff. Der zwangsläufig bei der Elektrolyse anfallende Sauerstoff wird in den meisten Anlagen ungenutzt in die Atmosphäre entlassen, während der Wasserstoff mit dem z. Bsp. aus Biogas abgetrennten CO<sub>2</sub> zu Methanol umgesetzt wird. Dabei kann die Umsetzung des CO<sub>2</sub> direkt erfolgen oder nach einer Vorstufe (reverse water gas shift) aus Synthesegas. Nicht umgesetztes CO<sub>2</sub> oder in Variante II als Nebenprodukt entstandenes CO<sub>2</sub> muss am Ende des Prozesses vom Methanol abgetrennt werden.

Die heute gebräuchlichsten, alkalischen Elektrolyseure benötigen inkl. aller Verluste für die Herstellung von 1 Nm<sup>3</sup> H<sub>2</sub> eine elektrische Arbeit von ca. 4,6 kWh. Bei der Synthese von Methan gemäß der Reaktionsgleichung



wird je Kilogramm umgesetzten CO<sub>2</sub> Wasserstoff benötigt, dessen Herstellung 9,3 kWh Strom verbraucht hat. Dabei entstehen 363,64 g CH<sub>4</sub> mit einem Heizwert von H<sub>f</sub>=5,05 kWh. Das entspricht ohne Berücksichtigung von Verlusten in der chemischen Umwandlung und ohne Berücksichtigung des Energieaufwands in der CO<sub>2</sub>-Bereitstellung einem Umwandlungswirkungsgrad vom Strom zum Speichermedium Methan von 54,30 %.

Die Herstellung von Methanol entsprechend der Bruttogleichung bzw. Variante I ist energetisch betrachtet etwas günstiger: für die Umwandlung von 1 kg CO<sub>2</sub> wird

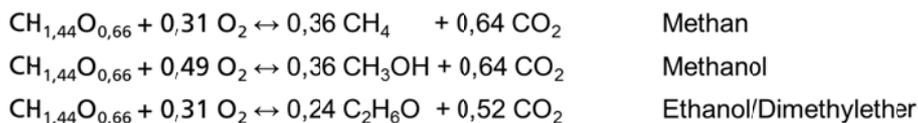
Wasserstoff benötigt, dessen Herstellung 7,0 kWh Strom verbraucht hat. Dabei entstehen 727,277 g Methanol mit einem Heizwert von  $H_i=4,02$  kWh. Das entspricht einem Wirkungsgrad vom Strom zum Speichermedium – wieder ohne Berücksichtigung von Reaktionsverlusten und Energie zur  $\text{CO}_2$ -Bereitstellung – von 57,43 %.

## 5 Synergien aus der Kopplung von Btx- und Ptx-Ansätzen

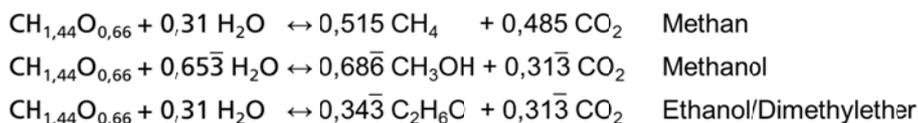
Holz kann näherungsweise als eine Mischung aus 50 Gew.-% Kohlenstoff, 6 Gew.-% Wasserstoff und 44 Gew.-% Sauerstoff betrachtet werden. Dies ergibt eine hypothetische Summenformel für Holz von  $\text{CH}_{1,44}\text{O}_{0,66}$  [6, 7]. Bei der Herstellung von gasförmigen oder flüssigen Energieträgern oder Grundchemikalien ist für eine vollständige Überführung des im Holz vorhandenen Kohlenstoffs in die Zielprodukte stets zu wenig Wasserstoff vorhanden, so dass immer ein Teil des Kohlenstoffs in Form von  $\text{CO}_2$  aus dem Prozess ausgeschleust werden muss. Tabelle 3 listet die für 4 Beispielprodukte aufgrund der Stöchiometrie maximal erzielbaren Umwandlungsausbeuten des ursprünglich im Holz vorhandenen Kohlenstoffs auf. Da Dimethylether und Ethanol dieselbe Summenformel besitzen, ist auch die theoretische Kohlenstoffausbeute identisch.

**Tabelle 3** theoretische Stöchiometrie für Synthesegasprodukte ausgehend von Holz

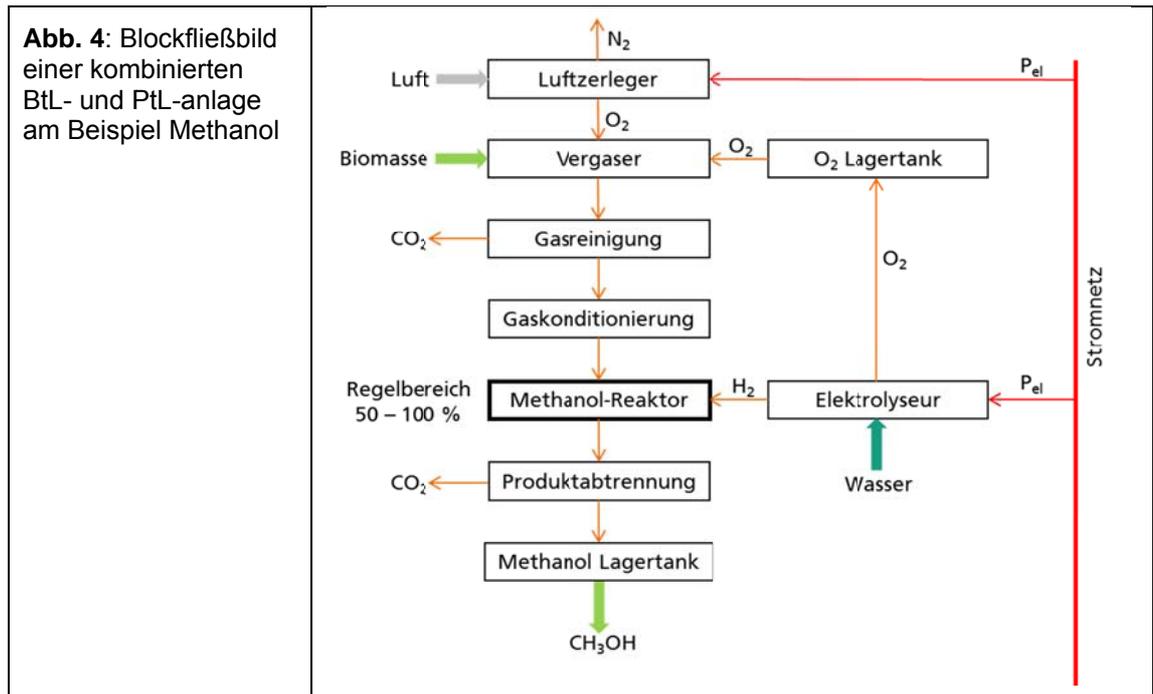
### Sauerstoffvergasung (autotherm)



### Wasserdampfvergasung (allotherm)



Auf den ersten Blick scheint die Anwendung der Wasserdampfvergasung hier gegenüber der Sauerstoffvergasung günstiger zu sein, da mehr Biomasse-Kohlenstoff am Ende im Zielprodukt enthalten ist. Aufgrund der begrenzten Verweilzeit im Vergaser ist jedoch ein vollständiger Umsatz der Biomasse bei der allothermen Vergasung nicht möglich und es verbleibt immer ein Koksrückstand, der dann zusammen mit zusätzlicher Biomasse in einer Brennkammer verbrannt wird, um die für die Wasserdampf-Vergasung erforderliche Wärme bereitzustellen. Hierbei wird ebenfalls  $\text{CO}_2$  freigesetzt. Wird diese zusätzliche  $\text{CO}_2$ -Quelle in einem weiteren Gasstrom mit berücksichtigt, sind die maximalen Gesamtausbeuten praktisch identisch mit denen der Sauerstoffvergasung, wo im Unterschied zur allothermen Vergasung lediglich das gesamte  $\text{CO}_2$  mit im Synthesegas anfällt. Und hier liegt der Kern der Synergie aus einer Kombination von Btx- und Ptx-Technologien. Dabei steht x für Gas (G), Flüssig (L) oder Produkt (P). Die Umsetzung von biomassebasiertem Synthesegas ist naturgegeben defizitär in Wasserstoff. Das Zusetzen von zumindest zeitweise zur Verfügung stehenden Wasserstoffs aus einer Elektrolyse erhöht so die Umwandlungseffektivität des in der Biomasse enthaltenen Kohlenstoffs zu den erzeugten Zielprodukten. Abb. 4 zeigt das Prozessschema einer kombinierten Anlage zur Erzeugung von Methanol aus Holz und Strom mit allen erforderlichen Aggregaten.



Wenn kein Überschussstrom im Stromnetz vorhanden ist, dann läuft die Gesamtanlage im Grundzustand identisch mit der Abb. 2 als reine Biomasse-to-Liquids-anlage. Der Elektrolyseur und der Sauerstofftank sind nicht in Betrieb und der Methanolreaktor läuft auf seiner Grundlast (z. Bsp. 50 % der Auslegungsleistung). Ist Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen im Stromnetz vorhanden, wird der Elektrolyseur angefahren und die Produktionsleistung des Methanolreaktors durch den Zusatzwasserstoff erhöht bis zur maximalen Auslegungsleistung. Gleichzeitig wird der erzeugte Sauerstoff im Tank gespeichert. Im dritten Betriebszustand ist erhöhter Strombedarf im Netz. Jetzt ist der Elektrolyseur wieder abgeschaltet und der Luftzerleger wird in seiner Leistung heruntergefahren. Dadurch wird weniger Strom aus dem Netz entnommen, was einer gewissen Rückverstromung gleichkommt. Die fehlende Sauerstoffmenge aus dem Luftzerleger wird aus dem Sauerstofftank, der vorher in der Überschussphase befüllt wurde, ausgeglichen. Der Methanolreaktor wird in diesem Betriebszustand wieder mit seiner Minimallast gefahren. Während aller beschriebenen Betriebszustände der Gesamtanlage befindet sich der Vergaser immer in seinem optimalen Betriebspunkt bei 100 % Nominallast und der Methanolreaktor wird zwischen Minimal- und Maximallast dynamisch geregelt. Ein völliges Abschalten des Methanolreaktors ist nicht erforderlich. Die Elektrolyseure hingegen sind bereits heute hochdynamisch und lassen sich ohne Probleme je nach Bedarf ein- und ausschalten.

Anhand des geplanten Demonstrationsprojekts Värmlands Metanol [8] zur Herstellung von Methanol aus Waldrestholz lassen sich einige konkrete Zahlen ableiten. Die Anlage soll eine Kapazität zur Verarbeitung von etwa 1.100 t Waldrestholz pro Tag haben. Die Vergasung wird in einem autothermen Hochtemperatur-Winkler-Vergaser mit einer thermischen Leistung von 111 MW durchgeführt. Es sollen täglich 296 t Methanol erzeugt werden. Dabei fallen 723 t CO<sub>2</sub> an. Um diese täglich anfallende Menge vollständig und verlustfrei in Methanol umzuwandeln, wäre ein Elektrolyseur mit einer Leistung von 211 MW<sub>el</sub> erforderlich und es entstünden zusätzlich 525 t Methanol pro Tag. Aufgrund von üblichen Verlusten bei chemischen Umwandlungen ist die vollständige Umsetzung des CO<sub>2</sub> jedoch nicht realistisch. Daher wird lediglich die Verdopplung der täglichen Methanolmenge zur Dimensionierung des Elektrolyseurs und des Methanolreaktors zu Grunde gelegt. Die Erzeugung von zusätzlich 296 t

Methanol pro Tag würde einen Elektrolyseur mit einer Leistung von 120 MW<sub>el</sub> erfordern und immerhin noch 408 t CO<sub>2</sub> umsetzen, was 56,4 % des gesamten anfallenden CO<sub>2</sub> aus der Holzvergasung entspricht.

Zwar ist ein Methanolreaktor von doppelter Syntheseleistung preiswerter als zwei identische Reaktoren in separaten Anlagen, aber die Einsparung an Investitionskosten bei der kombinierten Anlage ist im Vergleich zu jeweils eigenständigen BtL- und PtL-Anlagen gering, da die Kosten für den PtL-Teil von den Kosten für den Elektrolyseur dominiert werden und dieser im Stand-alone Aufbau und im kombinierten Aufbau gleich groß ist. Aber im Gegensatz zu separaten Anlagen entfällt der Energieaufwand für die CO<sub>2</sub>-Bereitstellung für die PtL-Schiene. Außerdem benötigt der Synthesereaktor im Gegensatz zur eigenständigen PtL-Anlage keine Regelbarkeit von 0 bis 100 % und muss auch nicht betriebsbereit gehalten werden, da er im kombinierten Aufbau stets mit mindestens Minimallast gefahren wird. Das verbessert die Betriebsführung im Vergleich zu zwei eigenständigen Anlagen erheblich. Es lassen sich durch die wegfallende Anlaufzeit auch kurze Perioden von Überschussstrom zur Herstellung von PtL-Methanol nutzen, was zu einem höheren Jahresnutzungsgrad des Elektrolyseurs führt und damit zu einer weiter verbesserten Wirtschaftlichkeit. Außerdem fallen die Stillstandsverluste in Zeiten fehlenden Stromüberschusses weg. Parallel dazu erhöht sich die Wirtschaftlichkeit der BtL-Anlage etwas durch die Nutzung des im Elektrolyseur anfallenden Sauerstoffs. Insgesamt wird durch die Zumischung des Elektrolysewasserstoffs die Kohlenstoffeffizienz von der Biomasse ins Zielprodukt Methanol erhöht.

Zur Hebung dieser synergetischen Effekte sind noch einige Fragen wissenschaftlich zu klären. Insbesondere ist der optimale Einspeisepunkt für den zusätzlichen Wasserstoff in die BtL-Anlage zu bestimmen. In Abb. 4 ist vereinfachend davon ausgegangen worden, dass der zusätzliche Wasserstoff aus der Elektrolyse dem Synthesegas im Methanolreaktor zugemischt wird. Das ist zwar die naheliegendste Variante, erfordert aber im Reaktor Katalysatoren, die den dann durch Umfahrung der CO<sub>2</sub>-Abtrennung erhöhten CO<sub>2</sub>-Anteil im Synthesegas, der dann zur Umsetzung erforderlich ist, tolerieren können. Das ist mit den heute in klassischen Reaktoren zur Methanolsynthese eingesetzten Katalysatoren nicht realisierbar. Alternativ bietet sich die Zumischung des zusätzlichen Wasserstoffs im Freeboard des Vergasers an, um dort bereits das vorhandene CO<sub>2</sub> über die reverse water gas shift reaction gemäß



umzuwandeln. Alternativ könnte diese Vorstufe auch in einem separaten Reaktor mit Katalysator zwischen Vergaser und CO<sub>2</sub>-Abtrennung durchgeführt werden, da möglicherweise die Verweilzeit für diese Reaktion ohne Katalysator im Freeboard des Vergasers nicht ausreicht. Als zusätzliche Herausforderung müsste dann allerdings beachtet werden, dass die üblichen Shift-Katalysatoren, die auch für die entgegengesetzte Reaktion eingesetzt werden können, anfällig für Schwefelvergiftung sind und im Holzgas immer auch einige Schwefelverbindungen enthalten sind.

## 6 Zusammenfassung

Die Änderungen der Vergütungssätze für Strom aus Biomasse im Erneuerbare-Energien-Gesetz bei der Novellierung 2014 haben Vergasungskraftwerke in Grundlast zumindest für größere Einheiten endgültig unwirtschaftlich gemacht. Eine Möglichkeit, um doch noch zu einem wirtschaftlichen Betrieb solcher eigentlich vor dem Hintergrund der Energiewende sinnvollen und wünschenswerten Kraftwerke zu kommen, ist der Betrieb als Regelreserve für den Ausgleich fluktuierender Stromeinspeisung aus

Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Kraftwerke mit stationären Wirbelschichtvergasern können so betrieben werden, dass sie sowohl positive als auch negative Regelleistung anbieten können im Bereich von 40 - 160 % der Auslegungsleistung. Diese Variante zeigt, wie sich zumindest kurzfristig biomassebasierte Vergasungskraftwerke im Strommarkt positionieren könnten.

Längerfristig sollten Systeme zur Biomassevergasung aufgrund des immer weiter zunehmenden Anteils an Wind- und Solarstrom im Stromnetz eher dazu genutzt werden, kohlenstoffhaltige Sekundärenergieträger oder Grundchemikalien herzustellen und durch eine Kombination mit Elektrolyseuren die Überschüsse aus der Stromerzeugung der anderen erneuerbaren Energieträger in diese Produkte einzukoppeln. Dadurch lässt sich einerseits die Kohlenstoffumwandlungseffizienz der Biomasse-Syntheseanlage steigern und andererseits die Betriebsführung der Power-to-Liquid-Anlage erheblich verbessern. Wie am Beispiel der geplanten Demonstrationsanlage zur Herstellung von Methanol aus Waldrestholz gezeigt wurde, besteht das Potenzial, durch den Elektrolyseur negative Regelleistung in einer für das Übertragungsnetz relevanten Größenordnung von z. Bsp. 120 MW<sub>el</sub> zu installieren. Im Vergleich dazu liegen die derzeit betriebenen Systeme an Biogasanlagen mit 6 MW<sub>el</sub> Leistung [9] in einer lediglich für das Verteilnetz relevanten Größe. Im Zusammenhang mit dem bestmöglichen Punkt der Einspeisung des zusätzlichen Wasserstoffs aus der Elektrolyse in den BtL-Prozess besteht jedoch noch Forschungsbedarf.

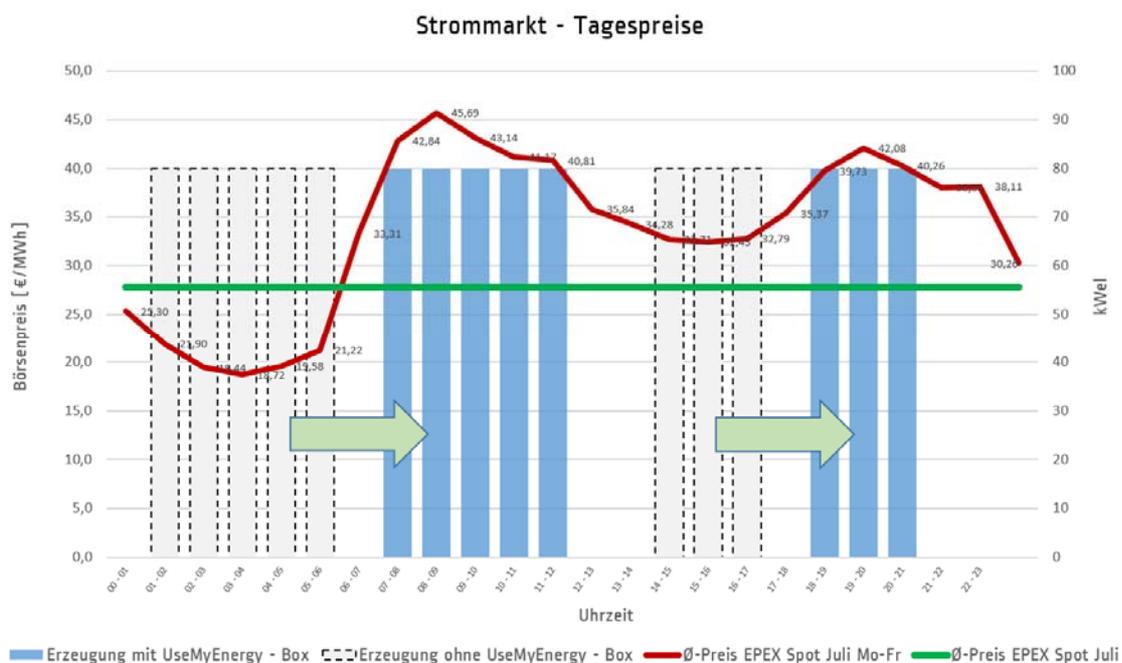
## 7 Literatur

- [1] EEG: Gesetz über den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG), Bundesgesetzblatt Teil 1, Nr. 45, S. 1066 ff, 2014
- [2] T. Schulzke: Schließung regionaler Stoffkreisläufe bei der dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung in einer stationären Wirbelschicht – RegioSWS, Abschlussbericht für das BMU, FKZ 03KB014, 2012
- [3] Patent DE 100 37 762 B4: Vorrichtung zur Stromerzeugung aus Biomasse durch Vergasung mit anschließender katalytischer Beseitigung von Teerverbindungen aus dem Brenngas, Fraunhofer Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V., Anmeldedatum 03.08.2000
- [4] S. Heinrich et. al.: GVT-Hochschulkurs Wirbelschichttechnik, Hamburg, 09.-11.11.2009
- [5] Bastian Hay: Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements; Masterarbeit, HAW Hamburg, 2012
- [6] N. Mevissen, T. Schulzke, C. Unger, S. Mac an Bhaired: Thermodynamics of autothermal wood gasification, Environmental Progress & Sustainable Energy, Vol. 28, Nr. 3 (2009), pp. 347-354
- [7] T. Schulzke, C. Unger: Thermodynamics of Wood Gasification – Adiabatic Gasification with Air at Atmospheric Pressure, in: M. J. Acosta (Ed.): Advances in Energy Research, Volume 6, Nova Science Publishers Inc., New York, USA, 2011, ISBN 978-1-61122-075-9, pp.179-198
- [8] <http://www.varmlandsmetanol.se/index.htm>, zuletzt zugegriffen am 13.06.2015
- [9] DENA, Strategieplattform Power-to-Gas, Übersicht über Pilot- und Demonstrationsprojekte, <http://www.powertogas.info/power-to-gas/interaktive-projektkarte/audi-e-gas-projekt.html>, zuletzt zugegriffen am 13.06.2015

## Softwareoptimierte Betriebsfahrweise von KWK-Anlagen (Sebastian Bührdel, USE MY ENERGY GmbH)

Kaum ein Wirtschaftsbereich befindet sich derzeit in einem solch grundlegenden Wandel wie die Energiebranche. Mit der Integration von erneuerbaren Energien, hier vor allem Wind und Photovoltaik, ergeben sich neben neuen technischen Herausforderungen auch Veränderungen bei den Preisen für elektrische Energie. Der unstete und schwer prognostizierbare stündliche Energieertrag dieser Anlagen führt einerseits zu steigenden Volatilität der Strompreise an der Leipziger EEX Börse und andererseits, zumindest derzeit, zu einer drastischen Senkung dieser Preise. Die Folge – der Betrieb von dezentralen BHKW wird zunehmend unwirtschaftlich, Investitionen werden entwertet, Neubauvorhaben werden auf Eis gelegt.

Dabei hat der Stellenwert der Energiebezugspreise, hinsichtlich Effizienz und Wirtschaftlichkeit, für die deutsche Industrie und Wohnwirtschaft keineswegs an Bedeutung verloren – durch staatliche Abgaben und Netznutzungsentgelte befinden sich Strompreise für Endverbraucher nach wie vor auf einem hohen Niveau. Vor diesem Hintergrund sind Themen wie die Steigerung der Effizienz dezentraler Anlagen, die Schaffung eines direkten Zugriffes auf die Strombörse, die Nutzung der schwankenden Strompreise sowie eine bestmögliche Deckung des Eigenstrombedarfes weiter höchst aktuell.



**Abbildung 1** gezielte Einspeisung zu den „besten“ Stunden

Der Lösungsansatz teils auch namhafter Energieversorger stand bislang einzig unter der Überschrift „virtuelles Kraftwerk“. Die Idee scheint einleuchtend: Man nehme eine Vielzahl von dezentralen Energieerzeugungsanlagen, verbinde diese mit einem leistungsfähigen Server und bündele Einkauf und Verkauf von Brennstoffen und elektrischer Energie unter Ausnutzung von Skaleneffekten und schwankenden

Börsenpreisen. Mit einem virtuellen Kraftwerk werden dezentrale Energieanlagen zentralisiert und das Management sowie die Zugriffsmöglichkeit dem Betreiber entzogen. Damit verliert der Betreiber auch die Möglichkeit seinen Anlagenbetrieb so auszurichten, dass er für sich das wirtschaftlich bestmögliche Ergebnis erzielt.

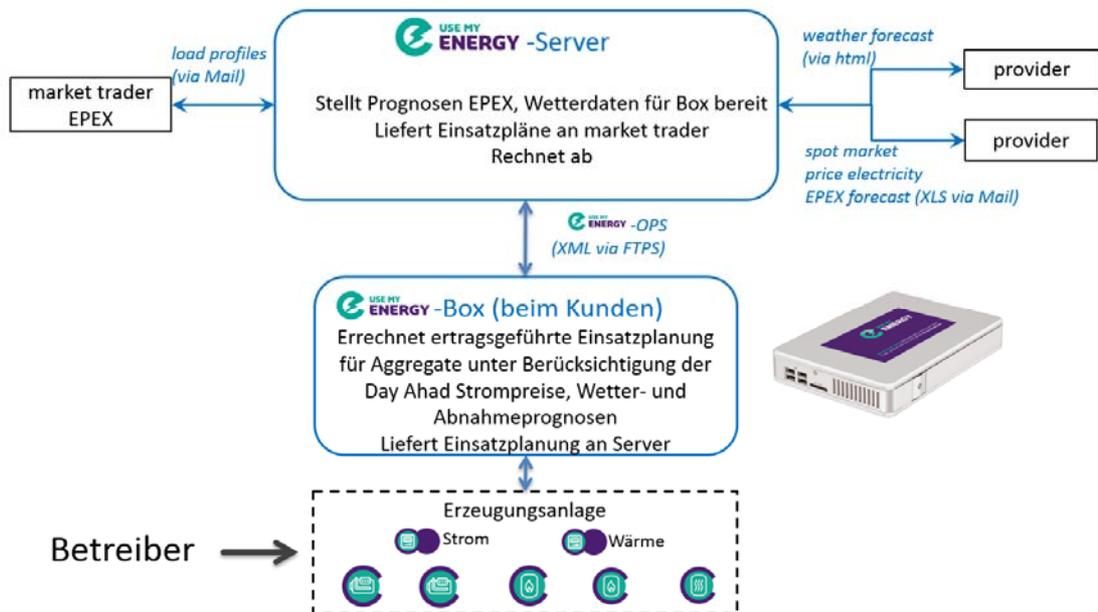


Abbildung 2 Funktion UseMyEnergy - Box

Die **UseMyEnergy - Box** prognostiziert täglich und selbstlernend die Energieverbräuche der Folgetage, bezieht online und verarbeitet sämtliche relevanten Daten wie Wetterprognosen, Bezugskosten für Strom und Gas sowie im Viertelstundentakt die für den Folgetag an der Börse zu erwartenden Preise. Daraus generiert die UseMyEnergy - Box täglich den wirtschaftlichsten Fahrplan des vorhandenen Energieerzeugungsportfolios. Die Handelsmengen an elektrischer Energie werden als Folge des Fahrplanes täglich vollautomatisch an den market trader, der den Strom an der Börse handelt (Day-Ahead), übermittelt. So werden einerseits KWK-Anlagen gegenüber dem elektrischen Eigenbedarf optimiert und andererseits die Pflichten zur Direktvermarktung von Strom nach EEG und KWKG eingehalten.

Möglichkeiten/Vorschriften Direktvermarktung aktuell

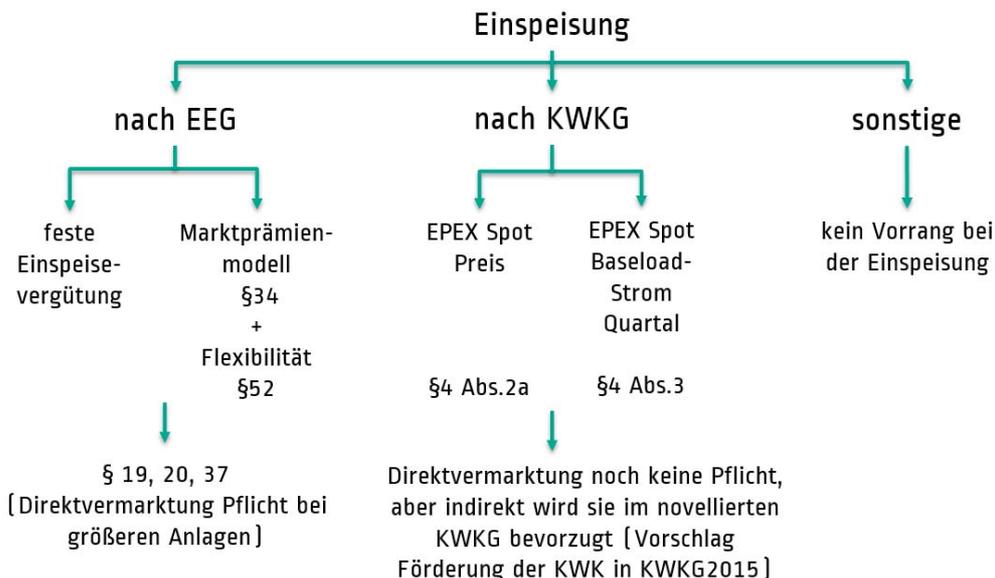


Abbildung 2 Stand: 07.05.2015

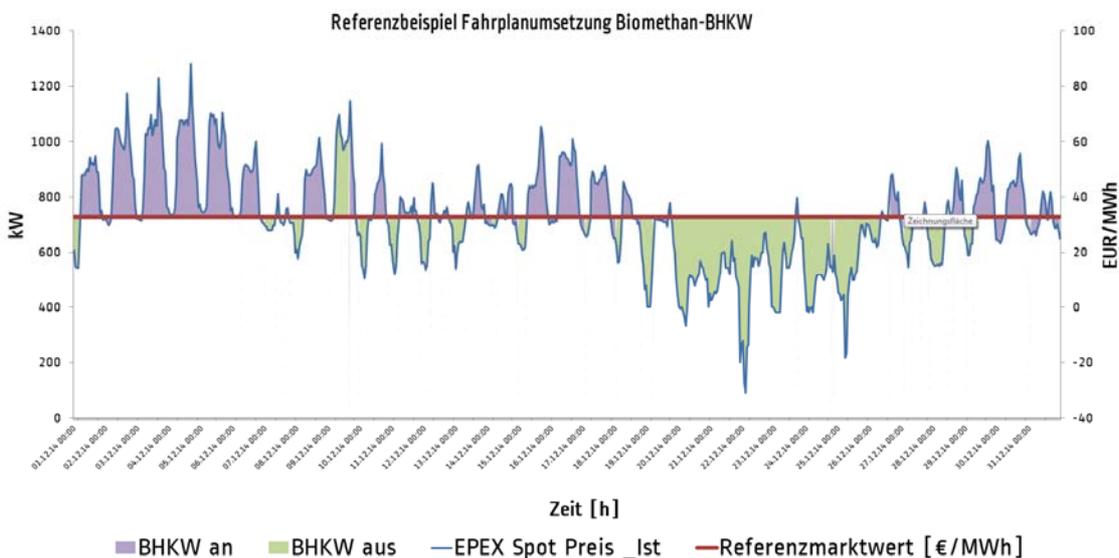


Abbildung 3 Referenzanlage mit UseMyEnergy - Box

Die Flexibilisierung der Fahrweise von Energieanlagen verlangt auch schon bei der Auslegung berücksichtigt zu werden. So entwickelte USE MY ENERGY neben der Betriebssoftware auch ein Auslegungsprogramm. Der UseMyEnergy – Designer nutzt dabei die gleichen innovativen Modelle beziehungsweise Algorithmen und funktioniert per Simulation auf Basis einer SQL-Datenbank. Durch die Simulation wird das Auslegen mit zeitlich schwankenden Verbrauchs- und Preisstrukturen möglich. Darüber

## Softwareoptimierte Betriebsfahrweise von KWK-Anlagen

hinaus werden auch das Teillastverhalten, die laufzeitbedingten Wartungskosten, die dynamischen gesetzlichen Rahmenbedingungen (KWK-/EEG-vergütung) und nicht zuletzt die Anlageninvestitionskosten berücksichtigt. Intuitiv in wenigen Schritten abgebildet und mit umfangreichen Auswertungsmöglichkeiten bestückt, können mit dieser Software Neuanlagen ausgelegt und bestehende Anlagen ertragsorientiert erweitert und optimiert werden.

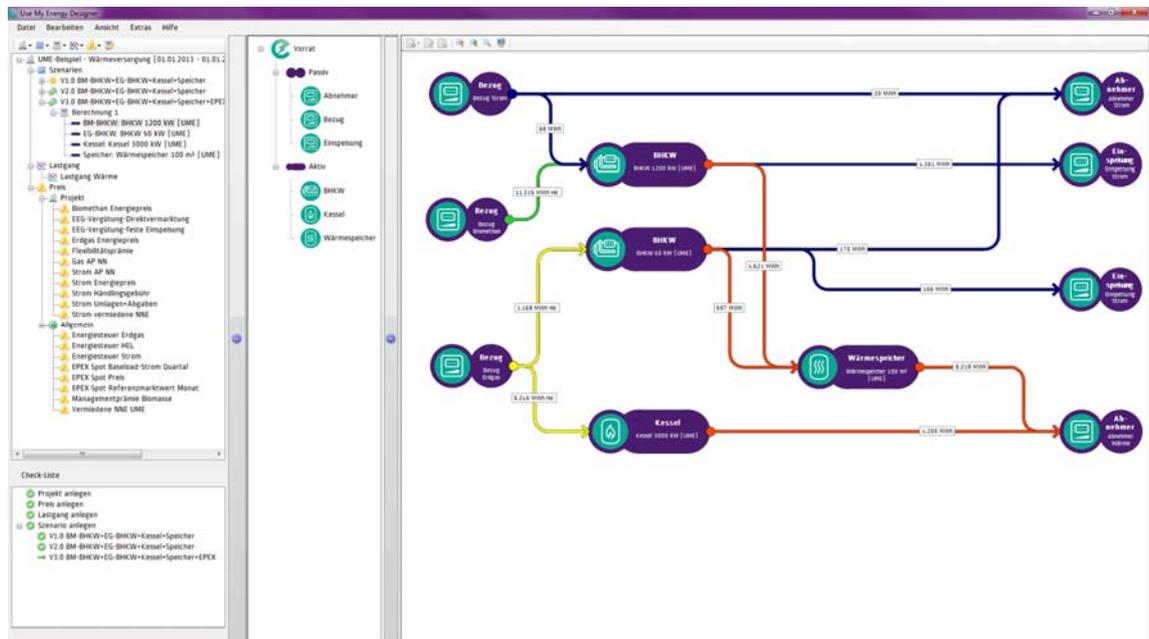


Abbildung 4 UseMyEnergy - Designer

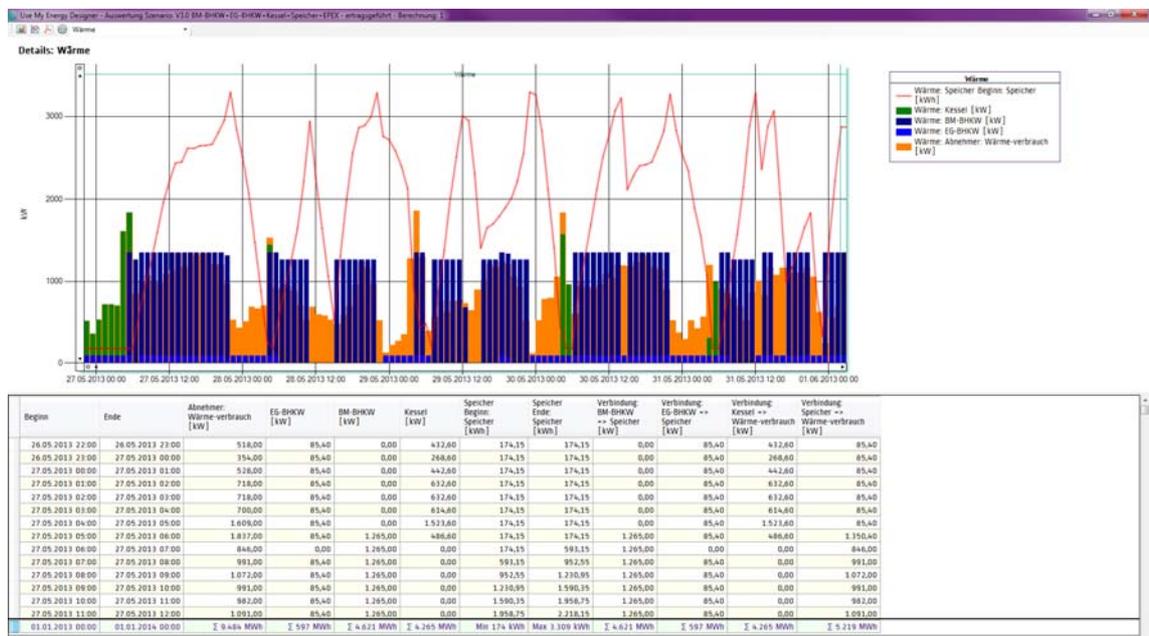


Abbildung 5 UseMyEnergy – Designer - Auswertung

Weitere Infos und Kontakt: [www.use-my-energy.de](http://www.use-my-energy.de)

## Mini-Bio KWK - Entwicklung eines Holzvergaser-BHKW zum Einsatz Restholzpellets vom Prototypen in die Serienreife

(Yves Noël, RWTH Aachen)



### Mini-Bio KWK

#### Entwicklung eines Holzvergaser-BHKW zum Einsatz Restholzpellets vom Prototypen in die Serienreife

Dipl.-Ing. Yves Noël, Nicole Monath B.Sc., Jan Stockschläder M.Sc.  
Lehr- und Forschungsgebiet Technologie der Energierohstoffe  
RWTH Aachen University

Biomass to Power and Heat 2015  
6. und 7. Mai 2015 in Zittau



#### Inhalt

---

- I. Was ist das Ziel?
  - Projektpartner
  - Motivation & Lösungsansätze
  
- II. Wie wurde gearbeitet?
  - Weiterentwicklung des Pelletvergaser
  - Vergasung von Restholzpellets
  
- IV. Was wurde erreicht?
  - Fazit

## Motivation & Lösungsansätze



### Motivation & Lösungsansätze

#### RWTH Aachen –Technologie der Energierohstoffe

- ca. 25 Mitarbeiter
- Forschungsgebiete
- Konversion und Veredlung fester Energieträger
- Thermochemische Prozesse
  - Verbrennung
  - Vergasung
  - Pyrolyse
- Agglomerationsverfahren
- Abgasreinigung



## Motivation & Lösungsansätze

### Spanner Re<sup>2</sup>

- Start des Geschäftsfeldes im Jahr 2005 als Teil der Otto-Spanner GmbH
- 120 Mitarbeiter
- Geschäftsbereiche
  - Produktion und Vertrieb von Holz-Kraft-Anlagen
  - Auftragsfertigung von Biomasse-Heizsystemen



5 von 31

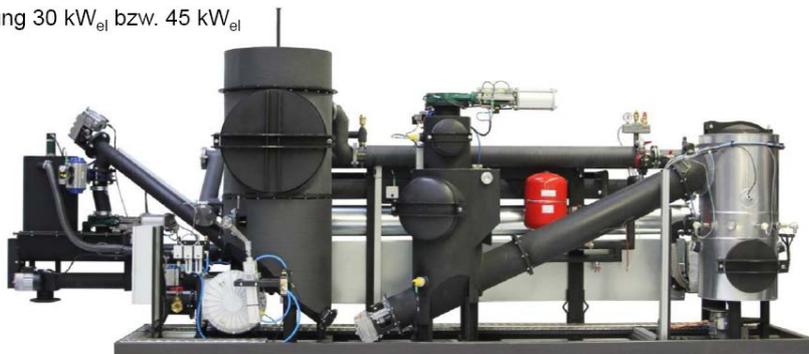
Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschläder  
Biomass to Power and Heat 2015| 6.-7. Mai in Zittau



## Projektpartner

### Spanner Re<sup>2</sup> - Holz-Kraft-Anlage

Leistung 30 kW<sub>el</sub> bzw. 45 kW<sub>el</sub>



6 von 31

Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschläder  
Biomass to Power and Heat 2015| 6.-7. Mai in Zittau



## Motivation & Lösungsansätze

### Motivation



7 von 31

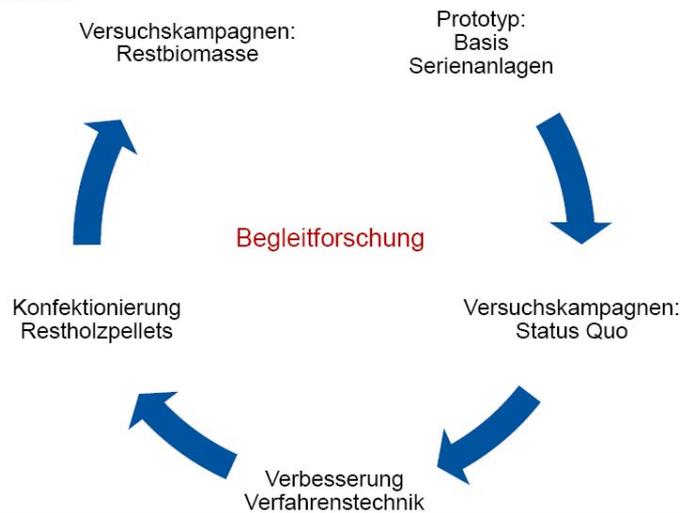
Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschlader  
Biomass to Power and Heat 2015| 6.-7. Mai in Zittau

TER

RWTHAACHEN  
UNIVERSITY

## Motivation & Lösungsansätze

### Lösungsansätze



8 von 31

Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschlader  
Biomass to Power and Heat 2015| 6.-7. Mai in Zittau

TER

RWTHAACHEN  
UNIVERSITY

## Prozessoptimierung



### Prozessoptimierung

#### Projektverlauf

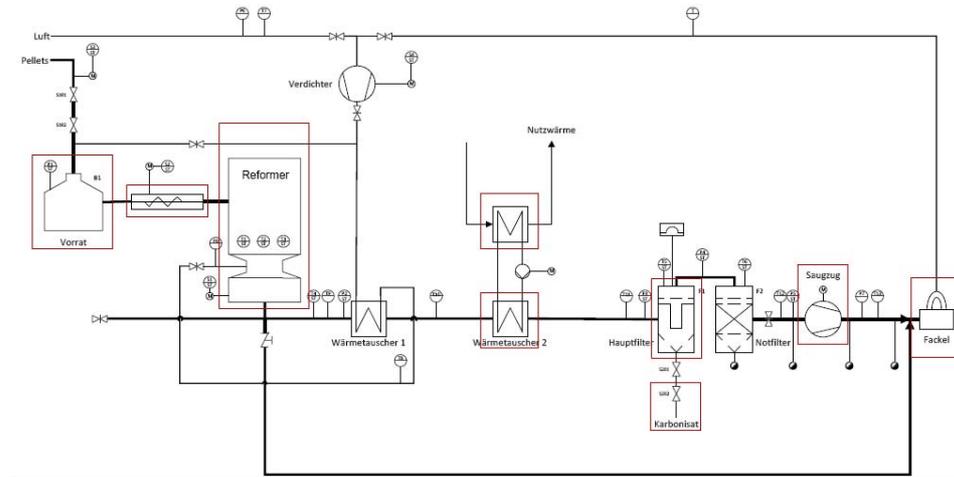


- ca. 100 Einzelversuche
- Versuchlaufzeit 0,1 h – 30 h
- Pelletverbrauch ca. 8.000 kg kW<sub>th</sub>



## Prozessoptimierung

### Verfahrenstechnische Überarbeitung



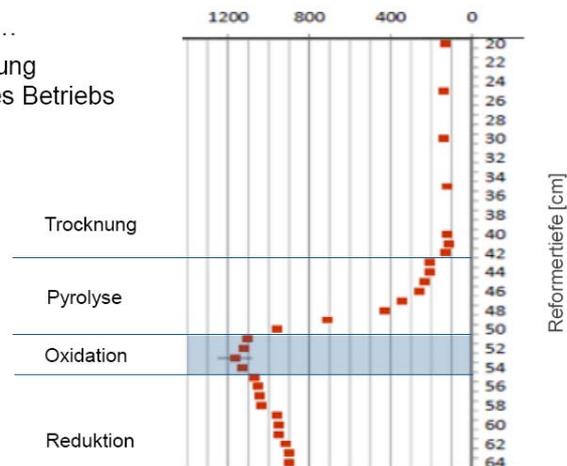
13 von 31 Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschröder  
Biomass to Power and Heat 2015| 6.-7. Mai in Zittau

TER | RWTH AACHEN UNIVERSITY

## Prozessoptimierung

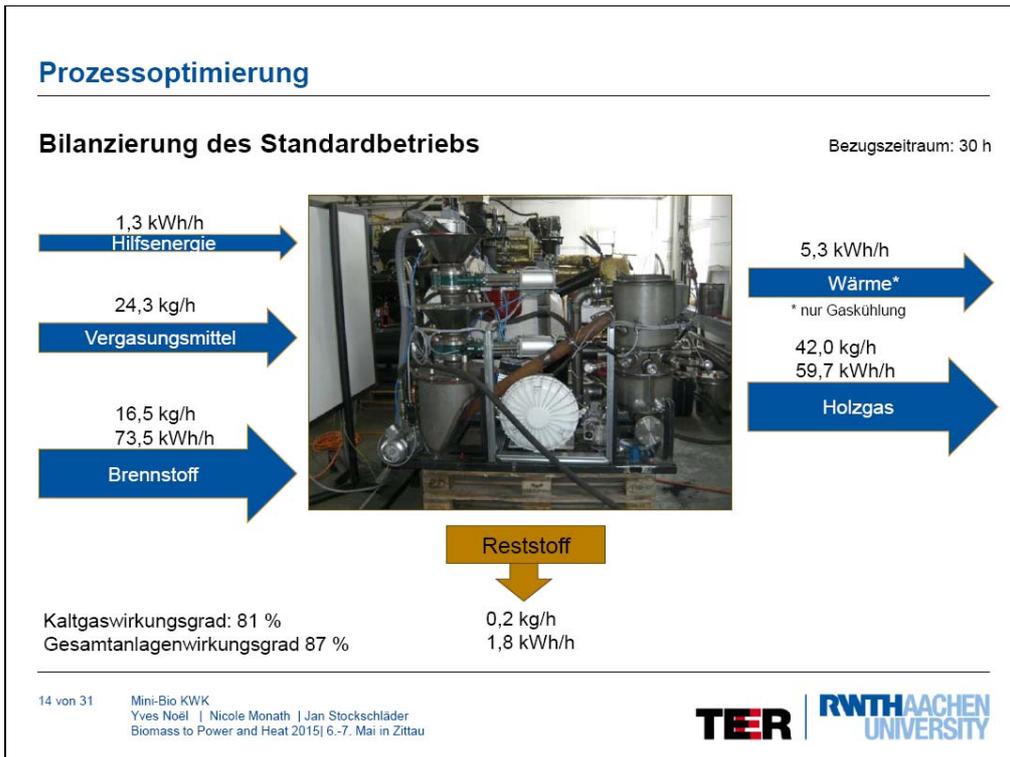
### Messtechnische Erfassung der Anlage

- Massen-/Energieströme...
- direkte Temperaturmessung im Reformer während des Betriebs
  - radiales/axiales Reaktorprofil
  - Temperaturspitzen bis 1.200 °C



11 von 31 Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschröder  
Biomass to Power and Heat 2015| 6.-7. Mai in Zittau

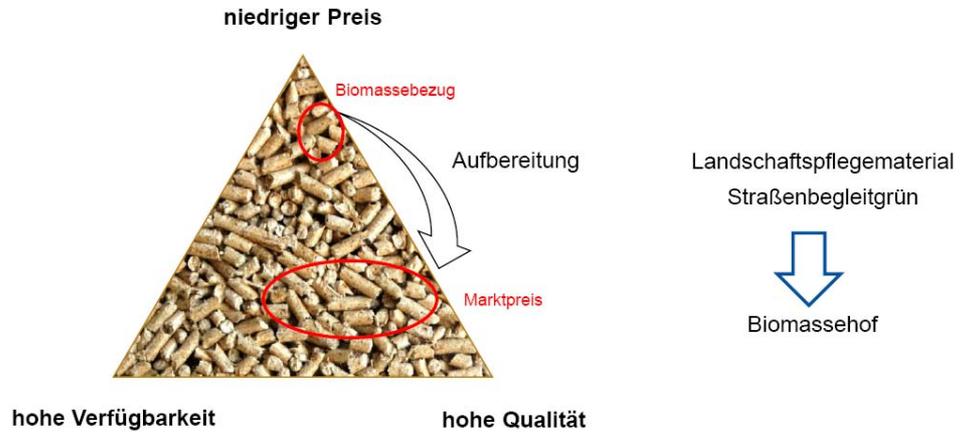
TER | RWTH AACHEN UNIVERSITY



## Vergasung von Restholzpellets

## Vergasung von Restholzpellets

### Anforderungen an den Rohstoff



16 von 31

Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschröder  
Biomass to Power and Heat 2015 | 6.-7. Mai in Zittau



## Vergasung von Restholzpellets

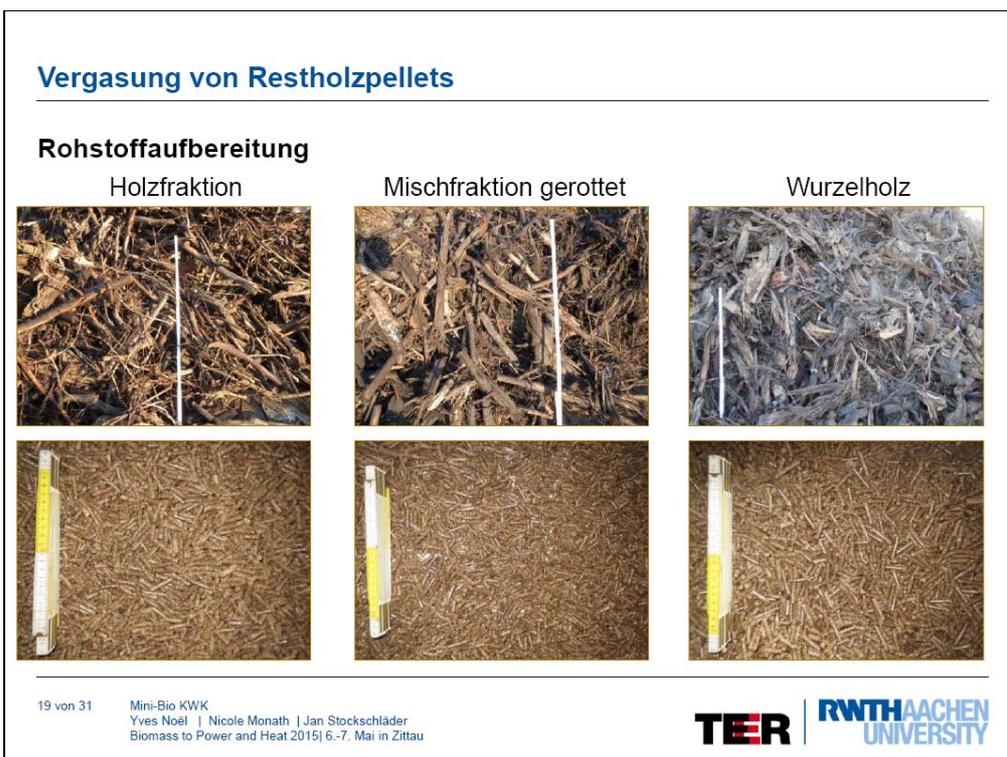
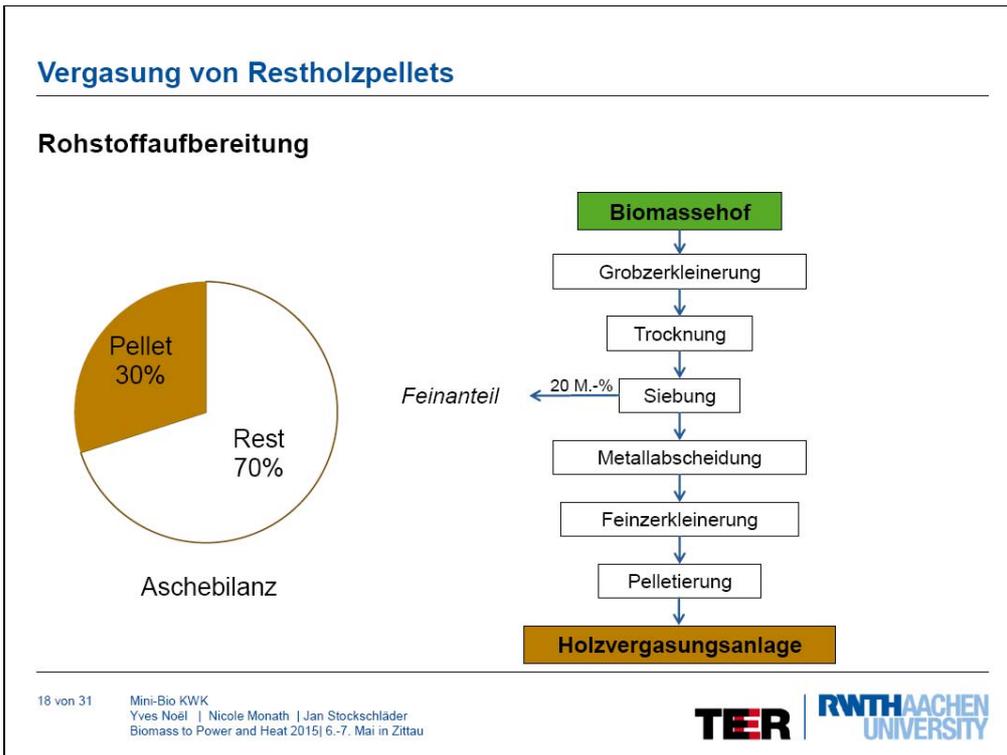
### Auswahl der Rohstoffe



17 von 31

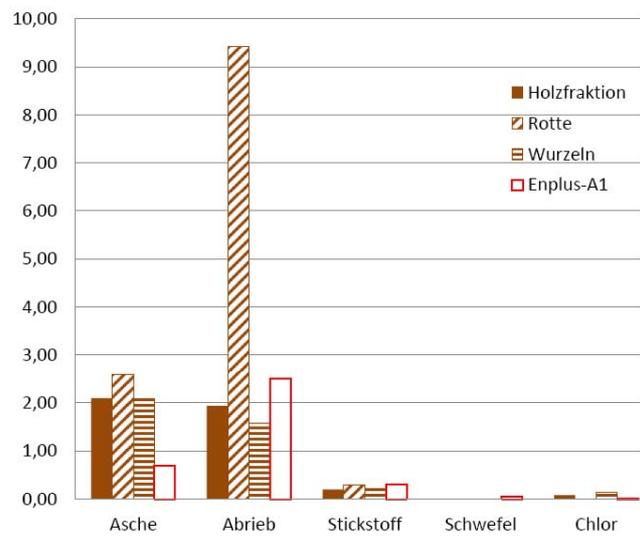
Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschröder  
Biomass to Power and Heat 2015 | 6.-7. Mai in Zittau





## Vergasung von Restholzpellets

### Brennstoffeigenschaften

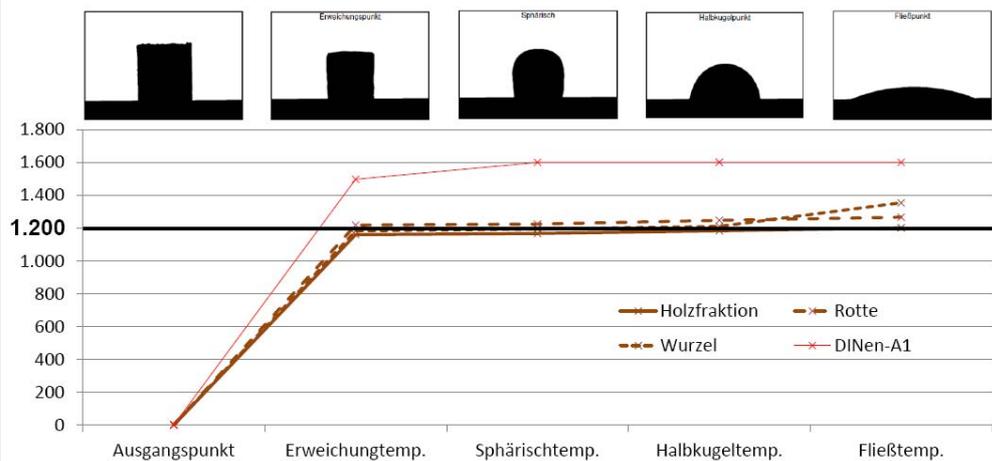


20 von 31 Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschröder  
Biomass to Power and Heat 2015 | 6.-7. Mai in Zittau



## Vergasung von Restholzpellets

### Brennstoffeigenschaften - Ascheschmelzverhalten



21 von 31 Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschröder  
Biomass to Power and Heat 2015 | 6.-7. Mai in Zittau



## Vergasung von Restholzpellets



### Vergasung von Restholzpellets

#### Konversionskampagnen

- 3 Versuchstage mit jeweils ca. 100 kg Restholzpellets
  - Holzfraktion, Rotte, Wurzelholz



## Vergasung von Restholzpellets

### Konversionskampagnen

- Vergasung der Fraktion Wurzelholz



- Ascheschmelze an einer Luftdüse → Verglasung  
– Prozess unmittelbar nicht beeinflusst

24 von 31 Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschröder  
Biomass to Power and Heat 2015| 6.-7. Mai in Zittau



## Vergasung von Restholzpellets

### Konversionskampagnen



Sind Restholzpellets eine Alternative?

25 von 31 Mini-Bio KWK  
Yves Noël | Nicole Monath | Jan Stockschröder  
Biomass to Power and Heat 2015| 6.-7. Mai in Zittau



## Fazit

## Fazit

### Der Pelletvergaser läuft

... gegen schwierige Rahmenbedingungen an

... noch nicht im Betreiberfeld

... noch nicht sicher zuverlässig mit Resthölzern

... in Langzeit am Versuchsstand

... stabil mit Normpellets





## Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dipl.-Ing. Yves Noël

RWTH Aachen University  
52056 Aachen

[www.teer.rwth-aachen.de](http://www.teer.rwth-aachen.de)



## Kosteneffiziente Feststoffverstromung < 100 kW - ohne Filter

(Martin Schmid, Ökozentrum Langenbruck)

**ökozentrum**  
forschen | entwickeln | bilden

**Kosteneffiziente Feststoffverstromung  
< 100 kW - ohne Filter**

*Biomass to power and heat*

HSZG Zittau, 7.5.2015

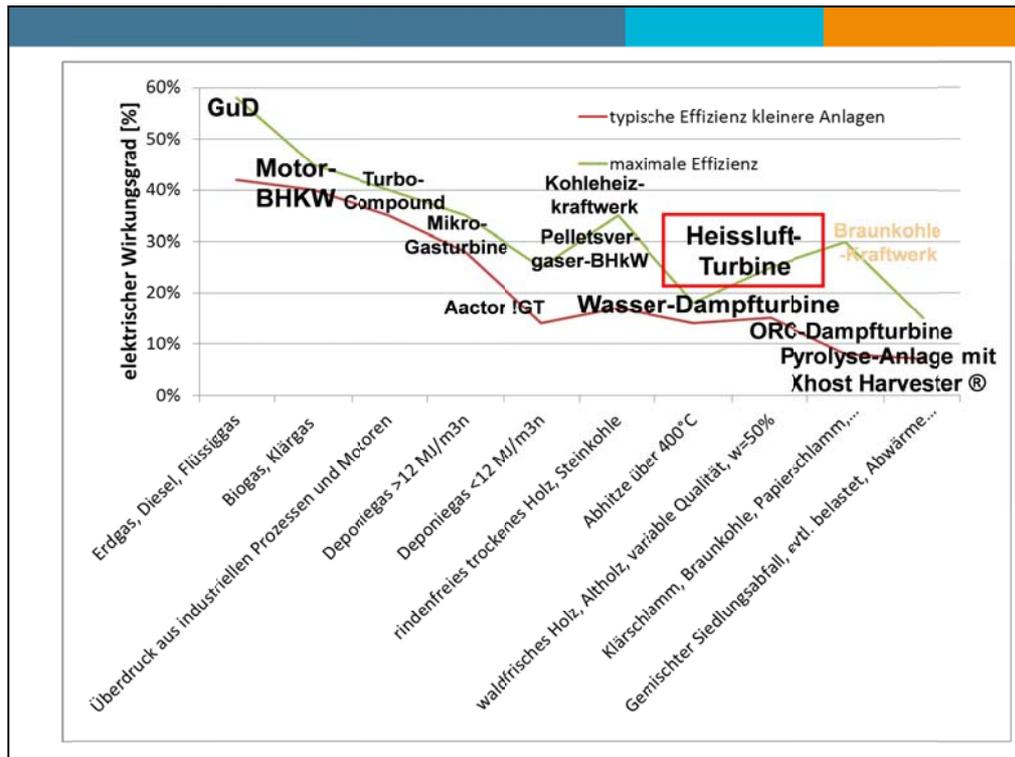
Martin Schmid Dipl. Ing. HTL	Robert Stucki Dipl. Ing. ETH MPT GmbH	Joachim G. Wüning Dr. Ing. WS GmbH – flox.com	Helmut Gerber Dr. Ing. Pyreg GmbH
---------------------------------	---	---	---

**Wir sprechen bei den  
Feststoff-Verstromungs-Technologien ganz  
klar von «second best solutions»**

Wir machen das nur

- Wegen des knapper werdenden Angebots an «einfachen Brennstoffen»
- Im Hinblick auf regionale Autarkie oder lokale Märkte, Selbstversorgung
- Für Nachhaltigkeit und Klimaschutz (nachwachsend statt fossil)
- Evtl. auch aus wirtschaftlichen Gründen auf Grund lokal verfügbarer Brennstoff-Ressourcen zu tiefen Kosten.
- Oder weil wir Arbeit und technische Herausforderungen lieben...

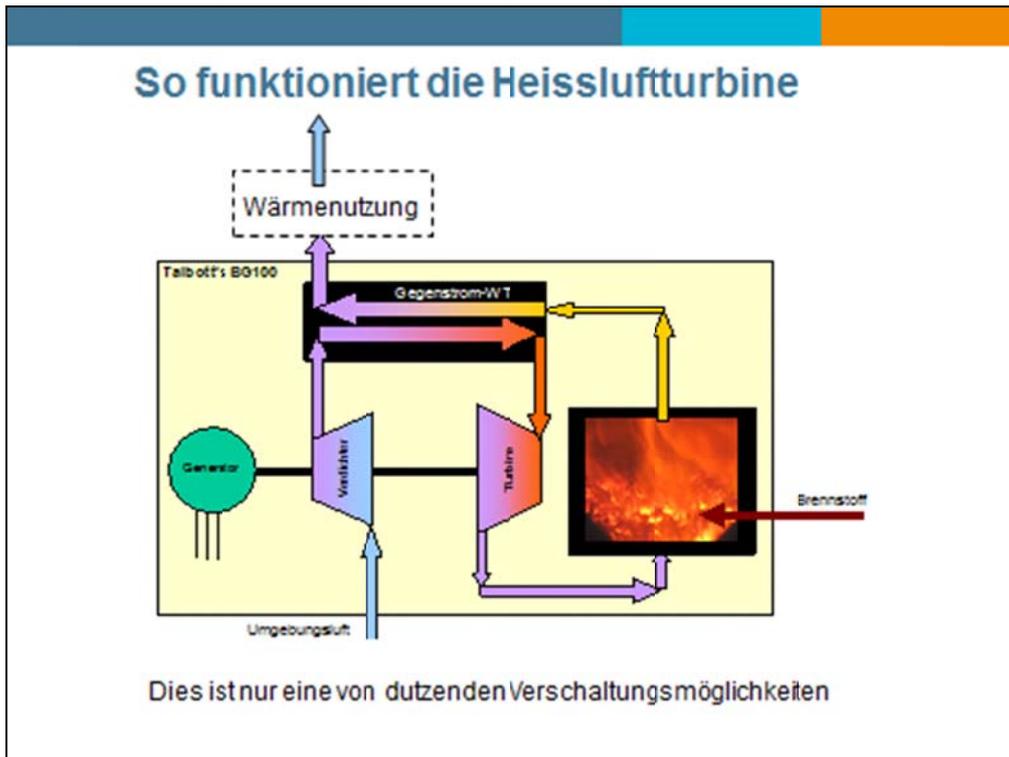
→ Ökozentrum entwickelt KWK-Systeme <100 kW seit 1983



## Zwei Technologien werden präsentiert

- Extern befeuerte Turbine EFGT (Heissluftturbine) für die KWK-Nutzung von Feststoff-Biomasse
- Neues einfaches Pyrolyse-Verfahren PPP für die saubere KWK-Nutzung möglichst von Feststoff-Biomasse
- Die beiden Technologien werden über die FLOX®-Verbrennungstechnik miteinander verbunden

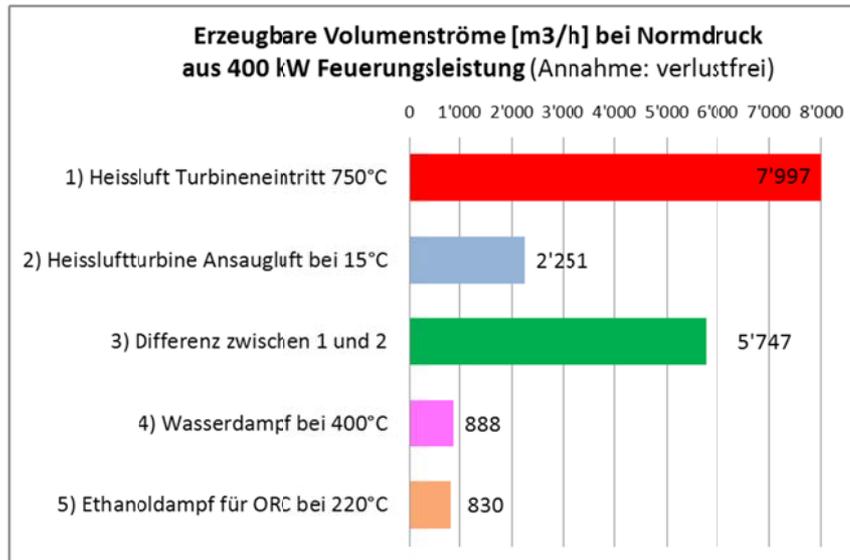
→ Zuerst zur Heissluftturbine



### Vorteile

- Mittlere bis hohe elektrische Effizienz (bis 30% möglich)
- Relativ einfache, robuste Technik
- Sehr hohe Brennstoff-flexibilität
- Beidseitig offener, sicherer Wärmetauscher
- konstanter, niedriger Innendruck
- Gut nutzbare Abwärme (>300°C Abhitze)

## Mechanische Leistung = Volumenstrom x Druckdifferenz

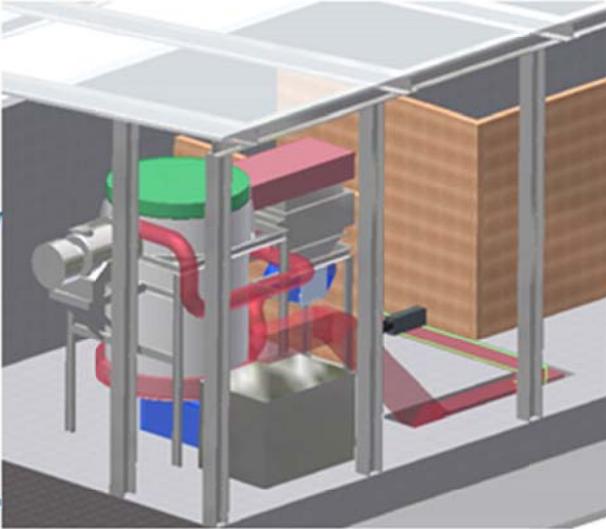


## Vor- und Nachteile gegenüber anderen Technologien ganz kurz

- Dampf und ORC: sehr komplex sehr teuer, sowie wenig effizient (erst >500 kW<sub>e</sub> wirtschaftlich)
- Stirling: keine holzbefeuerte Anlagen kommerziell
- Holzvergaser mit Kolbenmotor: sehr eingeschränktes Brennstoffsortiment, sehr Wartungsintensiv
- Holz-Druckvergaser mit Gasturbine: für Grosskraftwerke evtl. interessant – noch keine Anlagen in Betrieb
- Holzvergaser mit Brennstoffzelle: Bisher an der Gasreinigung gescheitert
- Nachteil: teure Materialien für Hochtemperatur-WT

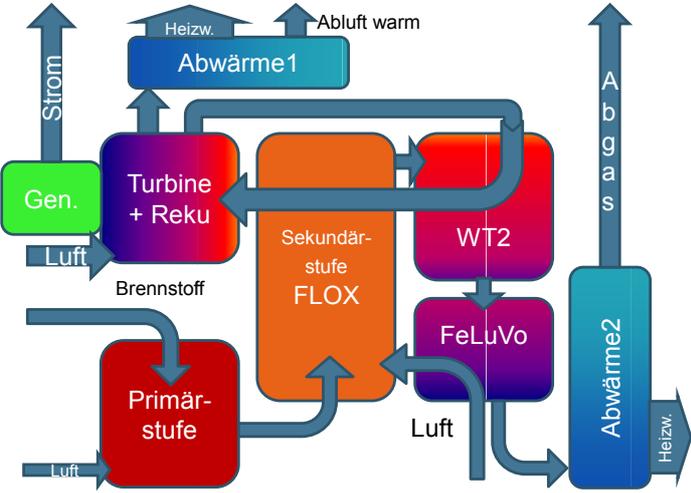
### Projekt EFGT Eichelbuck

- 50 kWe elektrische Leistung
- Betrieb mit Landschaftspflegeschnitt
- Feuerungsleistung 230 kW
- Wärmeabgabe1: 65 kW Thermoöl 260°C/150°C
- Wärmeabgabe2: 85 kW Heizwasser 90/70°C
- Gesamtwirkungsgrad 87%



### <1/20 spezifische Masse im HT-WT und <1/3 spezifischer Abgasstrom gegenüber einfachster Schaltung dank

- Interner Reku (Luft/Luft) der Turbine
- Hochtemperatur-WT direkt in der Sekundärstufe
- FLOX = gleichmäßige Temperaturverteilung



Okozentrum | Martin Schmid | 100555 Heissluftturbine 11

### Was ist FLOX®?

**Flammbetrieb**

**FLOX-Betrieb**

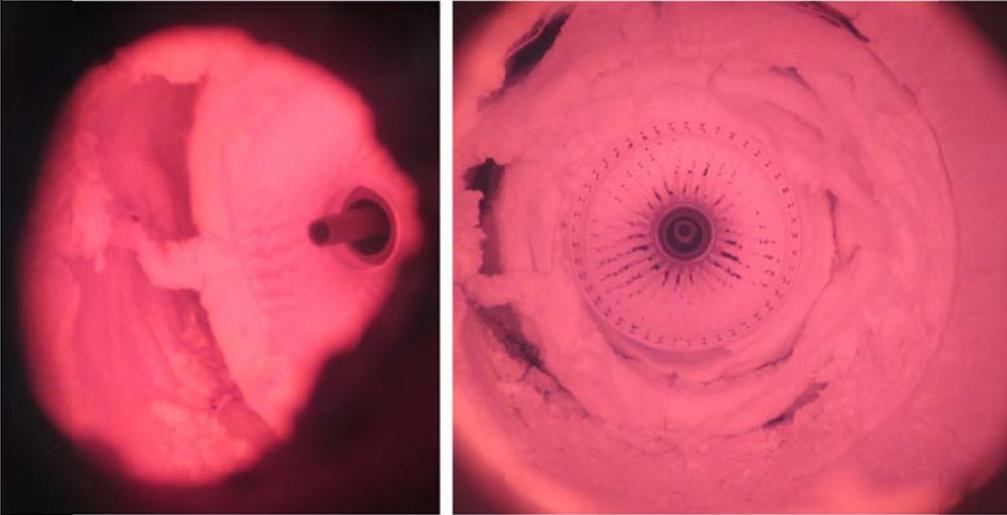
reacting fuel & air

fuel air

fuel air

### Brennkammer im Aufheizbetrieb (mit Flamme)

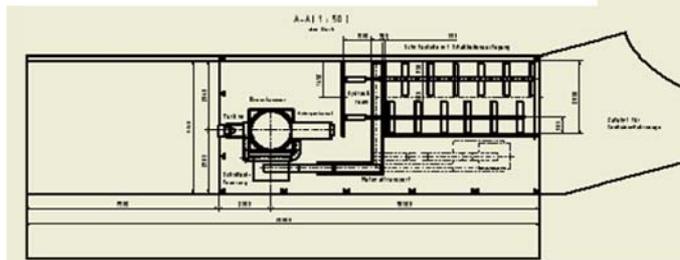
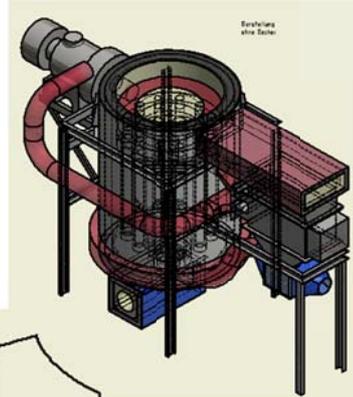
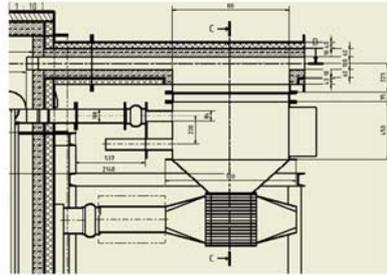
### FLOX-Brenner im Nennbetrieb (flammenlos)



### 170 kW Teststand mit Strahlrohrkühlung April 14



## Abschluss Engineering-Phase im Mai 2015 Bau und Inbetriebnahme bis Dez 2015



Okozentrum | Martin Schmid | Pulpa Pyro Peru milestone and RECP action

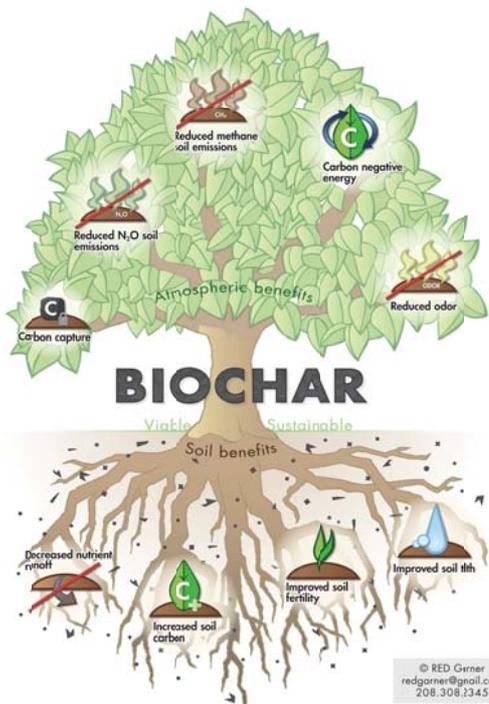
16



- Waste minimization +
- **Low carbon cleaner production**
- Increased **fertilizer efficiency**
- **Climate** farming (low N<sub>2</sub>O / CH<sub>4</sub> release)
- Increased **Resilience** against extreme weather
- **Energy independent** production

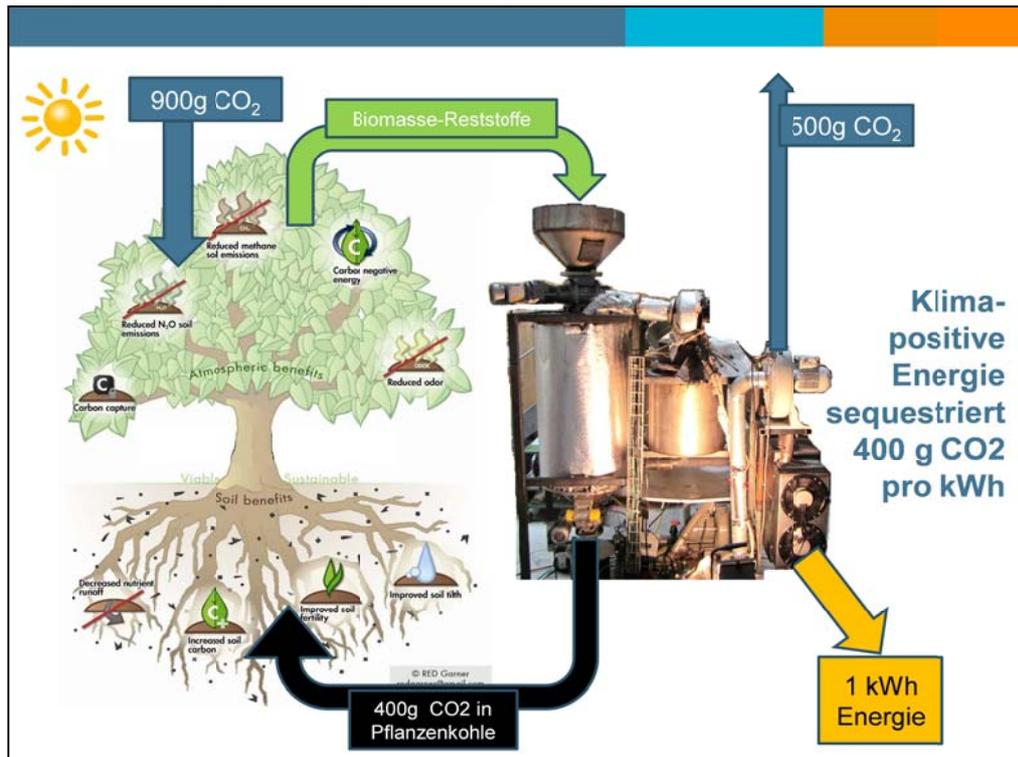


Typischer Roh-Kaffee-Trockner in Peru – befeuert mit Holz oder Cascaria

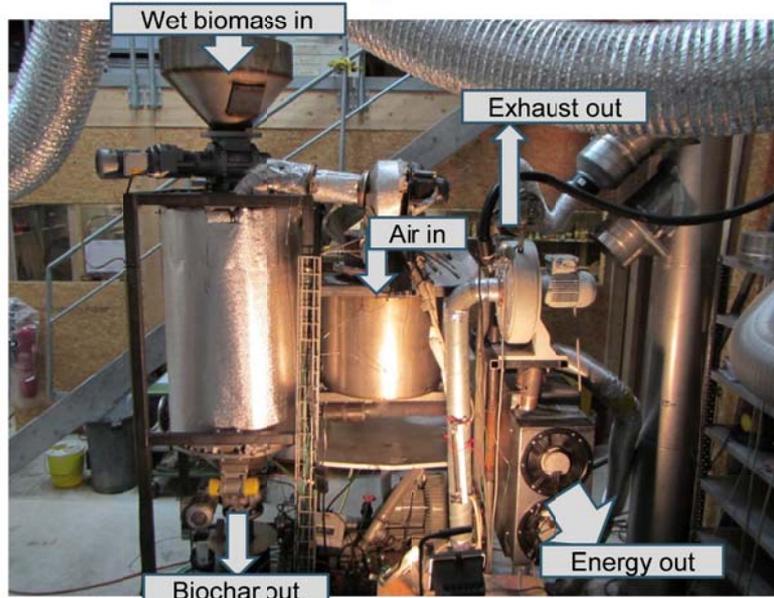


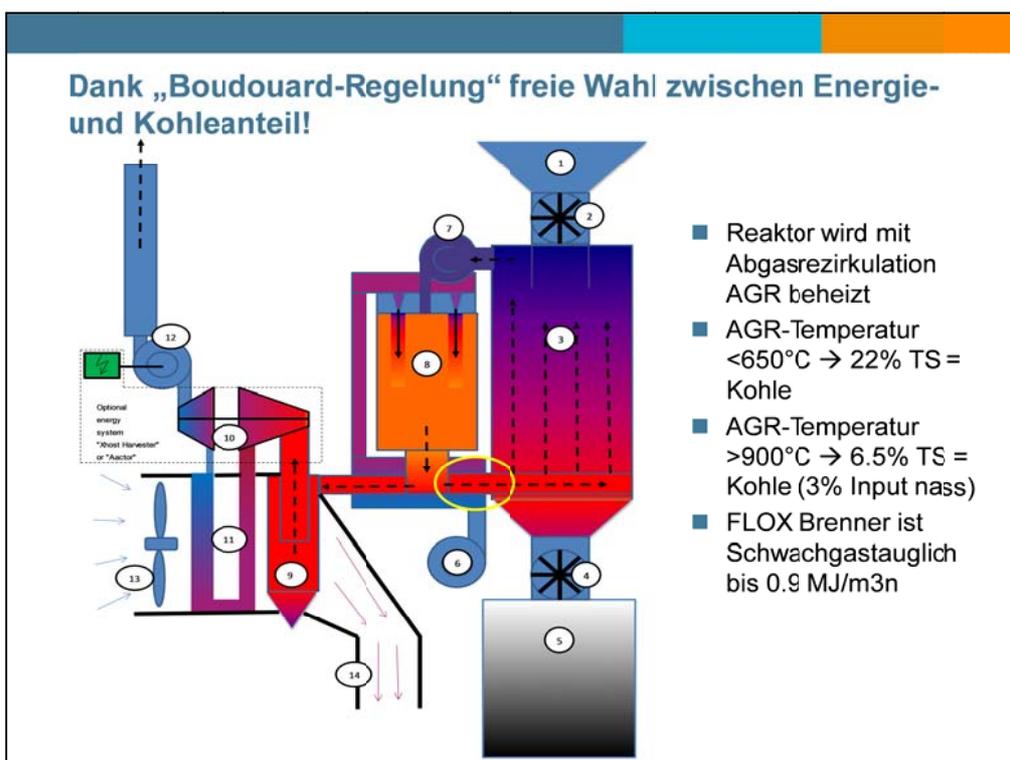
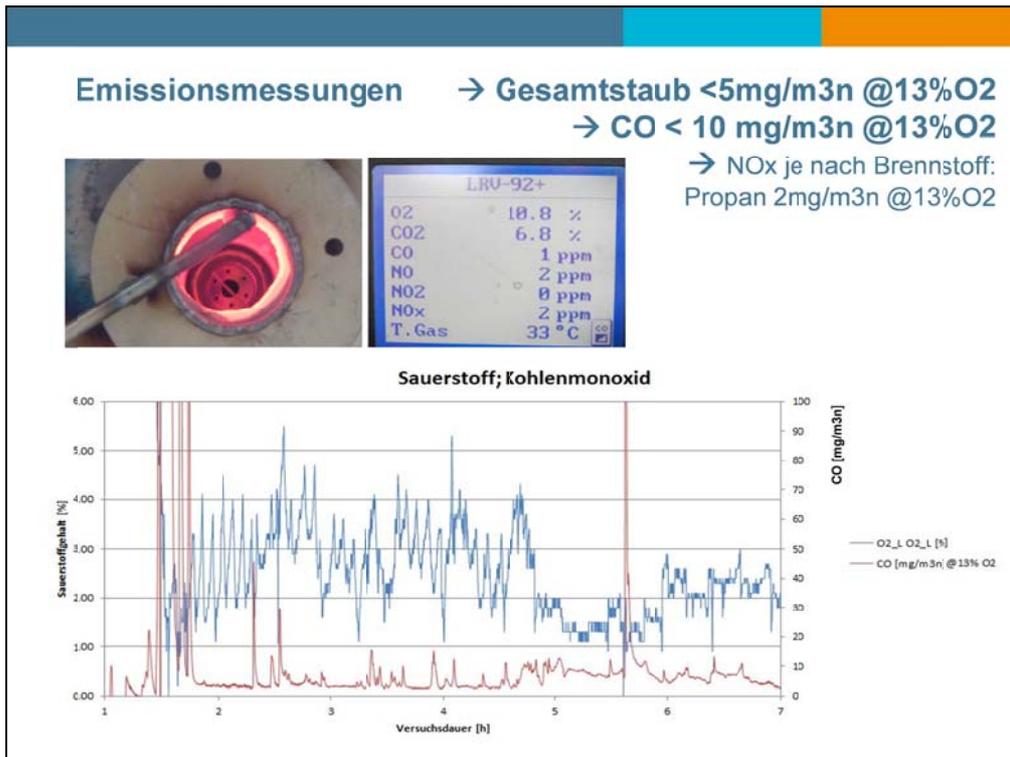
2015  
International  
Year of Soils





40 kg/h Pyrolyse-Anlage für feuchte Biomasse bis 55% Wassergehalt (120% atro)





**Saubere Abgase und saubere Kohle nach EBC\* ist möglich für sämtliche „mühsame Restbiomasse“:**

- Getreidespelzen, Getreide-Mühle-Putzereiabgänge, → Silizium-Recycling
- Kaffeepulpe, Papierpulpe → Kalium-Recycling
- Klärschlamm, Geflügelmist → Phosphor-Recycling
- Obstkerne, Trester → Heizenergie für Brennereien und sonst. Verarbeitung
- Landschaftspflege-Schnitt

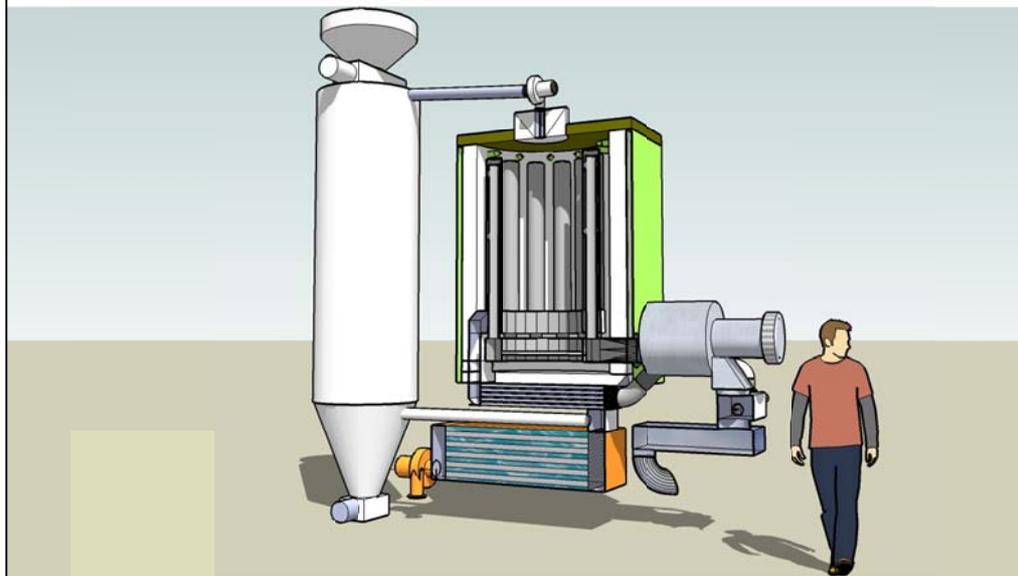
(\*) European Biochar Certificate (PAK < 12mg/kg TS, ...)



unser Partner  
für Pyrolyse und  
Pflanzenkohle  
- who else?

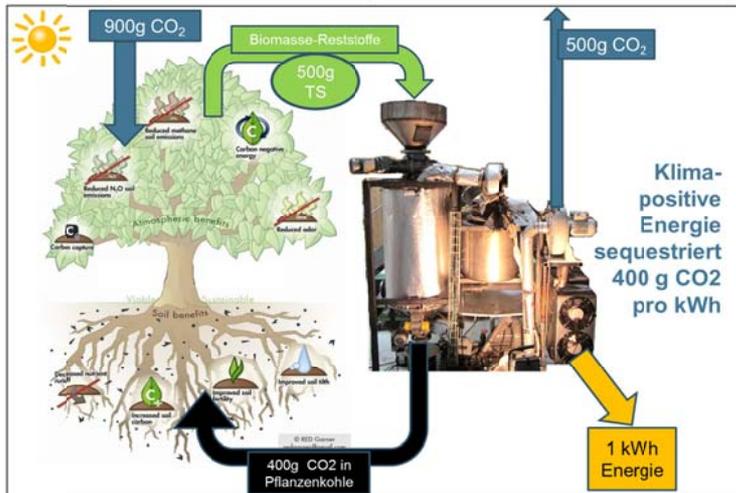
**PYREG**  
Unternehmen Klimaschutz

**Zukunft: Die Kombination von Reststoff-Pyrolyse, FLOX und EFGT werden zu einer unschlagbaren Kombination «ohne Filter» für Abgas-Gesamtstaubgehalte <20mg/m<sup>3</sup>n**



### Auf das C-H-Verhältnis kommt's an:

- Pflanzenkohle-Pyrolyse heisst: 55% des Heizwertes der Biomasse bleibt in der Kohle um daraus Humus werden zu lassen. Jede kWh Nutzenergie sequestriert 400 gr. CO<sub>2</sub> und lässt 1.22 kWh „unverfeuert“.
- Erdgas-KWK hat etwa 215 gr CO<sub>2</sub>/kWh → 1.22 kWh = 262 gr CO<sub>2</sub>



Neben dem Nutzen für Klima und Boden ist es netto besser für die Klimabilanz, die „nicht genutzte Bio-Energie“ durch Erdgas zu ergänzen: Мир!

*Gegenüber direkter Biomasse-Energie-Nutzung 180 gr/kWh „besser“ – nämlich CO<sub>2</sub>-negativ*

### Klimaneutral war gestern – wir machen jetzt Klimapositiv!

- Und zwar auch, wenn die erzeugte Kohle auf Halde gelagert wird. Aber die Humusforschung ist unterwegs – hier wieder mal herzlichen Dank an die Uni Giessen, die uns mit Wissen beliefert!
- Natürlich ist das alles etwas komisch, solange noch Kohlekraftwerke laufen - aber das liegt nicht an mir, sondern an dem Irrsinn, überhaupt noch Kohlenstoff in Energie umzuwandeln mit einer Ineffizienz von >1'000 g CO<sub>2</sub>/kWh. Und dann liefern diese Kohlekraftwerke nicht mal Regelenergie sondern brauchen solche noch zusätzlich. Geht ja gar nicht – sofort abstellen!

Okozentrum | Martin Schmid | Pulpa Pyro Peru milestone and RECP action 27

Nur 40 gr. Kohle aus Ernterückständen der Landwirtschaft auf jedem m2 Acker weltweit würden den gesamten menschgemachten Klimagas-Ausstoss neutralisieren.

+ dann noch helfen:

- Staunässe und Dürreanfälligkeit reduzieren
- Düngerbedarf reduzieren
- Erträge erhöhen
- Gerüche reduzieren und Hygiene verbessern.
- Erosion und Nährstoffverlust reduzieren

2015 International Year of Soils

© RED Garner  
redgarner@gmail.com  
208.308.2745

**ökozentrum**  
forschen | entwickeln | bilden

**Herzlichen Dank für Ihr Engagement und Ihre Aufmerksamkeit!**

[www.oekozentrum.ch](http://www.oekozentrum.ch)

## Thermische Verwertung von stückigen / staubigen biogenen Reststoffen (Staubbrenner)

(Prof. Reinhold Altensen, Falco Klaus, Torben Meins, Sascha Speier, Lina Steinmetz;  
alle Technische Hochschule Mittelhessen)

Vortragender: Torben Meins



Abbildung 1 Regionaler Grünschnitt

### Einleitung

In Deutschland fallen jährlich ca. 2 Millionen Tonnen Grünschnitt an. Gleichzeitig ist eine unabhängigere, nachhaltigere und kostengünstigere Energieversorgung das Ziel vieler Kommunen. Die Konversion und thermische Nutzung dieser biogenen Reststoffe bei größtmöglichem Verwertungsgrad ist ein wichtiger Beitrag zur regionalen Wertschöpfung. Vorrangig für die thermische Verwertung ist die Eignungsfeststellung der beteiligten Fraktionen als Biobrennstoff und die daraus folgende Erarbeitung nützlicher stückig/staubiger Brennstoffkombinationen. Die Untersuchung des Ausgangsmaterials, prioritär die Heizwertanalyse und die Bestimmung des Ascheschmelzpunktes, sowie die Entwicklung eines Konditionierungskonzepts bilden die Grundlage des Projekts. Darauf aufbauend wird das Brennverhalten der Brennstoffkombinationen in einem bestehenden Holzhackschnitzel-Heizkessel untersucht. Hierbei stehen die Mischungsverhältnisse und die Zuführung der Fraktionen im Vordergrund. Abschließend erfolgt die energetische und ökologische Bilanzierung.

Voraussetzung für die thermische Nutzung ist die Fraktionierung des Grünschnitts sowie die Homogenisierung des Staubes. Die zu bewältigenden Herausforderungen sind sowohl das Einbringen der Brennstoffkombination in die Heizkesselanlagen als auch deren homogene Verbrennung.

### Fraktionierung des Grünschnitts

Der regionale Energieversorger ist an einer ortsansässigen Deponie beteiligt, dort werden Grünschnittabfälle der Region, die hauptsächlich aus Gartenschnittresten bestehen (Straßenbegleitschnittanteil weniger als 10 Ma- %), gesammelt und gelagert. Um den Grünschnitt wieder nutzen zu können, wird dieser mittels eines vom Betreiber

speziell entwickelten Verfahrens weiter verarbeitet. Anders als bei den üblichen Verfahren werden hierbei die Grünschnittabfälle zuerst in drei „homogene“ Fraktionen (Laub-, Fein und Grobfraktion (unser Ausgangsmaterial)) zerlegt. Dies ermöglicht eine effizientere Nutzung des Grünschnitts.

### **Ausgangsmaterial**

Das Ausgangsmaterial besteht durch die Entmischung aus erntefrischer und chemisch unbehandelter holzartiger Biomasse, wie z.B. Ast- und Strauchwerk. Somit ist der Holzfaserteil im Ausgangsmaterial (siehe Abb. 2) sehr hoch und zur Weiterverarbeitung in Biobrennstoff geeignet.



**Abbildung 2** Ausgangsmaterial: verholzte Pflanzenreste, Astwerk, Rinde, Steine, Erde, Sand, sonstiger Abfall usw.

Wie in Abb. 2 zu sehen, ist das Ausgangsmaterial eine inhomogene Masse, in der diverse Störmaterialien vorhanden sind. Durch ein aktives Trocknungsverfahren seitens des Energieversorgers wird der Wassergehalt des Materials von anfänglich ca. 34 Ma-% auf ca. 8-12 Ma-% reduziert und dieses anschließend mechanisch getrennt. Im Rahmen des Projekts soll in einem späteren Arbeitspaket das Trocknungsverfahren weiter entwickelt werden. Eine speziell konstruierte Brechwalzen-Rüttelsieb-Anlage trennt das Ausgangsmaterial in fünf Fraktionen. Eine davon ist der anfallende Staub (ca. 2 t/d), der, abgesaugt und in BigBags gelagert, auf seine thermische Nutzbarkeit hin zu untersuchen ist.

### **Brennstofftechnische Eigenschaften**

Die Untersuchung der brennstofftechnischen Eigenschaften ergeben einen hohen Aschegehalt des Staubes von ca. 40 Ma-% (Mittelwertbildung), siehe Abb. 4. Auf Grund des hohen Gehalts nicht brennbaren Materials ist der Anteil an flüchtigen Bestandteilen (ca. 48 Ma-%) gegenüber herkömmlichen biogenen Brennstoffen, wie z.B. Holz (ca. 80 Ma%), gering (siehe Abb. 4). Auch der Heizwert des Staubes ist mit knapp 12 MJ/kg gegenüber Holz (ca. 18 MJ/kg) niedrig (Abb. 5).

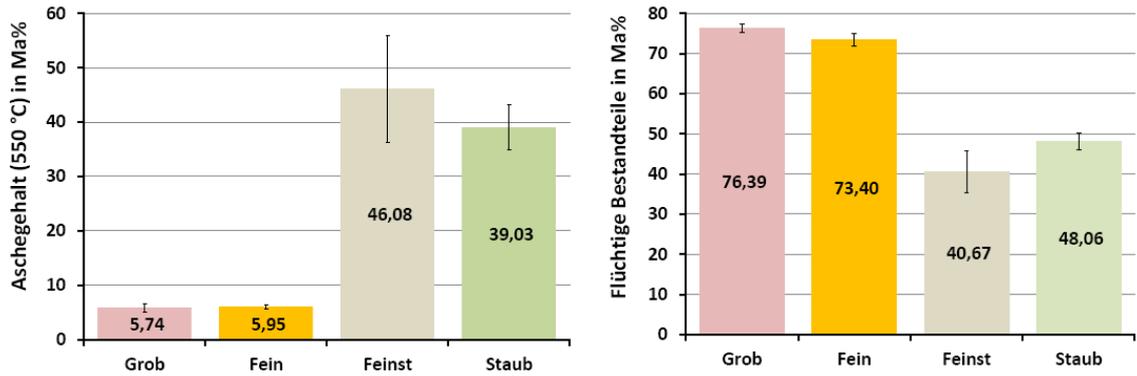


**Abbildung 3** Gesamtstaub: es sind deutlich Holzfasern zu erkennen

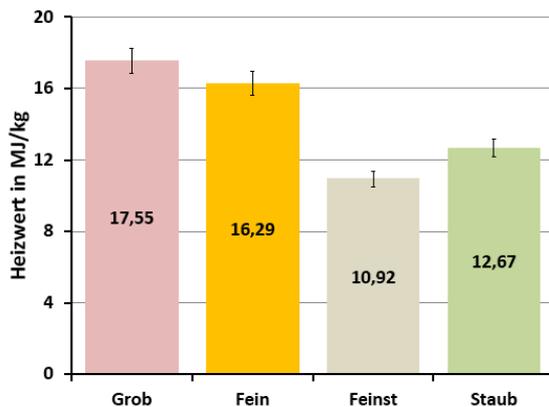
Wie in Abb. 3 zu erkennen, besteht der Staub sowohl aus holzfaserigen Anteilen als auch aus anorganischem Material, wie z.B. Sand. Zur Erhöhung der brennstofftechnischen Eigenschaften des Staubes ist die Abtrennung der Anorganik notwendig. Vorteilhaft dabei ist, dass die weiterhin abgetrennten Anteile des Staubes mit Durchmesser  $< 1\text{ mm}$  in einem weiteren Verfahren Verwendung finden. Durch die nachträgliche Herabsenkung des Durchmessers auf  $< 0,71\text{ mm}$  ist die Nutzung des Materials zwischen  $0,71\text{ mm}$  und  $1\text{ mm}$  Körnung ebenfalls möglich. Daraus entstehen drei zu untersuchende Fraktionen des Staubes, dies sind:

- Grobstaub, Partikelgröße  $\geq 1\text{ mm}$ ,
- Feinstaub, Partikelgröße von  $0,71\text{ mm} \leq x < 1\text{ mm}$ ,
- Feinststaub, Partikelgröße  $< 0,71\text{ mm}$ .

Im Grobstaub beträgt der Aschegehalt knapp  $6\text{ Ma-}\%$ , die flüchtigen Bestandteilen  $76\text{ Ma-}\%$  und der Heizwert steigert sich auf einen Wert von ungefähr  $17,6\text{ MJ/kg}$ . Dies stellt eine Perspektive für die thermische Nutzung des Staubes dar, weshalb sich eine Trennung der Fraktionen empfiehlt (siehe hierzu Abb. 4). Durch die Herabsetzung des Durchmessers auf  $0,71\text{ mm}$  entsteht eine Fraktion, die, wie der Grobstaub, fast ausschließlich aus Holzfasern besteht und deren Aschegehalt ( $5,95\text{ Ma-}\%$ ) sich erheblich verringert, gleichzeitig sich die flüchtigen Bestandteilen ( $73,40\text{ Ma-}\%$ ) deutlich erhöhen, was zu einer Steigerung des Heizwertes ( $16,29\text{ MJ/kg}$ ) gegenüber dem des Gesamtstaubes führt (siehe Abb. 4). Somit ist eine thermische Nutzung des Feinstaubes ebenfalls sinnvoll.



**Abbildung 4** Aschegehalte: *Bestimmung nach DIN EN 14775*  
Flüchtige Bestandteile: *Bestimmung nach DIN EN 15148*



**Abbildung 5** Heizwerte: *Bestimmung nach DIN EN 14918*

### Massenanteilbestimmung

Zur Feststellung der thermisch nutzbaren Anteile wurde eine Massenanteilsanalyse durchgeführt. Der Grobstaubanteil am gesamten Staub beträgt in etwa 11 Ma-%, d.h. pro Tag fallen in etwa 220 kg thermisch nutzbarer Grobstaub ab. Durch die zusätzliche Fraktionierung des Feinstaubes hat sich der Anteil an thermisch nutzbaren Staub auf ungefähr 16 Ma-% erhöht, womit pro Tag etwa 320 kg thermisch verwertbarer Staub zur Verfügung stehen (siehe Abb. 6).

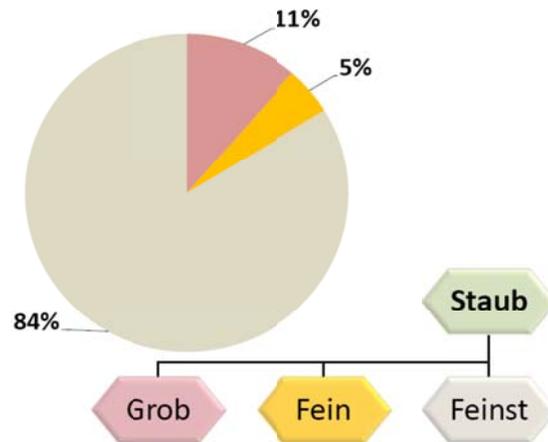


Abbildung 7 Massenanteile: Grob-, Fein- und Feinststaub am Gesamtstaub

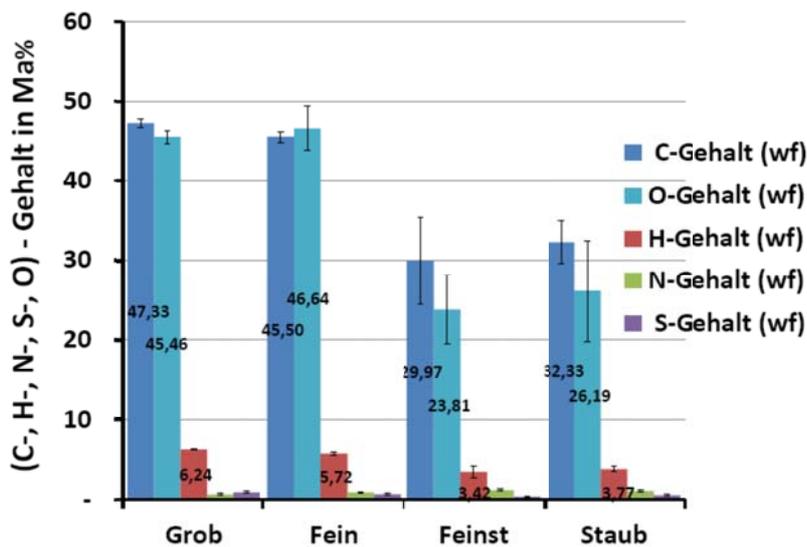


Abbildung 8 Elementarzusammensetzung (C-H-N-S-O): Bestimmung nach DIN EN 15104

### Elementaranalyse

Bei einer Verbrennung wird die Freisetzung von Wärme hauptsächlich durch die Oxidation des im Brennstoff enthaltenen Kohlen- und Wasserstoffes bestimmt. Dies und die Anteile an nicht brennbarem Material erklärt, weshalb die Heizwerte des Grob-/Feinstaubes deutlich höher sind als die des Feinst-/Gesamtstaubes (siehe Abb. 7), was auch auf die unterschiedlichen Holzfaserteile zurückzuführen ist. Im Brennstoff gebundener Stickstoff und Schwefel führen bei einer Verbrennung zu Stickoxiden ( $\text{NO}_x$ )- und Schwefelemission. Deshalb sollte der Stickstoff- und Schwefelgehalt in den biogenen Brennstoffen so gering wie möglich sein. Welche Auswirkungen die Stickstoff- und Schwefelanteile des Staubes auf die Verbrennung haben wird in einem späteren Arbeitspaket mittels Rauchgasanalyse genauer untersucht. Der Chlorgehalt des Staubes liegt sowohl bei allen drei Fraktionen als auch beim Gesamtstaub bei 0,20 Ma-% und ist gegenüber kommerziellen Holz-Hackschnitzel (< 0,05 Ma-%) erhöht. Dies ist mit dem Rindenanteil im Ausgangsmaterial zu erklären.

### Ascheschmelzverhalten

Als Ascheschmelzverhalten wird die Veränderung der Asche unter Einfluss von Wärme bezeichnet und ist von großer Bedeutung für die Nutzung des Brennstoffes in Feuerungsanlagen.



Abbildung 9 Darstellung der Ascheschmelzpunkte

- DT Deformation Temperature (Erweichungstemperatur): die ersten Anzeichen des Erweichens der Asche werden festgestellt.
- FT Flow Temperature (Fließtemperatur): Temperatur bei der die Asche komplett zerfließt.

Die zwei wichtigsten Temperaturen hierbei sind die Erweichungs- und die Fließtemperatur (siehe Abb. 8) eines Brennstoffes. Liegen diese unterhalb der Verbrennungstemperatur einer Anlage, kann es zur Erweichung und dadurch zu Anbackung und Ablagerung der Asche kommen und letztlich zu Funktionsstörungen führen. Die Erweichungstemperaturen von 1100°C (siehe Abb. 9) des Grob- und Feinstaubes erfordern darauf abgestimmte Feuerungsparameter, um einen kontinuierlichen Heizkesselbetrieb zu gewährleisten.

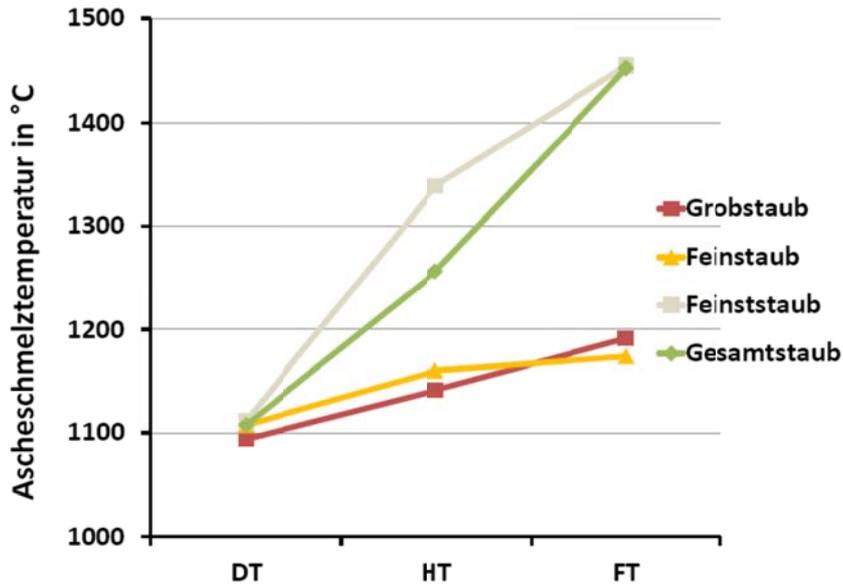


Abbildung 10 Ascheschmelzverhalten: Bestimmung nach DIN CEN/TS 15370-1

### Ausblick

Konditionierung:

- Beschickung handelsüblicher / vorhandener Holzfeuerungsanlagen
- Ermittlung verschiedener Brennstoffkombinationen. Hierfür soll der Staub (Grob und Feinanteil) in Fünfprozent-Schritten (5 - 20 Ma-%) den Hackschnitzeln zugegeben werden.
- Untersuchung des Brennverhaltens

Nährstoffuntersuchung:

- Untersuchung ob die Asche als Dünger geeignet ist.

Untersuchung der Ca-, Mg- & K-Gehalte:

- Untersuchung der Auswirkungen von Ca-, Mg- & K- Anteile auf das Ascheschmelzverhalten.

Staubbeschickung des Heizkessels:

- Entwicklung eines Beschickungskonzepts (z.B. Zellradschleuse )

### Quellen

Aschegehaltsbestimmung nach DIN EN 15148, Bestimmung des Gehalts an flüchtige Bestandteile nach DIN EN 15148, Bestimmung der Elementarzusammensetzung (C, H, N, S) nach DIN EN 15104, Bestimmung des Ascheschmelzverhaltens nach DIN CEN/TS 15370-1, Heizwertbestimmung nach DIN EN 14918, Chlorbestimmung nach Prof. Dr. D. Steffens (JLU Gießen)