

Ergänzende Beiträge



The Chrisgas-project

Summary

T. Thörnqvist
(Project coordinator)
Växjö University
thomas.thornqvist@
ips.vxu.se

One important way of reducing the transport sector's dependence on oil is to increase the use of vehicle fuels produced from renewables. This project will develop and optimise an energy-efficient and cost-efficient method to produce hydrogen-rich gas from biomass. This gas can then be upgraded to commercial quality hydrogen or to synthesis gas for further upgrading to liquid fuels.

The hub of the project will be the use of the existing and unique biomass-fuelled pressurised IGCC plant in Värnamo as a pilot facility. Within this project, new process equipment will be developed and tested and implemented in this pilot facility to produce clean hydrogen-rich gas. Such developments will be supported by an experimental-oriented research activity. Also included in the project are studies related to the large-scale use of such plants. The project will therefore provide the basis for, and enable the exploitation of the results in, future plants at commercial scale.

Objective

The primary objective of this project is to demonstrate, at a scale of 20 MW thermal, the manufacture of a clean hydrogen rich gas on the basis of gasification of biomass, followed by gas upgrading by hot gas cleaning to remove particulates, and steam reforming of tar and light hydrocarbons to enhance the hydrogen yield.

The project consists of a number of tasks, the objectives of which are:

- conversion of a solid biofuel into a medium calorific value gas by gasification at elevated pressure using a steam and oxygen mixture
- cleaning the generated gas from particulates in a high temperature filter
- purification of the generated gas by catalytic auto-thermal steam reforming to generate a raw synthesis gas consisting mainly of carbon monoxide and hydrogen as energy carriers
- studies of the conditioning of the hydrogen-rich raw synthesis gas to the quality required for synthesis gas suitable for manufacture of bio-DME or other potential products

An R&D and process and system study programme will underpin the design basis of the individual process units redesigned or installed in the pilot facility. The R&D work will consider a variety of different fuels representative of various regions in Europe to expand the fuel basis for producing GTL (gas to liquid) fuels. The economy of production will be considered by optimisation studies and studies of economy of scale, which combined with the fuel sourcing studies will result in case studies representing realistic plants for various European regions.

Work and Methodology

Planning of the reconstruction of the Värnamo pilot plant will be made and will be based partially on support from parts of the supporting R&D programme. The operational staff at Värnamo will be transferred in the latter part of 2005 from the present operator to this project. Plant construction will then begin and when the plant is ready for operation in 2008, test work shall commence.

In order to provide a sound technical background to the process to be installed at Värnamo, a supporting R&D programme on various technical aspects of the proposed process will be conducted. This programme encompasses studies and practical work on fuel drying, pelletisation and feeding against elevated pressure, as well as experimental studies of the gasification characteristics of a variety of biomass fuels, gas cleaning by state-of-the-art hot gas filters and by catalytic steam reforming of hydrocarbons, as well as innovative procedures using e.g. membranes. This supporting programme also includes studies of the optimisation of individual process steps, including the entire production chain from biomass to liquid fuel product, and an analysis by case studies of the feasibility for production of liquid fuels from biomass, as well as a study of the socio-economic aspects.

The R&D technical and experimental tasks in this project performed at sub-pilot scale run mostly in parallel to the pilot plant R&D and demonstration effort. Although some aspects addressed in these tasks will form part of the design basis for the rebuilding of the pilot plant, the majority of the tasks address supporting research or improved or innovative solutions that could be implemented in the plant, or elsewhere, in a mid- to long-term perspective. They will also assist in finding solutions to unforeseen problems encountered in the plant during the design and in the test runs.

Expected Results

The results expected from the project represent a panoply of knowledge and experiences required to engage in the next, and likewise very challenging, stage of the development, that is to first demonstrate production of the motor

fuel, first in the Värnamo pilot plant, and then later at commercial scale at competitive costs throughout Europe. For this purpose, it is necessary to have a clear idea of the potential fuel basis in various locations as the associated average and marginal fuel costs must be known. Likewise, the process technology at various capacities must be known in order to allow estimation of the cost of production and investment, also taking into account interaction with the local communities. This know-how, representative for a variety of European conditions, will result from this project, supporting any plan for large-scale implementation.

The facilities and planned testing within this project will result in tangible results, e.g. improved cleaning and mechanical clamping systems for hot gas filters, use of state-of-the-art advanced ceramic materials, novel gas upgrading methods, actual data of catalytic steam reforming of biomass gas, investigation of different areas ranging from industrial use to development of new or improved catalysts, as well as an understanding of the catalyst behaviour and lifetime limiting factors down to a microscopic level. The results will also cover the interaction of the biomass varieties in terms of contaminants.

ECN Activities Concerning Biofuels

1. Introduction

R. van Ree
Energy Research Centre of
the Netherlands
vanree@ecn.n

At the moment, the production of biofuels to substitute fossil fuels for transport is one of the main research items in the ECN R&D portfolio. This corresponds very well with the technology developments necessary to meet the goals defined in the “European Directive on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport” (European Parliament, 8 May 2003). This Directive aims at promoting the use of biofuels or other renewable fuels to replace diesel or petrol for transport purposes, with a view to contribute to objectives such as: meeting climate change commitments, environmentally friendly security of supply and promoting renewable energy sources. Indicative targets have been set for the use of biofuels or other renewable fuels¹. For the end of 2005 a target of 2%, on the basis of energy content², of all petrol and diesel for transport purposes is set, and for the end of 2010 a target of 5.75%. For the period after 2010 it is expected that higher targets will be set (e.g. 8% for 2020 was stated in 2001 by the Commission of the European Communities (CEC) in a proposal for the current Directive).

¹ Actually, the Directive mentions that the member states themselves shall set indicative targets using the given percentages as reference values. The Directive offers a few “escape routes” to justify lower targets. It cannot yet be foreseen in which degree the members states will deviate from the indicative targets and it is unclear what the penalty will be for unjust deviation. The first evaluation of the Directive will take place in 2006.

² The lower calorific value, also known as lower heating value (LHV), has to be used.

Directive on the promotion of the use of biofuels or other renewable fuels for transport European Parliament, May 2003 Indicative targets for diesel and gasoline substitution [% energetic (LHV) basis]		
2005	2010	2020
2	5.75	> 10 ¹

¹Concept directive (2002): 8% in 2020, however, a larger substitution potential is potentially possible.

2. Conventional and Advanced Biofuels

Conventional biofuels		
Name biofuel	Name EU directive	Production process
1. Straight vegetable oil (SVO)	Pure vegetable oil	cold pressing, extraction, refining
2. Biodiesel from seeds	Biodiesel	transesterification SVO
3. Biodiesel from waste (oils/fats)	Biodiesel	refining, transesterification
4. Ethanol from sugar crops	Bioethanol	fermentation, distillation
5. Ethanol from starch crops	Bioethanol	hydrolysis, fermentation, distillation
6. ETBE	Bio-ETBE	fermentation, synthesis
7. SNG from biogas	Biogas	digestion, CO ₂ /H ₂ O-removal
8. Hydrogen from biogas	Biohydrogen	digestion, steam reforming/wgs, CO ₂ -removal

SNG -> CNG/LNG by compression (200-250 bar)/liquefaction (-165°C) for application as transportation fuel, requiring about 5% of the energy content of the biofuel. Hydrogen will be compressed (350-700 bar) before application as transportation fuel, requiring about 8% of the energy content of the biofuel. wgs = water-gas-shift: $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$.

Advanced biofuels		
Name biofuel	Name EU directive	Production process
9. Fischer-Tropsch (FT) diesel	Synthetic biofuel	gasification, wgs, synthesis, hydrocracking
10. Methanol	Biomethanol	gasification, wgs, synthesis
11. MTBE	Bio-MTBE	synthesis methanol + isobutylene
12. DME	Biodimethylether	gasification, wgs, synthesis
13. Alcohols from syngas	Synthetic biofuel	gasification, synthesis ("Ecalene")
14. SNG from syngas	Biogas, synth. Biofuel	gasification, wgs, synthesis, CO ₂ /H ₂ O-removal
15. Hydrogen from syngas	Biohydrogen	gasification, wgs, CO ₂ -removal
16. Ethanol from celluloses	Bioethanol	advanced hydrolysis, fermentation, distillation
17. HTU-diesel	Synthetic biofuel	HTU, HDO, refining
18. Pyrolysis-diesel	Synthetic biofuel	pyrolysis, HDO, refining
19. SNG from wet materials	Biogas, synth. Biofuel.	super/subcritical gasification
20. Hydrogen from wet materials	Biohydrogen	supercritical gasification
21. Hydrogen from wet materials	Biohydrogen	dark/photofermentation

Gasification = conversion, gas clean-up and gas conditioning.

HTU: hydro-thermal-upgrading; HDO: catalytical hydro-de-oxygenation

The short-term EU substitution targets (2005, 2010) probably will be met by the use of mainly the conventional biofuels biodiesel and bioethanol.

For the longer term (>2010) it is expected that advanced **syngas-derived biofuels** and (cellulosic) bioethanol will become the most important future substitution alternatives.

3. BioSyngas

Why syngas? Security of energy supply Meeting increased H ₂ -use refining processes Use of stranded natural gas resources	Why biosyngas? Climate change commitments (Kyoto) Reduction local environmental effects Limited fossil fuel resources
---	--

Current world-wide use fossil fuel derived syngas (mainly CO and H ₂) [PJ _{th} /year] Syngas -> limited amount of main products -> variety of secondary products (methanol, acetic acid -> synthetic materials; ammonia -> artificial fertiliser; ...)		
Carbon monoxide (CO)	Syngas	Hydrogen (H ₂)
<ul style="list-style-type: none"> • Acetic acid • Phosgene • Others 	<ul style="list-style-type: none"> • Methanol 684 • FT-synth.¹ 484 • Hydro-form. • Others 50 	<ul style="list-style-type: none"> • Ammonia 3250 • Oil refining 1400 • Hydrogenation • Others
12	1218	4650
Total use fossil derived syngas: appr. 5.880 PJ _{th} /year (2% total primary energy consumption) About 16% (950 PJ _{th}) by coal/oil gasification, 84% from natural gas		

¹Sasol and Mossas in South-Africa, Bintulu in Malaysia

Current Dutch fossil derived syngas use [PJ _{th} /year]		
• Ammonia 62	• Oil refining 15	• Methanol 22
Total use fossil derived syngas: appr. 100 PJ _{th} /year (3% total primary energy consumption)		

Current (fossil) syngas use is limited.

Future application potential of (renewable) syngas is huge.

Potential alternative syngas applications Syngas -> (intermediates ->) base chemicals, transportation fuels, SNG, power production	
Base chemicals	Transportation fuels
<ul style="list-style-type: none"> • Aromatics (benzene, toluene, xylene) • Olefins (ethylene, propylene, butadiene) 	<ul style="list-style-type: none"> • Methanol • Gasoline (MTG process) • Dimethylether (DME) • Fischer-Tropsch (FT) diesel • Mixture of alcohols
Substitute Natural Gas (SNG) production	Advanced power production (BIG/CCs)

Especially the transportation fuel market offers an enormous future substitution potential for (bio)syngas

Biofuel-based substitution scenario for the specific Dutch situation						
	2005		2010		2020	
Diesel and gasoline consumption [P_{th}]	250 + 175 = 425		286 + 162 = 448		360 + 150 = 510	
Biofuel substitution potential [P_{th}]	8.5		25.8		51 ¹	
Biofuel	diesel	gasoline	diesel	gasoline	diesel	gasoline
SVO	5	3.5	16.5	9.3	36	15
Biodiesel (seeds)	0.1	-	0.4	-	-	-
Biodiesel (waste)	-	-	5.0	-	-	-
Ethanol (sugar/starch)	4.9	-	7.7	-	7.7	-
<i>Advanced biofuels</i> ²	-	3.5	-	7.4	-	4.6
Total	-	-	3.4	1.9	28.3	10.4
Total	5	3.5	16.5	9.3	36	15

¹ 10% substitution assumed.

² Diesel substitution mainly by syngas-derived FT-diesel, gasoline substitution mainly by cellulosic bioethanol

4. Conclusion

Large-scale application of biomass-derived syngas transportation fuels is inescapable to meet the long-term policy targets as defined in the European Directive on the promotion of the use of biofuels for transport. Furthermore, biosyngas will play a very important role to meet sustainability criteria in a variety of other market sectors, such as the gas and power sector, and the (petro)chemical sector.

5. BioSyngas Related Activities at ECN

Status, main R&D-issues, and implementation traject syngas-derived biofuels	
Specific capacity biomass gasifiers for conventional syngas applications: 50-200 MW _{th} and for potential advanced transportation fuel production: 1.000 MW _{th}	
Status	Main R&D-issues
<ul style="list-style-type: none"> · Gasification processes to produce an N₂-free and clean biosyngas at large scale are not available yet. Alternatives: O₂-blown fluidised bed, O₂-blown entrained-flow or steam-blown indirect. · Downstream conditioning and synthesis processes to produce a variety of biofuels from clean biosyngas are fully developed and commercially available. 	<ul style="list-style-type: none"> · Biomass pre-treatment and feeding · Biomass conversion behaviour at specific gasification conditions (slagging, agglomeration, ...) · Raw product gas clean-up to meet downstream (catalytic) process requirements · Quality and commercial applicability solid waste streams (ash, slag)
Implementation traject	
PoP: proven, PoC (bench-scale): 2003-2005, demo-scale: 2006-2010, commercial scale: 2010	

6. Other Biomass Related ECN Activities

At the Biomass Department of the Energy Research Centre of the Netherlands (ECN) about 50 highly qualified researchers are working on a variety of biomass related technology developments. Research activities are focussed on: 1) cofiring of biomass in coal and natural gas fired power plants (short-term), decentral biomass-based CHP production (mid-term), and the production of fuels & products from biomass (long-term). Main expertise areas are: biomass classification (i.e. ECN data-base Phyllis, www.phyllis.nl), biomass pre-treatment and feeding (i.e. torrefaction), biomass conversion (gasification, pyrolysis, combustion, biorefinery, slagging/fouling behaviour, quality and com-

mercial applicability solid waste streams), product gas clean-up and conditioning (i.e. OLGA tar removal technology), secondary (catalytic) conversion (Fischer-Tropsch synthesis, methanation, ...), product upgrading, and final product application. The activities are incorporated in an overall in-house ECN R&D strategy, supported by financial, economic and environmental system assessments and integral chain analysis.

Publications (selection)

- [1] Abstracts ECN Biomass to the “2nd world conference and technology exhibition on biomass for energy and industry” (ECN-RX-04-001), Rome, Italy, 10-14 May 2004
- [2] Green diesel from biomass by Fischer-Tropsch synthesis: new insights in gas cleaning and process design (ECN-RX--03-047)
- [3] Liquid fuels from solid biomass: The ECN concept(s) for integrated FT-diesel production systems (ECN-RX--03-060)
- [4] Status update of OLGA technology development: Pilot demonstration of tar removal, complete test facility & new OLGA research topic (ECN-RX--03-063)
- [5] Boerrigter, H.; Uil, H. den; Calis, H.-P. Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste, Bridgewater, A.V.

- (ed.), CPL press, Newbury, United Kingdom, 2003, pp. 371-383. Green diesel from biomass via Fischer-Tropsch synthesis: new insights in gas cleaning and process design
- [6] Bergman, P.C.A.; Paasen, S.V.B. van; Boerrigter, H. Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste, Bridgewater, A.V. (ed.), CPL press, Newbury, United Kingdom, 2003, pp. 347-346. - The novel "OLGA" technology for complete tar removal from biomass producer gas
- [7] Herman, S.A. and Curvers, A.P.W.M. Feasibility Study of the Use of Biodiesel for Transport Purposes in the Netherlands, ECN-CX—02-031, Petten, The Netherlands, December 2002 (confidential)
- [8] Uil, H. den et al., Conventional Bio-Transportation Fuels, An Update, 2GAVE-03.10, Utrecht, The Netherlands, May 2003
- [9] Zessen, E.van et al., Ligno Cellulosic-Ethanol, A Second Opinion, 2GAVE-03.11, Utrecht, The Netherlands, May 2003
- [10] Thuijl, E. van et al., An Overview of Biofuel Technologies, Markets and Policies in Europe, ECN-C—03-008, Petten, The Netherlands, January 2003
- [11] Uil, H. den, Processen voor de Productie van Synthesegas uit Biomassa(rest)stromen, ECN-CX—03-105, Petten, The Netherlands, December 2003 (confidential, in Dutch)
- [12] Deurwaarder, E.P. and Ree, R. van, Biofuels for Transportation, Conventional and Advanced Alternatives within a Dutch Perspective, ECN-CX—03-099, Petten, The Netherlands, December 2003 (confidential)
- [13] Thuijl, E. van, Ree, R. van, Lange, T.J. de, Biofuel Production Chains, Background Document for Modeling the EU Biofuel Market with the BIOTRANS Model, ECN-C--03-088, Petten, The Netherlands, December 2003

Contacts

ECN Biomass

Programme Unit
 Manager Prof.dr. Hubert
 Veringa,
 +31-224-564628
 veringa@ecn.nl

Manager Power
 Production
 Dr.Ir. Jacob Kiel
 +31-224-564590
 kiel@ecn.nl

Manager CHP
 production
 Ir. Johan Beesteheerde
 +31-224-564594
 beesteheerde@ecn.nl

Manager Fuels &
 Products
 Drs.ing. René van Ree,
 rea
 +31-224-564741
 vanree@ecn.nl

Biomassenutzung durch Flugstrom-Druckvergasung von Pyrolyseprodukten

E. Henrich,
E. Dinjus;
Forschungszentrum
Karlsruhe

D. Meier;
BFH-Institut für Holzchemie
edmund.henrich@
itc-cpv.fzk.de

Energiepotenzial von Biomasse

Biomasse trägt zum Primärenergiemix weltweit derzeit etwa 10 % bei, in der EU-15 knapp 4 %. Bis 2010 will die EU ihren Biomassebeitrag etwa verdoppeln. Für dieses Jahrhundert wird auch eine Verdopplung des Weltenergieverbrauchs prognostiziert und man erwartet, dass trotzdem bis zu 20 % des Welt-Energiebedarfs durch Biomasse dauerhaft gedeckt werden können ohne Energieplantagen oder Raubbau zu betreiben. Ein so hoher Beitrag ist nur erreichbar, wenn neben Holz aus der Forstwirtschaft auch Restbiomasse aus der Landwirtschaft, hauptsächlich überschüssiges Getreidestroh, verwertet wird. Im Gegensatz zu Holz enthält die schneller wachsende Biomasse aus der Landwirtschaft mehr Asche, Kalium und Chlor, und die Verwertungstechnologie ist nicht so gut entwickelt.

Synthesegas aus aschereicher Biomasse

Die Umwandlung in ein Synthesegas ist gerade für derart schwierige Biobrennstoffe flexibler, effizienter und umweltverträglicher als die direkte Verbrennung. Besondere Priorität kommt dabei der Biomasse als einzigem erneuerbarem C-Rohstoff zu. Im Forschungszentrum Karlsruhe wurde ein neues Verfahren ausgearbeitet, mit dem trockene, zerkleinerte Biomasse via Synthesegas in hochwertige Produkte wie Kraftstoff, Chemikalien und Strom umgewandelt werden kann. Die Verfahrenskonzeption berücksichtigt von vornherein auch die Eignung für die aschereiche Restbiomasse aus der Landwirtschaft und führt die Prozesse schon frühzeitig in eine wirtschaftlicher arbeitende

Großanlage über. Das Verfahren ist nachfolgend kurz beschrieben.

Regionale Schnellpyrolyse

In ländlichen Regionen der EU kann die überschüssige Hälfte der Getreidestroh-Ernte aus maximal etwa 25 km Umkreis noch problemlos angeliefert werden; daraus ergibt sich eine Anlagengröße von ca. 100.000 Jahrestonnen. In diesen regionalen Anlagen wird der feste Biobrennstoff durch Schnellpyrolyse verflüssigt. Dazu wird zerkleinerte, trockene Biomasse wie beispielsweise Strohhäcksel, Sägemehl, Altpapier-/Pappe-Schnipsel u.a. zuerst bei normalem Druck unter Luftausschluss mit einem Überschuss an heißem Sand vermischt, in etwa einer Sekunde auf 500 °C aufgeheizt und thermisch zersetzt. Durch schnelle Kondensation der Dämpfe lässt sich ein dunkelbraunes, rauchig riechendes Pyrolyseöl (=Rohteer) mit über 50 % Ausbeute gewinnen und man erhält nur wenig Koks und Brenngas. Der Sand wird wieder aufgeheizt und im Kreis geführt.

Slurryherstellung

Der poröse, spröde Pyrolysekoks lässt sich leicht pulverisieren und bis zu einem Gewichtsanteil von etwa 1/3 im Pyrolyseöl aufschlämmen. Solche Slurries enthalten bis zu 90 % der ursprünglichen Biomasseenergie und ihre Energiedichte entspricht pro Liter etwa 65 % derjenigen von Heizöl. Sie lassen sich pumpen, in Tanks lagern und im Gegensatz zur lockeren Rohbiomasse in Bahnkesselwagen relativ preisgünstig über weite Strecken zu einer großen, zentralen Vergasungsanlage transportieren. Dort kann die Slurryvergasung und die weitere Syngas-Umwandlung in Biokraftstoff und Strom wesentlich effizienter, umweltverträglicher und kostengünstiger erfolgen als in vielen kleinen Regionalanlagen. Hier wäre "small" nicht "beautiful", sondern teuer. Das

Konzept sieht ein Netz aus ca. 25 regionalen Schnellpyrolyseanlagen mit etwa $50 \text{ MW}_{\text{th}}$ Leistung vor, die eine zentrale ca. $\geq 1 \text{ GW}_{\text{th}}$ Großanlage zur Syngas-Erzeugung und Nutzung mit Slurries beliefern.

Zentrale Flugstrom-Druckvergasung

Die Wahl eines speziellen Flugstrom-Druckvergasers mit gekühltem Strahlungsschirm für aschereiche Brennstoffe ist ein entscheidendes Charakteristikum des neuen Verfahrenskonzepts. Dieser sog. GSP-Vergaser ist mit anderen Einsatzstoffen im Sekundärrohstoff-Verwertungszentrum (SVZ) Schwarze Pumpe seit etwa 15 Jahren erfolgreich in Betrieb. Der Vergasertyp wurde vor etwa 25 Jahren vom DBI, Freiberg, unter anderem für mitteldeutsche Salzbraunkohle entwickelt, die ähnlich wie Stroh hohe Asche- und Alkalichlorid-Gehalte aufweist. Die Slurries werden mit Schlamm-pumpen in den Flugstromvergaser gefördert und nach dem Zerstäuben mit einer unterstöchiometrischen Menge Sauerstoff in einer Vergaserflamme bei hoher Temperatur und hohem Druck so gut wie vollständig zu einem praktisch teerfreien Synthesegas aus CO und H_2 umgesetzt.

Bei entsprechend hohem Druck kann die anschließende Syngas-Aufbereitung und Kraftstoffsynthese ohne aufwändige Zwischenkompression in einem Druck erfolgen. Wenn man statt der einfach pumpbaren Slurries ein trockenes, lockeres Biomassepulver durch periodisches Spannen und Entspannen von großvolumigen Druckschleusen in den Vergaser eindosieren wollte, wäre der technische Aufwand weitaus größer. Bisher hat man bei der Schnellpyrolyse und bei anschließenden Aufbereitungsprozessen erheblichen Aufwand betrieben um so reine Pyrolyseöle herzustellen, dass sie direkt als Kraftstoffe für stationäre Diesel und Turbinen brauchbar sind. Vor einer Flugstrom-Druckvergasung ist dieser Aufwand unnötig, weil sogar der Koks mit den

anorganischen Aschebestandteilen für die Beschlackung des Strahlungsschirms gebraucht wird. Bei der hohen Reaktionstemperatur schmilzt die Asche zu einem Schlackepelz, der die Innenwand des Reaktors vor Korrosion schützt. Daher kann auch der Aufwand bei der Schnellpyrolyse reduziert werden.

Verwertung des Hochdruck-Synthesegases

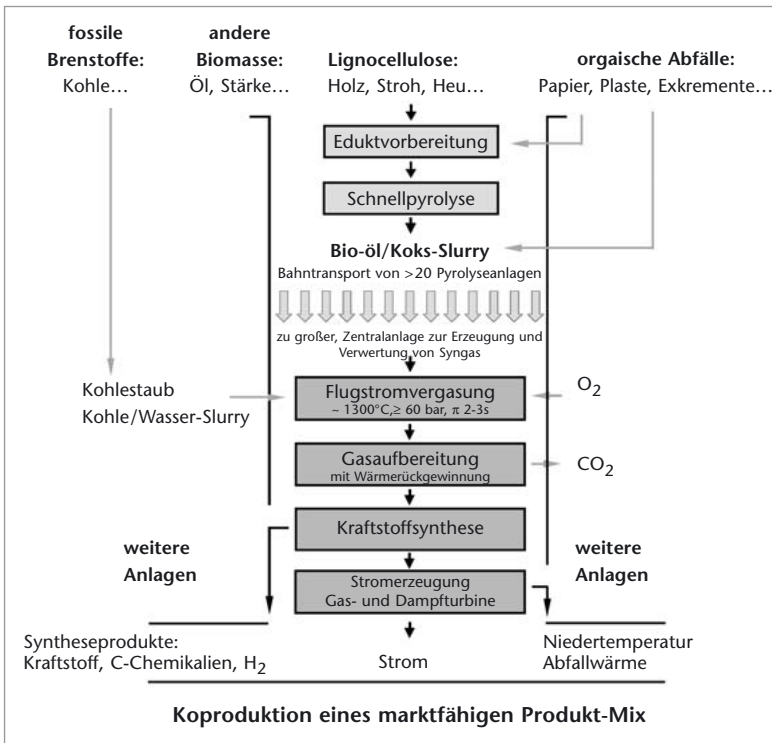
Die großtechnische Herstellung von CH-Kraftstoffen nach Fischer-Tropsch (FT) oder von Methanol via Syngas aus Kohle wurde in Deutschland schon vor und während des 2. Weltkriegs praktiziert und dann durch die billigeren Erdölprodukte ersetzt. Nach den beiden Ölkrisen von 1973 und 1980 wurden diese Techniken wieder weiterentwickelt und das Eduktspektrum um Biomasse und organische Abfälle erweitert. Die Synthese-Kraftstoffe sind frei von Schwefel und sonstigen Spurenverunreinigungen sowie von Aromaten, weil sonst die empfindlichen und hochselektiven Synthesekatalysatoren vergiftet würden. Methanol ist ein universeller Chemie- und Energierohstoff: CH_3OH kann (1) direkt als Kraftstoff verwendet werden, (2) durch katalytische Spaltung mit H_2O als H_2 -Speicher dienen und (3) durch die sog. MTG-, MTO- und MTA-Verfahren über Zeolith-Katalysatoren je nach Bedarf sehr effizient in Grundchemikalien oder Kraftstoffe umgewandelt werden. Statt hohe Syntheseausbeuten anzustreben, ist es meist wirtschaftlicher, den schwerer umsetzbaren Rest des Syngases zu verstromen.

Laufende Entwicklungsarbeiten

Die wesentlichen chemischen und verfahrenstechnischen Aspekte des neuen Verfahrens werden derzeit vom Labor bis in den Pilotmaßstab untersucht. Auf der Basis einer technischen Analyse der Verfahrensmerkmale wurde für die Schnellpyrolyse von Biomasse wie beispielsweise Strohhack-

sel ein sog. LR-Mixer Reaktor gewählt, der von der Firma Lurgi schon seit einigen Jahrzehnten bei der Pyrolyse verschiedener Erdölprodukte eingesetzt wird. Der Reaktor besteht aus 2 gleichlaufenden Förderschnecken; sie kämmen ineinander und reinigen sich so selbst. Für die Prüfung und Weiterentwicklung des Schnellpyrolyseprozesses wurde eine kontinuierlich betreibbare Versuchsanlage für einen Durchsatz von ca. 10 kg/h Strohhäcksel oder Sägemehl aufgebaut. Sie wird derzeit in Betrieb genommen. Die laufenden Untersuchungen zu Herstellung und Eigenschaften der Slurries werden fortgesetzt. Der entscheidende neue Verfahrensschritt ist die Flugstrom-Druckvergasung von Pyrolyse-Öl/Koks-Slurries.

Diese Prozessstufe wurde vom Forschungszentrum Karlsruhe an einem Pilot-Vergaser bei BBP Power Plants, Freiberg, erfolgreich mit 0.5 t/h Slurrydurchsatz (3 MW) erprobt. Dabei wurde auch die von BBP entwickelte pneumatische Slurryzerstäubung mit reinem Sauerstoff bei hohem Druck erstmals praktiziert. Der Vergaserdruck lag bei 26 bar, die Vergasertemperatur wurde durch geregelte O₂-Einspeisung etwa zwischen 1.600 und 1.200 °C variiert. Die Slurries wurden aus Produkten der kommerziellen Buchenholz-Pyrolyse (Holzkohlenproduktion) hergestellt; der Feststoffanteil wurde bis auf 29 Gew. % gesteigert, darunter auch 3 % Strohasche. Während der Versuchskampagnen wurden rund 20 t Slurries mit verschiedener Zusammensetzung bei verschiedenen Betriebsbedingungen durchgesetzt; dabei wurde fast immer ein nahezu vollständiger Brennstoffumsatz erreicht. Die Syngas-Zusammensetzung entspricht der Erwartung: etwa die Hälfte ist CO, ca. 30 % H₂, ca. 15+ % CO₂, Inertgas. Das Rohsynthesegas ist praktisch teerfrei, der Methangehalt ist niedrig, meist unter 0.1 %.



Ausblick

Das Gesamtverfahren ist in der folgenden Abbildung skizziert. Die technische Weiterentwicklung des Gesamtverfahrens und der verschiedenen Verfahrensschritte und Apparate wird von mehreren Arbeitsgruppen fortgesetzt. In Ergänzung dazu werden Modellierungsarbeiten und systemanalytische Untersuchungen zur Technik und Marktsituation durchgeführt.

Abbildung:
Anlage zur
Biomasseveredelung;
Verschiedene Biomassen
und organische Stoffe

Danksagung: Wir danken dem Ministerium für Ernährung und Ländlichen Raum, Baden-Württemberg für finanzielle Unterstützung.