



FOCUS ON

Bioenergie-Technologien

Bioenergy-Technologies



FOKUSHEFT

Energetische Biomassenutzung

EDITORIAL	Editorial	3
HINTERGRUND BACKGROUND	Konversionspfade – zur energetischen Biomassenutzung im 21. Jahrhundert Conversion pathways – towards biomass energy use in the 21st century	4
	Bioenergie im Fokus Bioenergy in focus	7
TECHNOLOGIE-CLUSTER & MODELLFÄLLE TECHNOLOGY CLUSTERS & MODEL CASES	Technologie-Cluster & Modellfälle Technology clusters & Model cases	13
	Exkurse Digressions	16
TECHNOLOGIE-STECKBRIEFE TECHNOLOGY PROFILES	Technologie-Steckbriefe Technology profiles	21
	Anaerobe Vergärung Anaerobic digestion	23
	Alkoholische Fermentation Alcoholic fermentation	37
	Ver- / Umesterung, Hydroprocessing Esterification / transesterification, hydroprocessing	44
	Verbrennung Combustion	51
	Biomassevergasung Biomass gasification	67
ENTWICKLUNGSTRENDS DEVELOPMENTAL TRENDS	Entwicklungstrends – Herausforderungen an die technische Weiterentwicklung Developmental trends - challenges for further technical advancement	76
	Anaerobe Vergärung Anaerobic digestion	77
	Alkoholische Fermentation Alcoholic fermentation	79
	Ver- / Umesterung, Hydroprocessing Esterification / transesterification, hydroprocessing	80
	Verbrennung Combustion	81
	Biomassevergasung Biomass gasification	83
	Abkürzungsverzeichnis Abbreviations	85
	Literatur References	89
	Anhang Annex	91
	Impressum Imprint	95

Editorial

Liebe Interessierte der Bioenergietechnologien,

Bioenergie ist heute der wichtigste erneuerbare Energieträger in Deutschland und der Welt. Der fortlaufende Übergang von traditioneller zu moderner bis hin zu hoch integrierter Bioenergiebereitstellung. Viele positive Effekte konnten bisher dadurch erreicht werden und moderne Technologien und Know-How rund um Bioenergie sind weltweit auf dem Vormarsch. Um die Bioenergie auch im 21. Jahrhundert eine Erfolgsstory werden zu lassen, ist es notwendig, weitere Fortschritte im Technologietransfer, in der Energieeffizienz und der Gesamtleistung zu erzielen. Der entscheidende Schritt für die zukünftige Entwicklung wird die Integration neuer, verbesserter Bioenergietechnologien und -konzepte in Energie- und Stoffsystem(e) mit deren vielfältigen, sich ändernden Nachfragen (Quantität) und Anforderungen (Qualität) nach Bioenergie sein.

Es gibt eine Vielzahl von technischen Lösungsansätzen zur Nutzung verschiedenster Biomassen bzw. Bioenergieträgern für die Bereitstellung von Wärme, Strom und Biokraftstoffen. Die Bandbreite reicht vom einfachen Holzfeuer zum Kochen bis hin zur biomassebasierten Kerosinproduktion für die Luftfahrt. In diesem Fokuseft werden exemplarisch heutige und zukünftige Technologieoptionen beschrieben, um ein besseres Verständnis für deren zukünftiges Potenzial und etwaiger Herausforderungen zu erlangen.

Die vorgestellten Bioenergie-Optionen, ursprünglich erarbeitet im Kontext des Forschungsverbundvorhabens "Meilensteine 2030", zeigen zum einen die Herausforderungen für die zukünftige Implementierung auf, zum anderen können die Informationen von Akteuren und Entscheidungsträgern in Wissenschaft, Forschung, Wirtschaft und Politik genutzt werden. Des Weiteren bietet die Zusammenstellung eine Ausgangsbasis für die Harmonisierung von Daten zu Bioenergietechnologien.

Ich möchte an dieser Stelle vielen Dank dem gesamten Team aussprechen, die mit ihrem Einsatz zum Gelingen dieses Fokuseftes beigetragen haben.

Viel Spaß beim Lesen des Fokuseftes!

Dear bioenergy technology enthusiasts,

Today bioenergy is the most important renewable energy source in Germany and the world. There is an ongoing transition from traditional to modern and even integrated bioenergy provision. Many positive effects have already been achieved, and advanced technologies and know-how are spreading worldwide. To make bioenergy a further success story in the 21st century, improvements in technology transfer, energy efficiency and overall performance are still necessary. For future development, the essential step will be the integration of new and improved technologies and concepts into the energy (and material) system(s), meeting not just the diverse and changing future demands in terms of quantity, but also raising the associated quality standards of such energy produced from biomass resources.

There are wide-ranging technological approaches for the utilisation of different biomass and bioenergy carriers in the provision of heat, power and liquid biofuels, ranging from firewood for cooking to advanced bio-based jet fuel production. This brochure aims to provide descriptions of relevant technological options for bioenergy provision today and in the future, and to give a better understanding of their future potential as well as the associated challenges.

The profiles of selected bioenergy options, which were originally compiled as part of the joint research project "Milestones 2030", highlight the diverse implementation potentials of the various technologies going forward. In addition, the information may be useful for stakeholders and decision-makers in science, research, business and politics. Furthermore, the compilation provides a basis for the harmonisation of data on bioenergy technologies.

I would like to thank the team who prepared this brochure for their great efforts in collecting and reviewing the immense amount of data.

I hope you will enjoy reading it!



Prof Daniela Thrän
Head of department
Bioenergy Systems, DBFZ

Konversionspfade

zur energetischen Biomassenutzung im 21. Jahrhundert

Conversion pathways

towards biomass energy use in the 21st century

Autoren:

Jens Ponitka, Oliver Arendt, Volker Lenz,
Jaqueline Daniel-Gromke, Walter Stinner,
Andreas Ortwein, Martin Zeymer,
Arne Gröngroft, Franziska Müller-Langer,
Marco Klemm, Julian Braun,
Walter Zeug (DBFZ)

Daniela Thrän (DBFZ / UFZ)

Sinead O'Keefe,
Markus Millinger (UFZ)

Hintergrund -

Bioenergietechnologien und Kenngrößen

Photoautotrophe Lebewesen, insbesondere Landpflanzen, wandeln solare Strahlung über den Prozess der Photosynthese in chemische Energie um, welche dann zum Aufbau energiereicher, organischer Verbindungen genutzt wird. Diese Verbindungen bilden die Grundlage vielfältiger Nahrungsketten, so auch der Ernährung der Menschen, aber auch der Bereitstellung von z. B. Baumaterialien, stofflichen Produkten oder Energie. Biomassebasierte Energie stellt insgesamt etwa 10,4 % (2013: ca. 59 EJ) (IEA 2015) des weltweiten Primärenergieverbrauches dar und damit etwa Dreiviertel der erneuerbaren Energien (13,5 % des globalen PEV).

Neben traditionellen Nutzungsformen der Biomasse wie Brennstoffe (Holz, Dung) zum Kochen und Heizen, wurden in den letzten Jahrzehnten weitreichende Fortschritte in den technologischen Verfahren und Nutzungsmöglichkeiten erreicht. Aus öl-, zucker-, stärke-, oder lignozellulosehaltigen Rohstoffen, Reststoffen und Abfällen werden über verschiedene Umwandlungsprozesse die gewünschte End- bzw. Nutzenergie in Form von Strom, Wärme und Biokraftstoffen (siehe Abbildung 1) bereitgestellt. Von modernen Wärmeerzeugungstechnologien für Haushalte bis hin zu effizienten, systemdienlichen Wärme- und Stromerzeugungstechnologien aus Festbrennstoffen,

Background -

Bioenergy technologies and key parameters

Photoautotrophic organisms, particularly terrestrial plants, employ photosynthesis to convert solar radiation into chemical energy, which is then used to produce high-energy organic compounds. These compounds form the basis for complex supply networks, including not only human nutrition, but also the supply of building components, material products or energy. Biomass-based energy constitutes approximately 10.4 % (2013: about 59 EJ) (IEA 2015) of global primary energy consumption and accounts for around three quarters of renewables (13.5 % of global PEC).

In addition to traditional uses of biomass, such as cooking and heating (firewood, manure), significant progress has been achieved over recent years in developing new technological procedures and potential applications. Feedstocks containing oil, sugar, starch or lignocellulose, as well as residual and waste materials, are employed in various conversion processes to generate the required final or useful energy in the form of electricity, of technologies, heat or biofuels (see Figure 1). There is a wide spectrum ranging from modern heat-generating technologies for households, to efficient system-integrated heat and electricity generating technologies (using solid

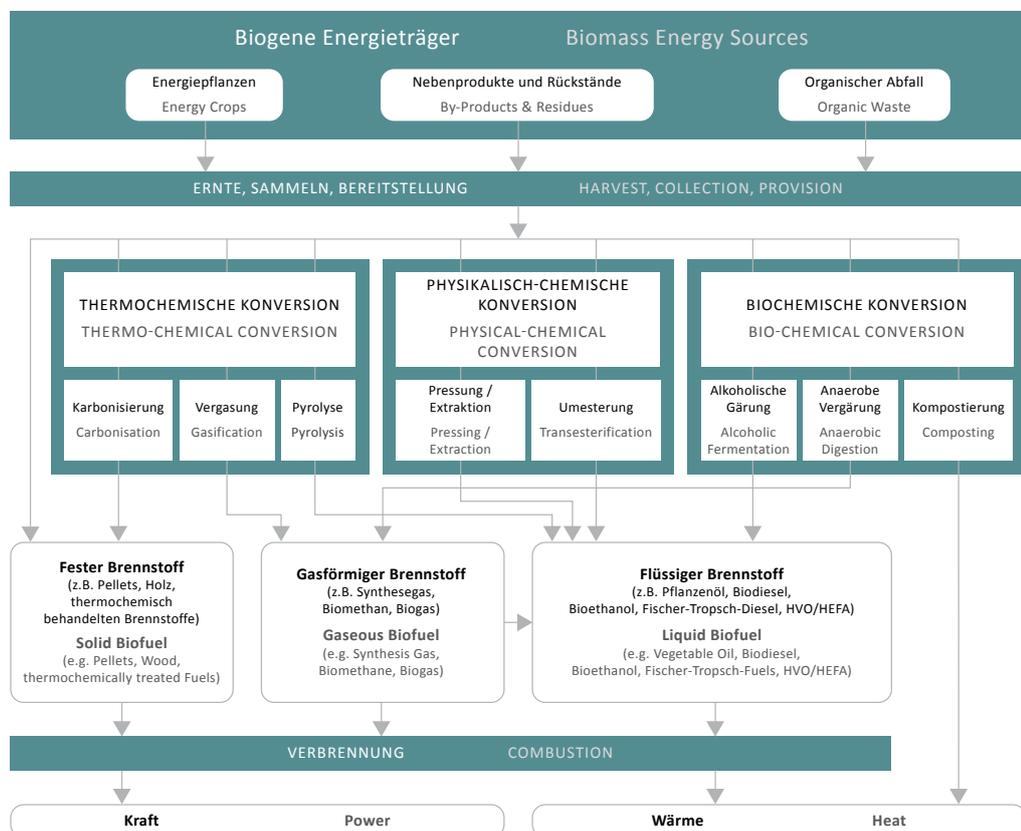


Abbildung 1: Schematischer Aufbau von Bereitstellungsketten, Quelle: Eigene Darstellung nach Kaltschmitt et al. 2009; Thrän 2015)

Figure 1: Biomass conversion pathways, source: Own representation based on Kaltschmitt et al. 2009; Thrän 2015

Energiepflanzen und landwirtschaftlichen Reststoffen, von der hochwertigen Kaskadennutzung von Abfällen bis hin zur Biokraftstofferzeugung für die Sicherstellung von Mobilität gibt es ein breites Spektrum. Auch wenn im globalen Maßstab die traditionelle Nutzungsformen noch mit knapp 60 % einen hohen Stellenwert innerhalb der energetischen Biomassenutzung besitzt (Chum et al. 2011; IEA 2013; Smith et al. 2014), können die modernen, integrierten Erzeugungstechnologien inzwischen in unterschiedlichen Anwendungsfeldern als etabliert bezeichnet werden (Thrän 2015).

In vielen nationalen¹ wie globalen² Studien, Szenarien und Roadmaps ist Bioenergie ein relevanter, in der Regel quantitativ weiter steigender, Bestandteil des Klimaschutzes und der Systemtransformation der Energieversorgung. Die Ausschöpfung von Optimierungspotenzialen und die Integration neuer Anlagenkonzepte und Bioenergie-technologien ins Energiesystem hängen dabei unter anderem ab von:

- den Rahmenbedingungen (u. a. globale Trends der Stoff- und Energieversorgung),
- der Nachfrage (u. a. Umfang erneuerbarer Alternativen),
- der Biomasseverfügbarkeit (u. a. Bevölkerungsentwicklung, Entwicklung Bioökonomie).

Andererseits wird die Berücksichtigung verschiedener Technologien in z. B. Szenarien oder Roadmaps und die Abschätzung des Implementierungspotenzials entscheidend bestimmt von den:

- i) angenommenen / verwendeten Technologien und den
- ii) entsprechenden ökologischen, ökonomischen und technischen Kenngrößen (wie zum Beispiel Anlagengröße, Investitionsaufwendungen, Rohstoffart, Rohstoffkosten, Emissionen, Gestehungskosten, Umwandlungseffizienz) inklusive deren zukünftigen Entwicklungen bzw. Entwicklungsmöglichkeiten.

Diese technischen, ökologischen und ökonomischen Kenngrößen verschiedener Technologien sind sowohl für die heutige Einsatzfähigkeit als auch hinsichtlich des Weiterentwicklungspotenzials und der zukünftig umfassenden Integration von Bioenergie ins Energiesystem relevant. Daraus ergibt sich die Relevanz für die Darstellung dieser Basisinformationen in den Steckbriefen.

¹ Zum Beispiel: BMWi/BMU 2010; Kirchner & Matthes 2009; Nitsch et al. 2012; Prognos/ewi/gws 2014; Repenning et al. 2014; Schlesinger et al. 2010; SRU 2011; WBGU 2009

² Zum Beispiel: IEA 2013; OECD/IEA 2011, 2012; OECD/IEA 2010; WWF et al. 2011

fuels, energy crops and agricultural residues) to highly efficient cascading use of waste to biofuel production for mobility. At global level traditional forms of biomass use still play an important role. Accounting for nearly 60 % of the utilisation of biomass for energy purposes (Chum et al. 2011; IEA 2013; Smith et al. 2014), modern integrated production technologies can now be described as well-established in various fields of application (Thrän 2015).

In many national¹ and global² studies, scenarios and roadmaps, bioenergy is a relevant, usually quantitatively growing, component of climate protection and the transformation of energy supply systems. The tapping of optimization potentials and the integration of new plant concepts and bioenergy technologies into the energy supply system depends, among other things, on:

- the general economic conditions (incl. global trends in material and energy supplies),
- demand (incl. the quantity of renewable alternatives),
- the availability of biomass (incl. population development, development of the bio-economy).

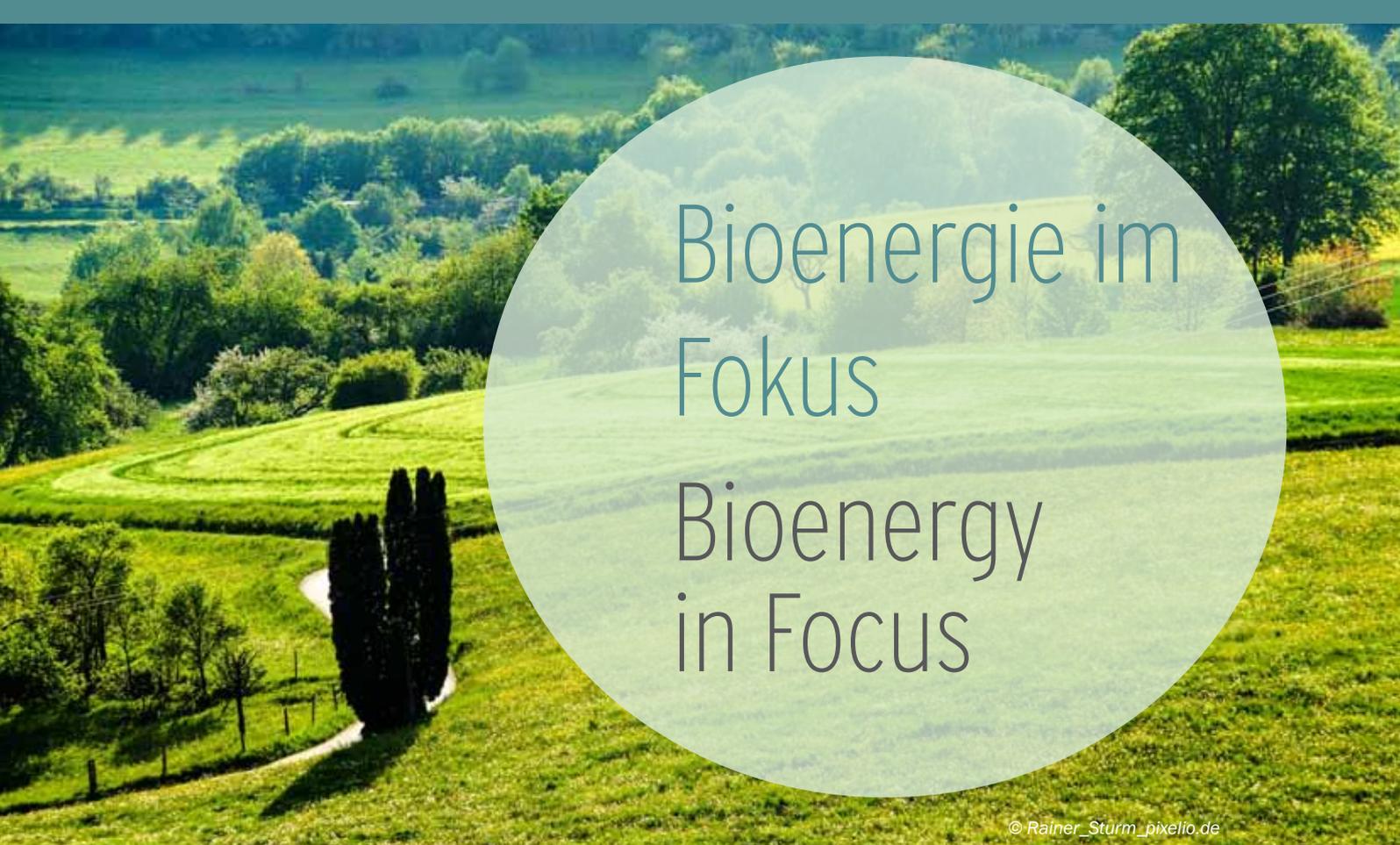
On the other hand, the consideration of various technologies, for example in scenarios or roadmaps, and the evaluation of their potential for implementation crucially depends on:

- i) the assumed / employed technologies and,
- ii) the corresponding ecological, economic and technical parameters (such as the size of plants, investment costs, type of feedstock, cost of feedstocks, emissions, levelised cost of energy, conversion efficiency), including their future development and potential for development.

These environmental, economic and technical parameters of various technologies are relevant both for their deployability today and for their potential for further development and the comprehensive integration of bioenergy into the energy system in the future. Hence, the relevance of the presentation of this basic information in the profiles.

¹ e. g. BMWi/BMU 2010; Kirchner & Matthes 2009; Nitsch et al. 2012; Prognos/ewi/gws 2014; Repenning et al. 2014; Schlesinger et al. 2010; SRU 2011; WBGU 2009

² e. g. IEA 2013; OECD/IEA 2011, 2012; OECD/IEA 2010; WWF et al. 2011



Bioenergie im Fokus

Bioenergy in Focus

© Rainer_Sturm_pixelio.de

In diesem Fokusheft werden verschiedene Bioenergieanlagenkonzepte in Form von „Rohstoff-Technologie-Endprodukt“-Kombinationen abgebildet und insbesondere die Entwicklungsmöglichkeiten der Bioenergie-technologien bis zum Jahr 2050 anhand ausgewählter, repräsentativer Modellfälle vorgestellt. Diese Modellfälle sowie die Daten (insb. Status Quo) und ausgewählte Charakteristika (Wirkungsgrade [MJ Rohstoffinput/MJ Hauptoutput], Gestehungskosten, technische Entwicklungen) sind in Form von Steckbriefen dargestellt. Sie geben dem Leser Anhaltspunkte, wie sich etablierte Technologien weiterentwickeln und sich verändernden Anforderungen anpassen können, aber auch, welche Möglichkeiten und Herausforderungen sich bei derzeit nicht am Markt etablierten Technologien ergeben.

Auswahl der Technologiekonzepte

Für eine transparente, übersichtliche Datenbasis der Entwicklungsmöglichkeiten von Bioenergieanlagen wurde die Vielzahl an vorhandenen und theoretisch möglichen Bereitstellungsketten und damit Kombinationsmöglichkeiten von Rohstoffen, Technologien, Anlagenrößen und Endnutzungen zu einer Auswahl an Technologie-Clustern aggregiert. Dies ist notwendig, da bereits bei den etablierten Technologien große Bandbreiten insbesondere bei Anlagengröße, Rohstoffeinsatz (Rohstoffpreis, Quantität und Qualität) und Anlagenmanagement (Vollaststunden) zu verzeichnen sind.

Näher betrachtet wurden insbesondere die „Rohstoff-Technologie-Endprodukt“-Kombinationen,

- durch die prinzipiell ein nennenswerter Umwandlungsbeitrag (Biomasse zu Nutzenergie) in Deutschland erfolgen kann und
- welche möglichst repräsentativ (basierend auf Anlagenbestand) bzw. aus heutiger Sicht aus Expertensicht (politische Ziele, Trends auf den Märkten, Technologiepotenzial) zukunftssträftig sind.

This brochure illustrates different bioenergy plant concepts in the form of “Feedstock – Technology – Final product” combinations. It presents, in particular, the development potentials of bioenergy technologies up to the year 2050 on the basis of selected, representative model cases. These model cases and the data (in particular, relating to the status quo) and selected trends (efficiency [MJ feedstock input/MJ main output], levelised cost of energy, technical developments) are presented in the form of profiles. They provide the reader with points of reference as to how established technologies might develop and adapt to changing requirements and also the potentials and challenges arising from technologies which are not yet established on the market.

How the technology concepts were selected

For a transparent, clearly structured database showing the development potentials of bioenergy plants, the large number of existing and theoretically possible supply chains and the resulting possible combinations of feedstocks, technologies, plant sizes and end-uses have been aggregated into a selection of technology clusters. This is necessary because even the established technologies show a high degree of variation; particularly in plant size, use of feedstocks (price, quantity and quality of feedstocks) and plant management (full load hours).

In particular, those “Feedstocks – Technology – Final product” combinations were examined in detail assessing for:

- those combinations which had a significant conversion contribution (biomass to end energy) to Germany’s energy demands and
- “typical” (i.e. in terms of the existing number of plants) or combinations which are considered today as having potential to meet future energy demands (based on expert view on political goals, market trends, technology potential).

Die Auswahl der Technologie-Cluster orientierte sich des Weiteren an:

- einer möglichst vollständigen Abdeckung von Biomasserohstoffen verschiedenster Herkunft und Eigenschaften
- der Abdeckung aller grundsätzlichen Konversionsverfahren³ (thermo-chemisch [Verbrennung, Vergasung], bio-chemisch [alkoholische Fermentation, anaerobe Vergärung], physikalisch-chemisch [Umesterung, Hydroprocessing]) und Endprodukte
- Berücksichtigung des Status quo und absehbarer Trends der Technologieentwicklung, der erwarteten Marktverfügbarkeit (Technologiestatus) und der Bedarfe des Energiesystems

Ausgehend von den Technologie-Clustern erfolgte die Auslegung⁴ repräsentativer bzw. wahrscheinlicher Modellfälle in den dargestellten Steckbriefen.

Die aus den Technologie-Clustern abgeleiteten und in den Steckbriefen im Detail dargestellten Modellfälle sind in Tabelle 1 aufgeführt. Eine Übersicht über die in diesem Heft betrachteten Modellfälle und deren wichtigsten Kenngrößen gibt Tabelle 2. Die Bandbreite der Technologien reicht dabei von einfachen, realisierten Anlagen mit einem jährlichen Biomassebedarf von etwa 1 Tonne bis hin zu hoch komplexen, erst längerfristig verfügbaren Anlagen mit einem Biomassebedarf von bis zu 1 Million Tonnen pro Jahr.

³ Auf bestimmte, nicht berücksichtigte Konversionspfade (z. B. Biomassemitverbrennung in Kohlekraftwerken, Kraftstoffe aus Algen, Bio-GtL, Bio-CCS) oder spezielle Teilprozesse (z. B. Torrefizierung oder hydrothermale Prozesse) wird im Exkurs S. 19 in diesem Fokusheft hingewiesen.

⁴ Basierend auf den umfangreichen Daten (z. B. nationales Monitoring Stromerzeugung aus Biomasse [Scheffelowitz et al. 2015] und Biokraftstoffsektor [Naumann et al. 2014]) und Erfahrungen (u. a. Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“) rund um die Bioenergie und Bioenergie-technologien (siehe auch [Thrän et al. 2010]) in Deutschland.

The selection of the technology clusters was also based on:

- the inclusion of a comprehensive range of biomass feedstocks from various sources and with different characteristics
- the inclusion of all basic conversion processes³ (thermo-chemical [combustion, gasification], bio-chemical [alcoholic fermentation, anaerobic digestion], physical-chemical [transesterification, hydroprocessing]) and end-products
- the accounting for the status quo of biomass and conversion combinations, as well as foreseeable trends in technological development, anticipated market availability (technology status) and the requirements of the energy supply system

The technology clusters form the basis for evaluating⁴ the representative and anticipated model cases in the profiles presented.

The model cases derived from the technology clusters and presented in detail in the profiles, are shown in Table 1. Table 2 provides an overview of the model cases examined in this publication and their major parameters. The spectrum of technologies ranges from simple, already existing plants with an annual biomass consumption of approximately 1 tonne to highly complex plants that will only become available over the longer term and will have an annual biomass consumption of up to one million tonnes.

³ Certain conversion pathways which have not been taken into consideration (such as co-combustion of biomass in coal-fired power stations, algal biofuels, Bio-GtL, Bio-CCS) and specific sub-processes (e.g. torrefaction or hydrothermal processes) are discussed in the digression on pp. 19 in this brochure.

⁴ Determination and evaluation combined and based on the large amounts of data (e.g. from national monitoring electricity from biomass [Scheffelowitz et al. 2015] and the biofuel sector [Naumann et al. 2014]) and experience (including the funding programme “Biomass Energy Use“) relating to bioenergy and bioenergy technologies (see also [Thrän et al. 2010]) in Germany.

Tabelle 1: Hauptprodukte und Einordnung der in den Steckbriefen betrachteten Modellfälle

Table 1: Main products and classification of the model cases presented in the profiles

Strom- / Wärmebereitstellung (KWK) Electricity / heating (CHP)	Wärme Heat	Biokraftstoff Biofuels
Pflanzenöl-BHKW Plant oil CHP unit [2 MW _{el}]	Einzelraumfeuerung Single room heater [8 kW]	Ethanol-Zucker Ethanol from sugar [93 MW _{KS/biofuel}]
GuD-Heizkraftwerk (Dampfturbine) Gas and steam cogeneration plant (steam turbine) [6 MW _{el}]	Holzpelletkessel (Zentralheizung) Wood pellet fired boiler (central heating) [15 kW]	Ethanol-Stärke Ethanol from starch [183 MW _{KS/biofuel}]
Mikro-KWK (Stirling) Micro-CHP unit (Stirling) [3 kW _{el}]	Automatische Kleinfeuerungsanlage (Holzhackschnitzel) Automatic small solid fuel boiler system (woodchips) [500 kW]	Ethanol-Lignozellulose Ethanol from lignocellulose [61 MW _{KS/biofuel}]
ORC-Heizkraftwerk ORC heat and power station [250 kW _{el}]		Biomethan (Biogasaufbereitung / -einspeisung) Biomethane (biogas upgrading and feed-in) [ca./approx. 7 MW _{Biomethan/Biomethane}]
Güllekleinanlage Small liquid manure biogas plant [80 kW _{el}]		FAME a: zentral / b: dezentral a: centralised / b: decentralised a: [245 MW _{KS/biofuel}] b: [37 MW _{KS/biofuel}]
Biogasanlage-Nawaro Biogas plant - renewable feedstock [500 kW _{el}]		HVO / HEFA [ca. 292 MW _{KS/biofuel}]
Biomethan (Biogasaufbereitung / -einspeisung input+ KWK) Biomethane (Biogas processing / input) + CHP unit [700 Nm ³ /h] + [BHKW 2 MW _{el}]		Bio-SNG [25 MW _{SNG}]
Bioabfallvergärung Biowaste digestion [800 kW _{el}]		
Kleinvergaser Small-scale gasifier [0,038 MW _{el}]		
Vergaser KWK CHP gasifier [10,8 MW _{el}]		BtL / FT-Kraftstoffe BtL / FT-fuels [ca. 177 MW _{KS/biofuel}]

Abkürzungen: ORC: Organic Rankine Cycle; DT: Dampfturbine; HHS: Holzhackschnitzel; KWK: Kraft-Wärme-Kopplung; Bio-SNG: Bio Substitute Natural Gas (Methan aus biogenen Festbrennstoffen); BtL: biomass to liquid; HVO: Hydrogenated Vegetable Oil; HEFA: hydroprozessierte Ester und Fettsäuren, FT: Fischer-Tropsch

Abbreviations: ORC: Organic Rankine Cycle; ST: Steam Turbine; CHP: Combined Heat and Power; Bio-SNG: Bio Substitute Natural Gas (methane from biogenic solid fuels); BtL: Biomass to Liquid; HVO: Hydrogenated Vegetable Oil; HEFA: Hydrotreated Esters and Fatty Acids, FT: Fischer-Tropsch

■ Verbrennung
Combustion
 ■ Anaerobe Vergärung
Anaerobic digestion
 ■ Alkoholische Fermentation
Alcoholic fermentation
 ■ Umesterung / Hydroprocessing
Transesterification / Hydroprocessing
 ■ Biomassevergasung
Biomass gasification

Schlüsselparameter in den Technologiesteckbriefen

Die einzelnen Modellfälle sowie die Clusterbeschreibungen sind in den Steckbriefen dargestellt und beinhalten folgende Informationen und Schlüsselparameter:

- Status Quo (Anlagenbestand, installierte Leistung, Produktion) in Deutschland
- Clusterkurzbeschreibung (Prozesskette, Leistungsspektrum, Entwicklungsstand, Varianz [z. B. Anlagenauslegung, Brennstoffflexibilität] der Technologie)
- Parameter der Modellanlagen
- Ausstoß, Kapazität, Volllaststunden, Laufzeit
- Inputs und Outputs (stofflich, energetisch)
- Konversionsgrad⁵
- Kosten (kapitalgebundene Kosten, Lernrate⁶, Kostenanteile, Gestehungskosten, Erlöse)
- Entwicklungsbedarf und Ausblick
- Auswahl relevanter Literatur

Ausgehend vom heutigen Stand der Technologien wird in den Steckbriefen auf mögliche Entwicklungen und Trends (z. B. Technologieentwicklung, Rahmenbedingungen) eingegangen und diese für das Jahr 2050 anhand einzelner Parameter aufgezeigt. Die Informationen können zum Beispiel als Input für Szenarien und Modellierungen dienen. Für die Berechnung der auch in den Steckbriefen exemplarisch dargelegten Zahlen zu den Gestehungskosten (siehe Exkurs 1, S. 16), welche einen groben Vergleich der Technologien ermöglichen sollen, sind weitere wichtige Parameter und Annahmen notwendig, welche nicht vollumfänglich Teil der Steckbriefe sind. Diese sind im Anhang dargelegt.

⁵ Eine absolute Vergleichbarkeit verschiedener Prozesse ist mit den dargestellten Wirkungsgraden nur bedingt möglich. Zu verschiedenen Wirkungsgraden und Exkurs zu Bilanzeffekten Brennwert und Heizwert siehe auch „Methodenhandbuch“ (Thrän & Pfeiffer 2013).

⁶ Die ökonomischen Lernraten von in der Regel < 25 % beziehen sich auf die Reduktion der Investitionsaufwendungen und kommen bei einer Verdopplung der installierten Kapazität zum Tragen. Bei zukünftigen, nicht etablierten Technologien kann in Simulationsrechnungen ebenfalls ein (externer) Lerneffekt durch Forschung und Entwicklung unterstellt werden. Unberücksichtigt bleiben hierbei mögliche Erhöhungen der Investitionen aufgrund erhöhter Umweltauflagen.

Key parameters in the technology profiles

The individual model cases or cluster descriptions are presented in the profiles and contain the following information and key parameters:

- status quo (existing units, installed capacity, production) in Germany
- Brief description of the cluster (process chain, capacity range, state of development, technology variance [e.g. plant design, fuel flexibility])
- Parameters of the model plant
- output, capacity, full load hours, service life
- inputs and outputs (materials, energy)
- conversion efficiency⁵
- costs (capital-related costs, learning rate⁶, cost components, levelised costs of energy, revenues)
- Development needs and prospects
- Relevant literature sources

Taking the current state of technology as the starting point, the profiles consider possible developments and trends (e.g. technical advances, general conditions) and show them for the year 2050 on the basis of individual parameters (conversion efficiencies). This information can be used, for example, as inputs for scenarios and models. The calculation of the sample figures in the profiles concerning the levelised cost of energy (see digression 1, pp. 16), which are intended to facilitate comparisons between the different technologies, require further important parameters and assumptions, not all of which are included in the profiles. These are presented in the Annex.

⁵ With the efficiencies presented, absolute comparability between different processes is only possible to a certain extent. Concerning different efficiencies, and for a digression discussing the balance sheet effects of superior and inferior calorific value, see also the “Method Handbook” in the english version (Thrän & Pfeiffer 2015).

⁶ The economic learning rates, which are usually < 25 %, relate to the reduction of investment costs and take effect when the installed capacity is doubled. Within simulation calculations for future, not yet established technologies, it can also be assumed that an (external) learning effect will be achieved through research and development. This does not take account of possible increases in investment owing to stricter environmental regulations.

Status quo Technologie Bioenergie: Fokus Deutschland

Die Bioenergie hat in Deutschland, ermöglicht durch ambitionierte Ziele und förderliche Rahmenbedingungen (u. a. Förderung von Strom über das EEG, Biokraftstoffquoten, Marktanzreizprogramme (Wärme), Forschungsförderung), in allen Sektoren einen Zubau erfahren (Abbildung 2) und leistet (2014) mit insgesamt 194,5 TWh (ca. 700 PJ) (BMWi 2015) einen entscheidenden Beitrag zur Energiewende.

The status quo in bioenergy technology: Focus on Germany

Particularly in Germany, thanks to the ambitious goals and positive framework conditions, such as subsidies for electricity generation through the Renewable Energies Act, quotas for biofuels, market incentive programmes (heat) and the funding of research, bioenergy has experienced growth in all sectors, as shown in Figure 2. Currently (2014), bioenergy contributes a total of 194.5 TWh (about 700 PJ) (BMWi 2015) to the success of the transformation of energy systems.

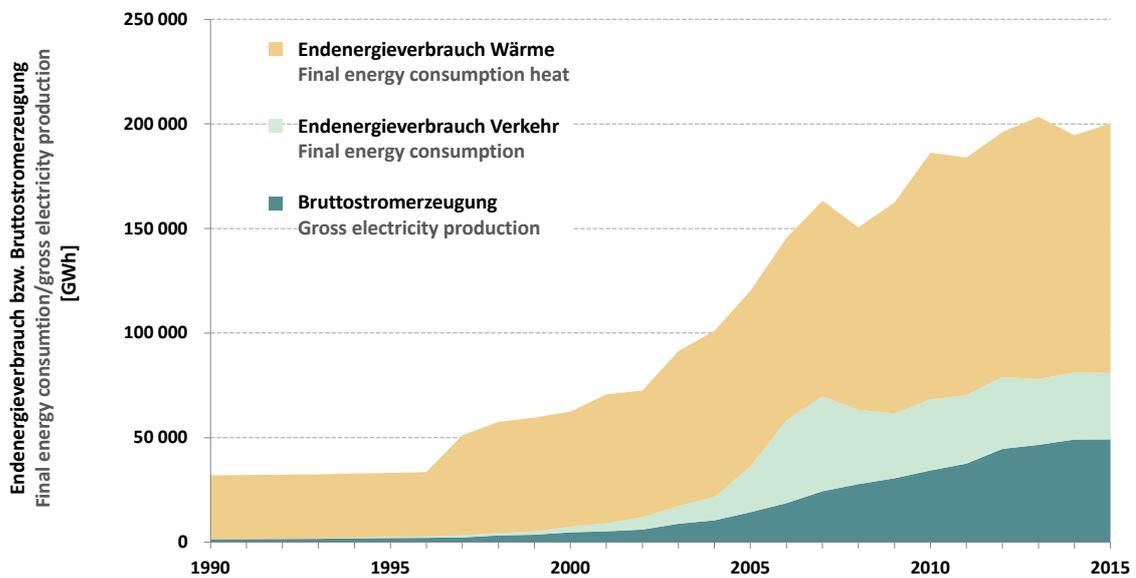


Abbildung 2: Entwicklung der Bioenergiebereitstellung in Deutschland, Quelle: Zeitreihe bis 2014 auf Basis (BMWi 2015) unter Verwendung von Daten AGEE-Stat, Prognose 2015 (Eigene Annahmen)

Figure 2: Development of bioenergy production in Germany, source: Time series up to 2014 based on (BMWi 2015) using data from AGEE-Stat, Prognosis 2015 (own assumptions)

Die heutige **Strombereitstellung** aus Biomasse in Deutschland (2014: 49,1 TWh) wird dominiert durch die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion in Biogasanlagen und mittleren bis großen Heizkraftwerken. Sehr geringe Strommengen werden noch durch Pflanzenöl-BHKW bereitgestellt (Scheffelowitz et al. 2015). Einen geringeren Anteil, aber gegebenenfalls eine zunehmende Rolle, haben Biomethan (Biogasaufbereitung / -einspeisung und -verstromung-), kleine, güllebasierte Biogasanlagen und kleintechnische Holzvergaser (< 1 MW mit motorischer Produktgasnutzung).

Der **Wärmesektor** (2014: 113,4 TWh) wird neben der Wärmenutzung aus KWK-Systemen insbesondere durch eine Vielzahl kleiner Feuerungssysteme (z. B. Kamine, Pelletkessel, Holzhackschnitzelkessel) für die reine Wärmebereitstellung geprägt. Tendenziell können vergasungsbasierte Systeme (ggfs. KWK) einen weitergehenden Beitrag zu Emissionsminderung und Systemintegration von fester Biomasse leisten.

Die Nutzung von **Biokraftstoffen** (2014: 32,0 TWh) in Deutschland wird heute von Biodiesel (vorrangig Raps) gefolgt von Ethanol dominiert (Naumann et al. 2014). Zu einem geringeren Anteil wird in Deutschland Biomethan als Kraftstoff genutzt, welches zumeist über das Erdgasnetz verteilt wird. Das Bild könnte sich zukünftig weiter diversifizieren. So könnten zunehmend Biomethan aus der Biogasaufbereitung, Ethanol der 2. Generation aus Stroh, HVO/HEFA und gasförmige oder flüssige Kraftstoffe aus Vergasungsprozessen (z. B. Bio-SNG, BTL) produziert und als Kraftstoffe im Verkehrssektor eingesetzt werden.

Electricity generation from biomass in Germany (2014: 49.1 TWh) is currently dominated by combined electricity and heat generation in biogas plants and medium-sized to large thermal power stations. Very small amounts of electricity are produced by plant-oil CHP units (Scheffelowitz et al. 2015). A smaller but growing role is being played by biomethane (biogas upgrading, feed-in to gas grid and utilisation for electricity generation), small liquid manure-based biogas plants and small-scale wood gasifiers (< 1 MW with motoric product gas utilisation).

The **heating sector** (2014: 113.4 TWh) is characterised by the utilisation of heat from CHP systems and also by the large number of small-scale combustion systems (e.g. open-hearth fireplaces, pellet boilers, woodchip boilers) intended purely for the generation of heat. Trends indicate that gasification-based systems (if necessary CHP) will be able to make a further contribution to the reduction of emissions and the system integration of solid biomass.

The use of **biofuels** (2014: 32.0 TWh) in Germany is currently dominated by biodiesel (primarily derived from rapeseed oil) and is followed by ethanol (Naumann et al. 2014). Biomethane is used as a fuel in Germany to a smaller extent, with most of it being distributed via the natural gas supply network. This situation may well become more diversified in future. For example, biomethane could increasingly be produced through the processing of biogas. Ethanol could be produced from straw. HVO/HEFA and gaseous or liquid fuels from gasification processes (Bio-SNG, BTL). All of these could be used as fuels in the transport sector.



Technologie-Cluster & Modellfälle

Technology clusters & model cases

Technologieübersicht

Ausgehend vom Status quo (DBFZ Anlagendatenbanken, Statistiken) und unter Berücksichtigung zukünftiger Konzepte wurden 21 relevante Technologie-Cluster identifiziert, welche wiederum die Basis für die Festlegung der entsprechenden Modellfälle darstellen (Tabelle 2) und den (deutschen) Anlagenbestand repräsentieren und dessen Entwicklung abbilden können. Diese Modellkonzepte beinhalten sowohl heute verfügbare als auch zukünftige Technologien, die für die Bioenergiebereitstellung in Deutschland relevant sind und sein könnten. Eine Übersicht über die in diesem Fokusheft betrachteten Konversionstechnologien und ausgewählter Parameter gibt folgende Tabelle 2. Aufgrund vielfältiger, denkbarer Anlagenkonfigurationen und -fahrweisen (u. a. Grad der Flexibilisierung von KWK-Systemen) und unterschiedlicher Flexibilität der Rohstoffe können die zukünftigen Anlagen von diesen Modellfällen abweichen.

Technology overview

Starting out from the status quo (DBFZ plant databases, statistics) and taking into account future concepts, 21 relevant technology clusters have been identified which can be used as the basis for establishing corresponding model cases (table 2) and for representing the existing plant infrastructure (in Germany) and its development. These model concepts include both technologies available today and future technologies which are, or could become, relevant for the production of bioenergy in Germany. Table 2 below provides an overview of the conversion technologies and selected parameters considered in this publication. Owing to the wide degree of variation in the possible configuration and operation of plants (such as the degree of flexibilisation in CHP systems) and the varying flexibility of feedstocks, the plants of the future may well diverge from these model cases.

Tabelle 2: Einordnung der ausgewählten Modellfälle bezüglich Rohstoffquelle, Produkt(en), Effizienz und Investitionsaufwendungen (Details und Erläuterungen: siehe Steckbriefe)

Table 2: Classification of the selected model cases with regard to feedstock source, product(s), efficiency and investment costs (details and explanations: see Profiles)

Konversion Conversion	Technologie-Cluster (Anlagenart) Technology cluster (type of plant)	Rohstoff / Brennstoffquelle Feedstock/ Fuel source	Haupt- und Neben- produkt(e) Main and by- product(s)	Modellfall Model case	Effizienz 2010 in kg _{TM} /GJ _{out} (GJ Haupt- produkt) Efficiency 2010 in kg _{TM} / GJ _{out} (GJ main product)	Effizienz 2050 in kg _{TM} /GJ _{out} (GJ Haupt- produkt) Efficiency 2050 in kg _{TM} / GJ _{out} (GJ main product)	Invest in € ₂₀₁₀ /kW (Haupt- produkt) Investment in € ₂₀₁₀ / kW (main product)
Verbrennung Combustion	Wärme < 30 kW Heat	Holz (Scheitholz / Waldstammholz) Wood (firewood / trunk wood)	Wärme Heat	Einzelraumheizung [8 kW] Single room heater	85	65	200
	Wärme < 0,3 MW Heat	Holzpellets (zumeist [90 %] Sägewerksneben- produkte) Wood pellets (most- ly [90 %] sawmill by-products)	Wärme Heat	Holzpelletkessel (Zentralheizung, [15 kW]) Wood pellet boiler [central heating]	75	61	1 000
	Wärme < 2 MW Heat	Holzhackschnitzel Woodchips	Wärme Heat	Automatische Kleinfeuerungsan- lage (Holzhackschnit- zelkessel [500 kW] bivalent) Automatic small solid fuel boiler system (woodchip boiler [500 kW] bi-valent)	71	65	1 500
	KWK < 200 kW _{el} CHP	Holzpellets Wood pellets	Strom + Wärme Electricity + heat	Mikro-KWK (Stirling [3kW _{el}]) Micro-CHP (Stirling)	425	280	10 000
	KWK < 1 MW _{el} CHP	Holzhackschnitzel Woodchips	Strom + Wärme Electricity + heat	ORC-Heizkraftwerk [250 kW _{el}] ORC cogeneration system	380	275	12 350
	Pflanzenöl-KWK < 5 MW _{el} Plant-oil CHP unit	Pflanzenöl (Raps) Plant oil (rape)	Strom + Wärme Electricity + heat	Pflanzenöl-BHKW [2 MW _{el}] Plant-oil fueled CHP unit [2 MW _{el}]	63	60	1 100
	KWK > 5 MW _{el} CHP	Holzhackschnitzel Woodchips	Strom + Wärme Electricity + heat	GuD-Heizkraftwerk (Dampfturbine [6 MW _{el}]) Gas and steam cogeneration plant (gas turbine)	168	150	4 300
Anaerobe Vergärung Anaerobic digestion	Biogas klein < 150 kW _{el} Biogas small	Gülle (85 %), Liquid manure Grassilage (10 %), Grass silage Mais (5 %) Maize	Strom + Wärme, Gärrest Electricity + heat, digestate	Landw. Biogasanlage [80 kW _{el}] Agricultural biogas plant	377	211	7 000
	Biogas-Nawaro > 150 kW – ca. 20 MW _{el}) Nawaro biogas plant > 150 kW – approx. 20 MW _{el}	Mais 70 %, Maize Gülle Rind 20 %, Bovine liquid manure Grassilage 5 %, Grass silage GPS 5 % WCS	Strom + Wärme, Gärrest Electricity + heat, digestate	Biogasanlage [500 kW _{el}] Biogas plant	265	141	5 250
	Biomethan > 350 m ³ _{LN} /h _{biomethan} Biomethane > 350 m ³ _{LN} /h _{biomethane}	Mais (80 %), Maize GPS (15 %), WCS Gülle (5 %) Liquid manure	a) Strom + Wärme, Gärrest Electricity + heat, digestate b) Biomethan (Kraftstoff) Biomethane (fuel)	Biogasaufberei- tung / -einspeisung Biogas processing / feed-in [700 Nm ³ /h] a) BHKW 2 MW _{el} bzw. Flex: 4,8 MW _{el} CHP plant 2 MW _{el} or flex: 4.8 MW _{el} b) ca. 7 MW Biomethan approx. 7 MW biomethane	a) 251 b) 100	a) 134 b) 80	a) 4 500 b) 1 700
	Bioabfall Biomwaste	Bioabfälle (90 %), Biowaste Grassilage (10 %) Grass silage	Strom + Wärme Electricity + heat	Bioabfallvergärung [800 kW _{el}] Biowaste digester	250	133	8 750

Konversion Conversion	Technologie-Cluster (Anlagenart) Technology cluster (type of plant)	Rohstoff / Brennstoffquelle Feedstock/ Fuel source	Haupt*- und Neben- produkt(e) Main* and by- product(s)	Modellfall Model case	Effizienz 2010 in kg _{TM} /GJ _{out} (GJ Haupt- produkt) Efficiency 2010 in kg _{TM} / GJ _{out} (GJ main product)	Effizienz 2050 in kg _{TM} /GJ _{out} (GJ Haupt- produkt) Efficiency 2050 in kg _{TM} / GJ _{out} (GJ main product)	Invest in € ₂₀₁₀ /kW (Haupt- produkt) Investment in € ₂₀₁₀ / kW (main product)
Alkoholische Fermentation Alcoholic Fermentation	Zucker Sugar	Zuckerrübe Sugarbeet	Bioethanol +Vinsasse dried pulp	130 000 m ³ Ethanol/a	103	93	800
	Stärke Starch	Weizen Wheat	Bioethanol + DDGS	200 000 m ³ Ethanol/a	123	111	1 390
	Lignozellulose Lignocellulose	Weizenstroh Wheat straw	Bioethanol + Lignin, C5-Sirup	73 000 m ³ Ethanol/a	250	119	2 600
Umesterung Transesterification	Biodiesel (FAME) a) zentral centralised > 100.000 t _{Biodiesel} /a	Raps (zentrale Ölmühle), used cooking oil (10%) Rapeseed (central- ised oil mill), used cooking oil	Biodiesel + Glycerin + Extraktions- schrot Biodiesel + glycerin + extraction meal	200 000 t _{Biodiesel} /a	63	61	245
	Biodiesel (FAME) b) dezentral decentralised < 100.000 t _{Biodiesel} /a	Raps (dezentrale Ölpresse) Rapeseed (decen- tralised oil press)	Biodiesel + Glycerin + Rapspress- kuchen Biodiesel + glycerin + rapeseed cake	30 000 t _{Biodiesel} /a	73	70	245
Hydroprocessing Hydroprocessing	HVO / HEFA Bio-HVO / HEFA	Pflanzenöl (Raps) Plant oil (rape)	HVO + Butan / Propan, Naphtha HVO + butane / propane, naphtha	HVO (ca. 297 MW _{th}) (200 000 t _{ker} /a)	65	62	780
Vergasung Gasification	Kleinvergaser < 3 MW Small-scale gasifier	Holzhackschnittel Woodchips	Strom + Wärme Electricity + heat	(0,038 MW _{el})	268	147	5 000
	Vergaser < 100 MW Gasifier	Holzhackschnittel Woodchips	Strom Electricity	(10,8 MW _{el} , 44 000 t _{TM} /a Holzeinsatz, ORC- Nachverstromung) (wood input, ORC power generation)	151	106	6 600
	Bio-SNG < 100 MW Bio-SNG	Holzhackschnittel Woodchips	Biomethan Biomethane	(25 MW _{th}) (121 000 t _{TM} /a Holzeinsatz) (wood input)	96	77	3 500
	BtL > 100 MW BtL	Holzhackschnittel Woodchips	FT-Diesel + FT-Kerosin; FT-LPG, FT-Naphtha FT-diesel + FT kerosene; FT-LPG, FT-naphtha	(500 MW _{PWT} , 1 433 000 t _{TM} /a Holzeinsatz, wood input 177 MW _{out} [FT-Kerosin und FT-Diesel]) [FT kerosene and FT diesel]	157	126	3 850

* Bei KWK-Systemen ist zur besseren Vergleichbarkeit immer Strom das Hauptprodukt, auch wenn bilanziell mehr Wärme als Strom bereitgestellt wird.

* For the sake of better comparability, electricity is always presented here as the main product in CHP systems, even if according to the balance sheet more heat than electricity is produced.

Exkurs 1: Gestehungskosten 2050

Unter Verwendung der Anlagendaten aus den Steckbriefen können Gestehungskosten. Weiterführende Hinweise zur Methodik siehe Thrän et al. 2013 und Thrän & Pfeiffer 2015 zu finden. Für deren Entwicklung und damit die relative Vorteilhaftigkeit verschiedener Bioenergieanlagenkonzepte untereinander ist eine Reihe von weiteren Annahmen notwendig, die wiederum die Gestehungskostenentwicklung maßgeblich beeinflussen. Die wichtigsten und zeitgleich auch sehr sensitiven Parameter (siehe Anhang) sind:

- Entwicklung der Rohstoffkosten für die Anlagensubstrate
- Gutschriften (THG-Emissionen), (siehe Anhang und Exkurs 2)
- Effizienzsteigerung
(z. B. durch Forschung & Entwicklung)
- Entwicklung der Investitionssummen

Die Rohstoffkosten sind entscheidend für die Höhe der Gestehungskosten. Diese können sowohl regional als auch zeitlich sehr verschieden sein und deren langfristige Entwicklung ist unsicher beziehungsweise nur exemplarisch (z. B. Holzpreisannahmen) oder modellhaft (z. B. globale Gleichgewichtsmodelle) abzubilden. Vor diesem Hintergrund sind die Kostenstrukturen entsprechend Abbildung 3 zu interpretieren. Des Weiteren sind in der Abbildung für zwei Szenarien (vgl. Thrän et al. 2015) unter Festlegung bestimmter Annahmen und Nutzung zweier Rohstoffpreisentwicklungen exemplarisch mögliche Gestehungskostenentwicklungen⁷ bis zum Jahr 2050 dargestellt. Die Werte erlauben einen groben Vergleich der Technologien untereinander. Bezüglich ihrer absoluten Höhe sind die Werte indikativ und erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Im Vergleich der Bioenergiesysteme (Biokraftstoffe und insbesondere Wärme in der Regel günstiger als Strom) sind die Werte aufgrund der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben jedoch nur sehr bedingt miteinander vergleichbar.

⁷ Zur Modellierung des Wettbewerbes zwischen verschiedenen Technologieoptionen wurde das Simulationsmodell BENSIM (BioEnergySIMulator) durch M. Millinger entwickelt (Thrän et al. 2015), welches den Bioenergie-Mix mit den geringsten Kosten auf jährlicher Basis ermittelt.

Digression 1: LCOE in 2050

Using the plant data from the profiles it is possible to calculate the levelised cost of energy (LCOE). For further information regarding the methodology used refer to Thrän et al. 2013 and Thrän and Pfeiffer 2015. A number of further assumptions are required in order to determine their development and thus the relative benefits of various bioenergy plant concepts. These assumptions can also have a significant effect on the development of the levelised cost of energy. The most important and also highly sensitive parameters (see Annex) include:

- development of the cost of feedstocks for use in biogas plants
- credits (GHG emission), (see Annex and Digression 2)
- efficiency enhancement (e.g. through research and development)
- development of plant investment

The feedstock costs are of decisive importance in determining the levelised costs of energy. These can be very different, both from region to region and at various times, and their long-term development is uncertain and can only be represented by way of examples (e.g. assumptions about wood prices) or models (e.g. equilibrium models). This is the background against which the cost structures shown in Figure 3 should be interpreted. Furthermore, Figure 3 also represents two scenarios (cf. Thrän et al. 2015) with possible developments of the levelised cost of energy up to 2050 on the basis of certain assumptions and using two different feedstock price developments as examples⁷. The values enable technologies to be roughly compared with one another. In respect of their absolute level, the values are indicative and do not claim to be exhaustive. When the bioenergy systems are compared, the values are only comparable to a very limited extent owing to the different supply function.

⁷ In order to model the competition between different technology options, a myopic least-cost simulation model BENSIM (BioEnergySIMulator) has been developed by M. Millinger (Thrän et al. 2015), seeking the least-cost mix of biofuel production options on a yearly basis.

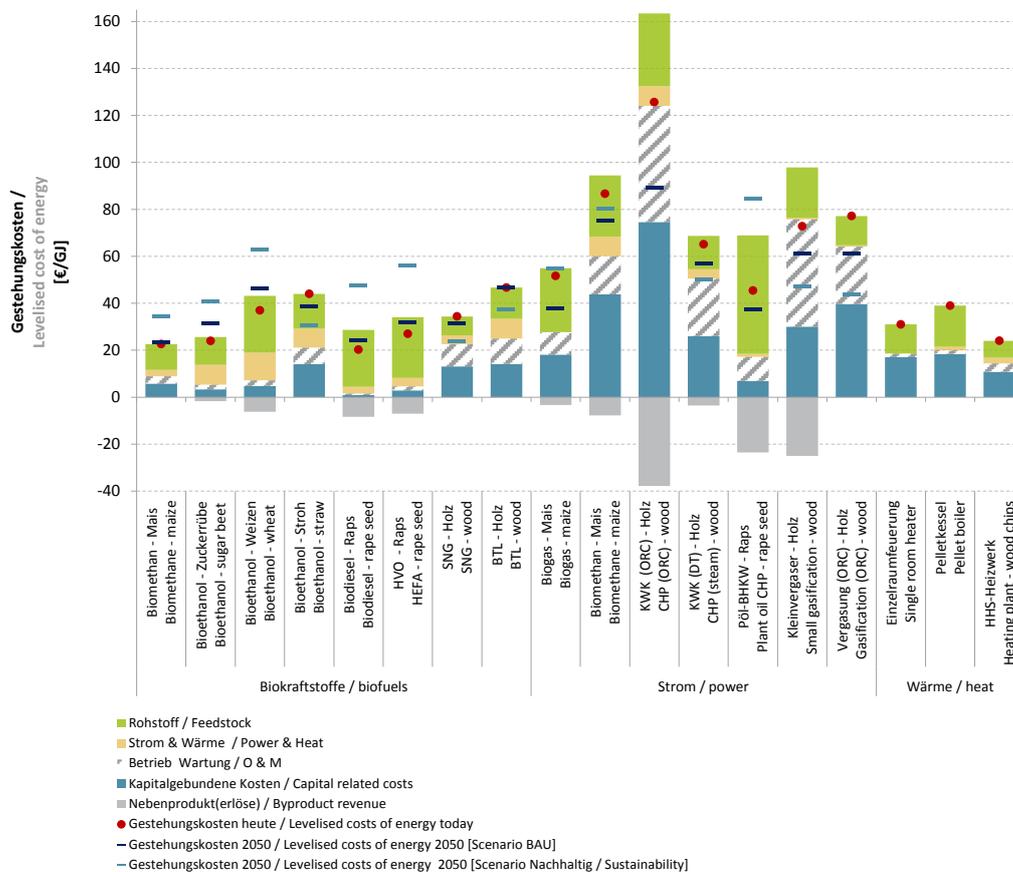


Abbildung 3: Gestehungskosten (exemplarisch, Berechnung basierend auf Preisen ohne MwSt. für alle Eingangsgrößen) verschiedener Bioenergiebereitstellungskonzepte heute und im Jahr 2050 auf Basis ausgewählter, hier vorgestellter Modellfälle und einer szenarienbasierten Modellierung, Quelle: Basierend auf (Thrän et al. 2015)

Figure 3: Levelised cost of energy (exemplary, based on prices without VAT for all input parameters) for different bioenergy production concepts today and in the year 2050 on the basis of selected model cases presented here and scenario-based modelling, source: based on (Thrän et al. 2015)

Exkurs 2: Emissionen

Die Möglichkeit von Treibhausgasemissionen ist einer der Motivationen der Energiebereitstellung aus Biomasse. Die Datenlage von Emissionswerten für die verschiedenen Verfahren und Anlagenkonzepte ist sehr unterschiedlich und generell ist die Spannweite der Werte aufgrund verschiedener methodischer Ansätze und notwendiger Annahmen (ebenso zutreffend für fossile Energieträger) sehr groß. In Tabelle 3 sind Treibhausgasemissionen einer Auswahl an Bereitstellungsketten aufgeführt. Diese dienen der Einordnung von CO₂-Emissionen für verschiedene Technologien. Die Werte für Wärme, Strom und Biokraftstoff sind aufgrund der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben nur sehr bedingt miteinander vergleichbar.

Digression 2: Emissions

The potential for reducing greenhouse gases is one of the motivations for producing energy from biomass. The data situation regarding emission values for the various processes and plant concepts is very different and the range of values is generally very large due to the divergent methodological approaches and necessary assumptions (which also applies to fossil energy sources). Table 3 presents the greenhouse gas emissions of a selection of supply chains. These serve to classify the volume of CO₂ emissions for different technologies. The values for heat, electricity and biofuels are only comparable to a very limited extent owing to the different supply obligations.

Tabelle 3: CO₂ Emissionen (g CO₂eq/MJ_{Kraftstoff bzw. th/el.}) ausgewählter Bereitstellungsketten
Table 3: CO₂ emissions (g CO₂eq/MJ_{fuel or th/el.}) for selected supply chains

Endenergie Final energy	Herstellungsweg Production pathway	Typische Werte für die Minderung von Treibhausgasemissionen in g CO ₂ eq/MJ Typical values for the reduction of greenhouse gas emissions in g CO ₂ eq/MJ	Quelle Reference
Biokraftstoff Biofuel	Ethanol aus Weizen (je nach Prozessbrennstoff) Ethanol from wheat (depending on process fuel)	26 ⁸ – 57 ⁹ (Erdgas: 39) (natural gas: 39)	RED (2009/28/EC (Annex 5))
	Biodiesel aus Raps Biodiesel from rapeseed	46	RED (2009/28/EC (Annex 5))
	BtL (KUP) BtL (SRC)	25 – 50 ¹⁰	DBFZ 2014*
	Bio-SNG (KUP) Bio-SNG (SRC)	20 – 40 ¹⁰	DBFZ 2014*
	Biodiesel aus pflanzlichem oder tierischem Abfallöl Biodiesel from waste vegetable or animal oil	10	RED (2009/28/EC (Annex 5))
	Biogas aus organischen Siedlungsabfällen als komprimiertes Erdgas (Biomethan) Biogas from organic residential waste as compressed natural gas (biomethane)	17	RED (2009/28/EC (Annex 5))
	Biomethan aus Biogas (Mais) Biomethane from biogas (maize)	25 – 50 ¹⁰	DBFZ 2014*
Wärme Heat	Scheitholz Firewood	8 – 15 ¹⁰	DBFZ 2014*
	Pellet Pellets	10 – 20 ¹⁰	DBFZ 2014*
Strom Electricity	KUP-Hackschnitzel SRC chips	20 – 80 ¹⁰	DBFZ 2014*
	Biogas (Maissilage) Biogas (maize silage)	55 – 90 ¹⁰	DBFZ 2014*

* Thrän, D.; Majer, S. (2014): Bioenergie - Umweltaffekte und Ökobilanzen. Vortrag am 06.01.2014 in Dresden (Wertebereiche¹⁰ basierend auf: IE Leipzig 2007, IFEU 2006, DLR 2004, Concawe 2007, Öko-Institut 2004/06)

* Thrän, D.; Majer, S. (2014): Presentation in Dresden on 6 January 2014 (value ranges¹⁰ based on: IE Leipzig 2007, IFEU 2006, DLR 2004, Concawe 2007, Öko-Institut 2004/06)

⁸ Stroh in KWK-Anlage

⁹ Braunkohle in KWK-Anlage

¹⁰ Wertebereiche sind eine Annäherung

⁸ Straw in CHP plant as process fuel

⁹ Lignite coal in CHP plant as process fuel

¹⁰ Value ranges are an approximation

Exkurs 3: Nicht betrachtete Konversionspfade

Folgende Konversionspfade bzw. spezielle Teilprozesse wurden aufgrund der geringen Relevanz in Deutschland bzw. dem noch niedrigen, technologischen Reifegrad innerhalb dieser Veröffentlichung nicht explizit berücksichtigt.

■ Biomassemitverbrennung in Kohlekraftwerken

Biomasse lässt sich grundsätzlich in Kohlekraftwerken mit vergleichsweise hohem Wirkungsgrad mitverbrennen. Wenngleich die Stromerzeugung aus Kohle in Deutschland derzeit eine wichtige Rolle spielt, wird die Mitverbrennung von Biomasse in diesen Anlagen als nicht tragfähig angesehen. Für die Erreichung der Klimaziele kann der Ausstieg aus der Kohleverstromung einen wichtigen Beitrag leisten, daher wird die Mitverbrennung als wenig zukunftssichere Option und in diesem Zusammenhang maximal als Brückentechnologie betrachtet. Bei CO₂-Zertifikatpreisen ab etwa 30 Euro pro Tonne kann mit einem Markteintritt der Biomassemitverbrennung gerechnet werden.

■ Kraftstoffe aus Algen

Algen (z. B. Mikro-Algen) beziehungsweise deren Stoffwechselprodukte (z. B. Öl) könnten zukünftig auch als Rohstoff beziehungsweise als eine Erweiterung der Rohstoffbasis in den verschiedensten Konversionspfaden (z. B. HVO/HEFA) eingesetzt werden. Die industrielle Produktion und Wettbewerbsfähigkeit von Algenkraftstoffen ist derzeit nicht in Sicht, wird jedoch in Modellvorhaben¹¹ erprobt. Ein Markt könnte der Flugverkehr (z. B. HEFA-Kerosin aus Algenbiomasse) sein.

■ Bioethanol aus Zuckerrohr

Die Konversionsroute „Bioethanol aus Zuckerrohr“ wurde, da der Rohstoff und die Konversionstechnologie für Deutschland nicht relevant, nicht explizit betrachtet. Als Importoption könnte Zuckerrohrethanol je nach Ausgestaltung der Marktbedingungen jedoch Kostenvorteile bringen.

■ Bio-GtL

Die Einzelkomponenten zur Produktion von flüssigen Kraftstoffen aus Biogas bzw. Biomethan (gas to liquid) sind grundsätzlich verfügbar, bisher jedoch nur für Erdgas umgesetzt. Hierbei kann das zu Biomethan aufbereitete Biogas mittels partieller Oxidation oder Dampfreformierung in ein Synthesegas und anschließend mittels Fischer-Tropsch-Synthese in ein Kraftstoffgemisch überführt werden.

¹¹ z. B. Projekt „AUFWIND“ (<http://energiepflanzen.fnr.de/projekte/algen/aufwind/>)

Digression 3: Conversion pathways not taken into consideration

The following conversion pathways and specific sub-processes have not been explicitly taken into consideration in this publication owing to their limited relevance in Germany or their relatively low level of technological development.

■ Biomass co-combustion in coal-fired power stations

In principle, biomass can be combusted in coal-fired power stations with a relatively high degree of efficiency. Although coal based power stations are of particular importance to Germany, co-combustion within such plants is not seen as a viable option. The phasing out of coal as a source of electricity generation can make an important contribution to the achievement of climate targets. For these reasons, co-combustion is seen as an option with limited future prospects. Therefore it can be seen at best as a bridging technology. When prices for CO₂ emissions certificates rise above 30 Euro per tonne, it can be expected that biomass co-combustion will enter the market.

■ Algal biofuels

In the future it will be possible to use algae (e.g. micro-algae) or their metabolic products (e.g. oil) as feedstocks or for enlarging the feedstock basis in a broad variety of conversion pathways (e.g. HVO/ HEFA). The industrial production and commercial viability of algal biofuels is, however, not yet in sight, although model projects¹¹ are in the trial phase. One possible market might be aviation (e.g. HEFA kerosene manufactured from algal biomass).

■ Bioethanol from sugar cane

The conversion route “Bioethanol from sugar cane” has not been explicitly considered here, since it is not a relevant feedstock or technology option to Germany. However, sugar cane ethanol as a biofuel import option could bring certain cost benefits, depending on market developments.

■ Bio-GtL

The technical components for producing liquid fuels from biogas / biomethane (gas to liquid) are principally available; however, to date it has only been implemented using natural gas. Biogas which has been processed into biomethane could be converted into synthetic gas by means of partial oxidation or steam reforming and then converted into fuel using the Fischer-Tropsch process.

¹¹ e.g. project „AUFWIND“ (<http://energiepflanzen.fnr.de/projekte/algen/aufwind/>)

■ Bio-CCS

Im Rahmen z. B. der IPCC Berichterstattung (IPCC 2014) wird die Abscheidung von CO₂ über Biomasse als eine zukünftige Option gesehen, die Treibhausgasemissionen langfristig zu senken. Hier besteht jedoch eine Unsicherheit bezüglich sowohl der technischen als auch der wirtschaftlichen Potenziale. Denkbar wäre zum Beispiel die Verpressung und Speicherung (carbon capture and storage - CCS) des in Biogasaufbereitungsanlagen abgetrennten CO₂ im geologischen Untergrund oder aber auch die industrielle Nutzung des CO₂ zum Beispiel als konzentrierte CO₂-Quelle für Power to Gas.

■ Torrefizierung

Torrefizierte Biomasse ist ein durch Torrefizierung von Biomasse hergestellter biogener Festbrennstoff (DIN EN ISO 16559). Bei der Torrefizierung als ein milder Pyrolyseprozess werden unter sauerstoffarmer Umgebung oder Luftabschluss und Hitze (ca. 200 bis 300 °C) leicht flüchtige Bestandteile und Wasser der Biomasse ausgetrieben. Unter derartigen Bedingungen wird Biomasse zum Beispiel in eine Zwischenstufe zwischen Holz und Holzkohle umgewandelt (vgl. Koppejan et al. 2012). Die Torrefizierung von bisher vor allem Holz hat eine Reihe positiver Effekte wie die Erhöhung der Lagerfähigkeit und Transportwürdigkeit, eine erhöhte Wasserresistenz, die Erhöhung der Energiedichte (als Pellets) und der Verbesserung der Mahlbarkeit zum Beispiel für den Einsatz zur Mitverbrennung in Kohlekraftwerken.

■ HTP (hydrothermale Prozesse: HTC, HTL, HTG)

Mit Hilfe hydrothormaler Prozesse können Energieträger (Gas, flüssiges Kohlenwasserstoffgemisch, Festbrennstoffe) aus verschiedensten Biomassen (u. a. biogene Reststoffe, Klärschlamm, Algen) gewonnen werden. Dabei wird die gesamte Biomasse in einem Druckreaktor mit Hilfe von Wasser umgewandelt. In Abhängigkeit der Prozessparameter ist das Hauptprodukt ein Feststoff (Hydrothermale Carbonisierung, HTC), eine Flüssigkeit (Hydrothermale Verflüssigung, HTL) oder ein Gas (Hydrothermale Vergasung, HTG). Diese Zwischenprodukte können dann zum Beispiel verbrannt (KWK) oder zu Kraftstoffen weiterverarbeitet werden. Insbesondere HTC könnte eine Anwendung in kleinskaligen Verwertungskonzepten zum Beispiel in dezentralen Abwasserbehandlungsanlagen oder in kommunalen Abfallverwertungssystemen finden. Die genannten Verfahren befinden sich derzeit in der Entwicklung (HTL, HTG) bzw. Demonstration (HTC).

■ Bio-CCS

The capture of CO₂ (carbon capture and storage - CCS) derived from biomass is regarded as a future option for reducing greenhouse gas emissions over the long term (IPCC 2014). However, there is uncertainty with regards to the technical and economic potentials of this process. It might, for example, be feasible to compress and store CO₂ captured from biogas processing plants in underground caverns or to utilise the CO₂ in industry, for instance as a concentrated source of CO₂ for Power to Gas.

■ Torrefaction

Torrefied biomass is a biogenic solid fuel produced by the torrefaction of biomass (DIN EN ISO 16559). Torrefaction is a mild form of pyrolysis carried out in a low oxygen environment or in the absence of air and uses heat (approx. 200 bis 300 °C), whereby volatile components and water are removed from the biomass. Under such conditions, biomass is converted into an interim product between wood and charcoal, cf. (Koppejan et al. 2012). So far, torrefaction has been applied primarily with wood and has brought about a number of positive effects: such as increasing the product's storage suitability and transportability, its resistance to water, the improvement of energy density (in the form of pellets) and enhanced grindability, for example for co-combustion in coal-fired power stations.

■ HTP (Hydrothermal processes: HTC, HTL, HTG)

By means of hydrothermal processes, energy sources (gas, liquid hydrocarbon mixtures, solid fuels) from various types of biomass (biogenic residues, sewage sludge, algae) can be obtained. The entire biomass is converted in a pressurised reactor by means of water. Depending on the process conditions applied to the biomass, the main product will either be a solid material (Hydrothermal carbonisation, HTC), a liquid (Hydrothermal liquefaction, HTL) or a gas (Hydrothermal gasification, HTG). These interim products can then be combusted (CHP) or processed into biofuels. HTC, in particular, could be used in small-scale processing plants, for example in decentralised wastewater treatment plants or municipal waste processing systems. The processes mentioned are currently being developed (HTL, HTG) or demonstrated (HTC).

The background image shows an industrial plant with large, curved pipes and cylindrical tanks. The sky is a deep blue with some clouds. The foreground features a blue metal railing and a walkway with a metal grate floor.

Technologie-Steckbriefe

Technology profiles

Die Steckbriefe auf den folgenden Seiten erlauben eine Einordnung der einzelnen Technologien, Technologie-Cluster und entsprechender Modellfälle anhand von möglichst vergleichbaren Schlüsselparametern. Eine Sortierung erfolgte rohstoff- und endnutzungsunspezifisch anhand der Konversionssysteme

- 1) anaerobe Vergärung,
- 2) alkoholische Fermentation,
- 3) Umesterung & Hydroprocessing,
- 4) Verbrennung und
- 5) Vergasung.

Die Daten und Ausführungen in den Steckbriefen beruhen, wenn nicht anders angegeben, auf DBFZ-eigenen Annahmen bzw. eigenen Berechnungen¹². Als Dezimaltrennzeichen wird das Komma in den folgenden Tabellen verwendet.

The profiles on the following pages enable the individual technologies, technology clusters and relevant model cases to be categorised in accordance with key parameters which are, as far as possible, comparable. They have been sorted, irrespective of feedstock and end-use, according to the conversion systems

- 1) anaerobic digestion,
- 2) alcoholic fermentation,
- 3) transesterification & hydroprocessing,
- 4) combustion and
- 5) gasification.

The data and information in the technology profiles are based on DBFZ own assumptions / calculations¹² if not referenced explicitly. As a decimal mark in the following tables the comma is used.

¹² u.a. Adler et al. 2014; Arnold et al. 2006; Asadi 2006; Büchner & Lenz 2012; DEPV 2013; Dodic et al.2009; EEG-Monitoring 2015; FNR 2009; FNR 2010; FNR 2013; Gröngröft et al. 2013; Halleux et al. 2008; Hamelinck & Faaij 2002; Herdin 2009; IAI 2014; Keil et al. o. J.; Klemm 2012; Krajnc & Glavic 2009; Kunde 2009; Landälvs 2013; Leible et al. 2007; Moser 2009; Müller-Langer 2012; Naumann et al. 2014; Petersen et al.2002; Rönsch 2011; Rönsch & Ortwein 2011; Scheffelowitz et al. 2013, 2014, 2014, 2015; Schneider & Schüßler 2012; Skarlis et al. 2012; Thomas 2011; Thrän et al. 2010, 2011; Zeller et al. 2012; Zeymer et al. 2012, 2013



Anaerobe Vergärung

Anaerobic digestion

Biogasanlage < 150 kW

Die kleinen, landwirtschaftlichen Biogasanlagen sind in der Regel güllebasiert. Zum Teil werden neben landwirtschaftlichen Reststoffen geringe Anteile an Energiepflanzen (Maissilage) eingesetzt. Eine Erweiterung der Substratbasis durch Agrarumweltmaßnahmen oder betriebliche Spezialisierungseffekte (Futterreste) ist möglich. Die Anlagenkonfiguration ist einfach. Das erzeugte Biogas wird in einem BHKW verstromt, die Wärme (KWK) wird zu einem größeren Anteil (bis zu 60 %) für den Prozeß genutzt. Die Gärreste werden als Dünger verwendet. Aufgrund der geringen Größe sind die Investitionen bezogen auf die Kilowattstunde Strom verhältnismäßig hoch und damit auch die Stromgestehungskosten. Durch integrierte Konzepte (Nutzung bestehender Güllelager, Integration in Stallneubau, Entwicklung einfacher Fertigbauanlagen) und vor allem durch Einführung effizienter Brennstoffzellentechnologie können die spezifischen Investitionen gesenkt werden.

Biogas plant < 150 kW

Small agricultural biogas plants are usually based on liquid manure. In some cases, small proportions of energy crops (maize silage) are used alongside agricultural residues. Expansion of the substrate base by agri-environmental measures or operational specialisation effects (feed remains) is possible. Plant configuration is simple. The biogas produced is used to generate electricity in a cogeneration plant, and most of the heat (up to 60 %) is used for the CHP process. The fermentation residues are used as fertiliser. Owing to their small size, investment per kilowatt-hour of electricity produced is relatively high and thus the levelised cost of energy is also high. Through integrated concepts (use of existing liquid manure storage tanks, integration into newly constructed agricultural buildings, development of simple prefabricated plants) and the introduction of more efficient fuel cell technology, it is possible to reduce the specific investments.

Biogasanlage < 150 kW

Biogas plant < 150 kW

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo			2013	
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	ca. 1 500 ⁴	
Installierte Leistung Installed capacity		GW	0,151	
Nettostrom Net power production		PJ/a	4,11	
Nettowärme Net power production		PJ/a	21	
Cluster				
Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Anaerobe Vergärung organischer Substrate zu Biogas mit anschließender Reinigung und Verbrennung im BHKW Anaerobic digestion of organic substrates to produce biogas with subsequent processing and combustion in CHP units			
Prozesskette Process chain	Substratbereitstellung, anaerobe mikrobielle Vergärung zu Biogas und Gärrest, Entschwefelung, Trocknung, Verbrennung im Gasmotor oder Zündstrahler, Gärrestrückführung als Dünger Substrate provision, anaerobic microbial digestion to produce biogas and digestate, desulphurisation, drying, combustion in a gas- or dual-fuel engine, use of digestate as fertiliser			
Leistungsspektrum Power range	Biogas: einige kW _{el} bis 150 kW _{el} , Generatorleistung; im kleinen Leistungsbereich < 150 kW _{el} sind Anlagen um 75–100 kW _{el} typisch; die Auslegung der güllebasierten Anlagen ist maßgeblich am Gülleaufkommen vor Ort zu orientieren Biogas: several kW _{el} up to 150 kW _{el} generator capacity; in the small capacity range < 150 kW _{el} plants of up to 100 kW _{el} are typical; the design of liquid-manure based plants should be determined by the amount of liquid manure available locally			
Entwicklungsstand Stage of development	Ausgereifte, permanent weiterentwickelte, kommerziell breit verfügbare Technologie Mature, well-developed technology; widely commercially available			
Varianz der Technologie Technology variance	Hohe Varianz der Substrate und möglichen Nutzungsoptionen des Biogases High degree of variance in the substrates and potential utilisation of the biogas			
Modellparameter				
Model parameters				
Anlage				
Plant				
Ausstoß Production of	Strom Power	GJ/a	2 084	
Kapazität Capacity		MW	0,08	
Volllaststunden Full load hours		h/a	7 200	Kein flexibilisierter Betrieb angenommen (vergleichsweise hohe Kosten der Flexibilisierung), aber denkbar No flexibilised operation assumed (comparatively high costs of flexibilisation), but conceivable
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	
Inputs				
Stofflich Material	Gülle Manure 85 %	kg _{DM} /GJ _{out}	223	
	Grassilage Grass silage 10 %	kg _{DM} /GJ _{out}	103	
	Maissilage Maize silage 5 %	kg _{DM} /GJ _{out}	51	
Stofflich 2050 Material 2050	Gülle, Gras- & Maissilage Manure, grass & maize silage	kg _{DM} /GJ _{out}	211	Bei Ausbeutesteigerung (biochemisch) und Erhöhung elektrischer Wirkungsgrad (Brennstoffzelle) With increased yield (biochemical) and improvement of electrical efficiency (fuel cell)
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	31	Mögliche Reduktion (10 % auf < 6 % Eigenstrombedarf) auf 18 kWh _{el} /GJ _{out} Possible reduction (from 10 % to < 6 % inherent power consumption) to 18 kWh _{el} /GJ _{out}
	Wärme Heat	kWh _{th} /GJ _{out}	287	Hoher Eigenwärmebedarf (Wasseranteil Gülle), mögliche Reduktion (Wärmerückgewinnung) auf 230 kWh _{th} /GJ _{out} High heat demand of the system (water content), possible reduction (heat recovery) to 230 kWh _{th} /GJ _{out}

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Outputs				
Stofflich Material	Gärrückstände Anaerobic digestion residue	kg _{FW} /GJ _{out,el}	2 900	97 % des Gülleinput, 75 % des Maisinput 97 % of liquid manure input, 75 % of maize input
Energetisch Energetic	Strom Power	GJ _{out,el}	1	
	Wärme Heat	GJ _{out,th} /GJ _{out,el}	0,35	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency			0,83	BHKW Wirkungsgrad CHP plant efficiency
Elektrisch Electric		%	34	Effizienzsteigerungen im Bereich der biochemischen Konversion und v. a. der BHKW (Austausch im laufenden Betrieb); Brennstoffzelle ab 2030 beginnend im Praxiseinsatz (Technologiesprung) mit el. Wirkungsgraden von bis zu 50 % Efficiency improvements in the sphere of biochemical conversion and particularly of the CHP unit (exchange during running operation); fuel cell in practical use from 2030 (technological leap) with electrical efficiencies of up to 50 %
Thermisch Thermal		%	49	Effektive Wärmenutzung abhängig von Eigenwärmebedarf und Wärmenutzungskonzept Effective thermal utilisation dependent on the plant's own heat demand and thermal utilisation concept
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	7 000 000	
Lernrate Learning rate		%	5	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	52	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	16	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	32	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Elektrisch Electric		€/GJ	68,7	Entspricht etwa 24,7 ct/kWh Equivalent to approx. 24,7 ct/kWh
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	4	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Elektrisch Electric		€/GJ	65,8	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
<p>Potenziale für Nutzung von Gülle und Synergien zur Nutzung verfügbarer Reststoffe durch den Viehbestand sind gegeben; flexiblerer Einsatz verschiedener Substratsortimente als auch bei der Integration von KWK-Prozessen erkennbar; weitere Kostensenkungspotenziale (einfache Fertigbauanlagen, Baukastenlösung, Integration in Stallneubau) sind gezielt zu erschließen, Entwicklung und Einsatz von Brennstoffzellen zur weiteren Effizienzsteigerung wichtig.²</p> <p>Potentials for using liquid manure and synergies for utilising available residues exist thanks to large-scale livestock holdings; flexible use of different types of substrate and the integration of CHP processes discernible; further cost-cutting potentials (simple prefabricated plants, modular concept, integration into new buildings) should be purposefully explored; development and use of fuel cells for further efficiency enhancement important.²</p>				

¹ EEG-Monitoring (Datenbankauswertung Stand 05/2014) (DBFZ 2014)

² Thrän et al. 2010

Biogasanlage > 150 kW

Die Biogasanlagen mittlerer bis großer Anlagenleistung (im Schnitt ca. 500 kW_{el}) sind die häufigsten Anlagen in Deutschland. Bei überwiegender Einsatz von Energiepflanzen (deutlicher Maissilageanteil) mit Gülle wird das erzeugte Biogas in einem BHKW verstromt, der Strom in das Netz eingespeist und über das EEG vergütet. Die Wärme sollte zu einem hohen Anteil extern genutzt werden. Derzeit gibt es einen starken Trend, die mittelgroßen Anlagen für eine bedarfsgerechte Stromproduktion marktkompatibel auszurüsten. In der Langfristspektive kann der Trend, je nach Ausgestaltung der Rahmen- und Förderbedingungen, sowohl zu effizienteren, flexibel betriebenen Biogas-Vor-Ort-Verstromungsanlagen oder aber auch zu Biogasaufbereitungsanlagen (Biomethan) mit der Möglichkeit der Verstromung oder Nutzung als Kraftstoff führen.

Biogas plant > 150 kW

Biogas plants of medium to large scale capacity (on average approx. 500 kW_{el}) are the most common type of plant in Germany. Using primarily energy crops (with a significant proportion of maize silage) along with liquid manure, the biogas produced is converted into electricity and the electricity is fed into the grid, for which remuneration is received under the Renewable Energies Act (EEG). A large proportion of the heat ought to be used externally. There is currently a strong trend towards extending medium-sized plants for demand-driven electricity production in a way that is compatible with the market. In the long term, depending on the development of the general framework conditions and the funding opportunities available, this trend may lead both to more efficient, flexible local biogas power generation plants or to biogas processing plants (biomethane) which can be converted into electricity or used as fuel.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo			2013	
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	6 173 ¹	
Installierte Leistung Installed capacity		GW	3,25 ¹	
Nettostrom Net power production		PJ/a	87,5 ¹	
Nettowärme Net power production		PJ/a	42,5 ¹	
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Anaerobe Vergärung organischer Substrate zu Biogas mit anschließender Gasreinigung und Verbrennung in BHKW Anaerobic digestion of organic substrates to produce biogas with subsequent processing and combustion in CHP units			
Prozesskette Process chain	Substratbereitstellung, anaerobe mikrobielle Vergärung zu Biogas und Gärrest, Entschwefelung, Trocknung, Verbrennung in Gasmotor Substrate provision, anaerobic microbial digestion to produce biogas and fermentation residues, desulphurisation, drying, combustion in a gas engine			
Leistungsspektrum Power range	Einige kW _{el} bis 5 MW _{el} Generatorleistung ² Several kW _{el} up to 5 MW _{el} generator capacity ²			
Entwicklungsstand Stage of development	Ausgereifte, permanent weiterentwickelte, kommerziell breit verfügbare Technologie ² Mature, well-developed technology; widely commercially available ²			
Varianz der Technologie Technology variance	Hohe Varianz der Substrate und möglichen Nutzungsoptionen des Biogases Large variety of substrates and potential use of the biogas			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Strom Power	GJ/a	14 400	
Kapazität Capacity		MW	0,8	Flexibler Betrieb (entspricht 0,5 MW _{el} im Grundlastbetrieb mit 7 500 h) Flexible operation (corresponding to 0,5 MW _{el} in base load operation with 7 500 h)
Volllaststunden Full load hours		h/a	5 000	Häufig angenommenes Konzept ist der Betrieb mit doppelter Überbauung mit Kapazität von 1 MW _{el} mit ca. 4 000 h A frequently assumed concept is operation with a CHP capacity increase featuring a capacity of 1 MW _{el} in approx. 4 000 h
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Maisilage Maize silage 70 %	kg _{DM} /GJ _{out}	229	
	Gülle Liquid manure 20 %	kg _{DM} /GJ _{out}	17	
	Grassilage Grass silage 10 %	kg _{DM} /GJ _{out}	19	
Stofflich 2050 Material 2050	Gülle, Gras- & Mais- silage Liquid manure, grass & maize silage	kg _{DM} /GJ _{out}	141	Bei Ausbeutesteigerung (biochemischer Prozess) und Erhöhung elektrischer Wirkungsgrad (Brennstoffzelle) With increasing yield (biochemical process) and improvement of electrical efficiency (fuel cell)
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	31	
	Wärme Heat	kWh _{th} /GJ _{out}	77	
Outputs				
Stofflich Material	Gärrückstände Anaerobic digestion residue	kg _{FM} /GJ _{out,el}	780	Werden als Dünger auf die landwirtschaftlichen Nutzflächen zurückgeführt Are returned to agricultural land in the form of fertiliser
Energetisch Energetic	Strom Power	GJ _{out,el}	1	
	Wärme Heat	GJ _{out,th} /GJ _{out,el}	0,4	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency			83 %	BHKW Wirkungsgrad CHP plant efficiency
Elektrisch Electric		%	38	Effizienzsteigerungen im Bereich der biochemischen Konversion und v. a. der BHKW; Brennstoffzelle ab 2030 beginnend im Praxiseinsatz (Technologiesprung) mit el. Wirkungsgraden von bis zu 50 % Efficiency improvements in the field of biochemical conversion and particularly in CHP plants; fuel cells to start coming into use from 2030 (technology leap) with electrical efficiencies of up to 50 %
Thermisch Thermal		%	45	Effektive Wärmenutzung abhängig von Eigenwärmebedarf und Wärmenutzungskonzept Efficient use of heat depending on the thermal requirements of the plant itself and the heat utilisation concept
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	5 250 000	Inkl. Überbauung BHKW Incl. capacity increase due to lower CHP full load hours
Lernrate Learning rate		%	5	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	33	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	20	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	47	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Elektrisch Electric		€/GJ	60	Kostensteigerung für flexiblen Betrieb ca. 2 ct/kWh (ca. 7 €/GJ) Increased costs for flexible operations approx. 2 ct/kWh (approx. 7 €/GJ)
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	6	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Elektrisch Electric		€/GJ	56,5	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Flexibler Einsatz verschiedener Substratsortimente als auch flexibler Anlagenbetrieb erkennbar; Entwicklung und Einsatz von Brennstoffzellen zur weiteren Effizienzsteigerung; je nach Rahmenbedingungen und Marktentwicklung werden größere Anlagen perspektivisch aufgerüstet zur Biogasaufbereitung und Biomethaneinspeisung. Langfristig wird sich ein flexibler Anlagenbetrieb von Biogasanlagen mit anderen Strombereitstellungs- und Ausgleichsoptionen messen müssen.				
More flexible use of different assorted substrates and flexible plant operation discernible; development and use of fuel cells for further enhancement of efficiency; depending on the framework conditions and the development of the market, larger plants may be expanded for biogas processing and biomethane feed-in in the future. In the long-term, flexible operation of biogas plants will have to compete with other electricity supply and compensation options.				

¹ EEG-Monitoring (Datenbankauswertung Stand 05/2014) (DBFZ 2014)

² Thrän et al. 2010

Biomethananlage (KWK)

Die Biogasproduktion, die Aufbereitung mittels verschiedener Verfahren zu Biomethan und die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz sind etablierte Verfahren und Stand der Technik. Das auf Erdgasqualität aufbereitete Biomethan wird zumeist über Bilanzierungs- und Handelssysteme in Verkehr gebracht. Der überwiegende Teil des eingespeisten Biomethans wird im KWK-Bereich eingesetzt, da hier zum einen eine Vergütung des Stromes über das EEG erfolgte und zum anderen durch die Entkopplung von Produktion und Verbrauch ein hoher Wärmenutzungsgrad sichergestellt ist. Die Bereitstellungskosten von Biomethan liegen derzeit über den Kosten für Erdgas(-importe). Die zukünftigen Rahmenbedingungen werden daher entscheiden, ob und in welchem Umfang Biomethan als hochwertiger, flexibler Energieträger bereitgestellt und genutzt wird. Der internationale Handel (vgl. Thrän et al. 2014) bietet hier perspektivisch Chancen innerhalb der EU. Der hier beschriebene Modellfall bildet die Bereitstellungskette vom Rohstoff bis zur Verstromung des Biomethan im BHKW ab. Der Prozess bis zum Biomethan entspricht dem Modellfall "Biomethan als Kraftstoff".

Biomethane plant (CHP)

Biogas production, processing of biogas using different procedures to produce biomethane with natural gas quality and subsequent feed-in into the natural gas grid are well-established processes and state-of-the-art. After being processed to natural gas quality, the biomethane is mostly brought onto the market via accounting and trading systems. The greater part of the biomethane fed into the supply network is used in cogeneration, since, for one thing, the electricity is remunerated via the Renewable Energies Act and also because a high degree of thermal efficiency is guaranteed through the decoupling of production and consumption. The costs of producing biomethane are currently higher than the costs for (imported) natural gas. The future general framework conditions will therefore be decisive in determining whether and to what extent biomethane, as a high-quality, flexible source of energy, is produced and utilised. International trade (cf. Thrän et al. 2014) will offer marketing opportunities within the EU over the long term. The model case described here shows supply chain from feedstock to electricity production for biomethane in a CHP plant. The process for producing biomethane corresponds to the model case „Biomethane as fuel“.



		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo			2013	
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	144 ⁴	Alle Biogasaufbereitungsanlagen; davon speisen alle außer zwei das Biomethan in das Gasnetz ein. Die Nutzung erfolgt überwiegend im KWK-Bereich (ca. 60–80 %) in einer Vielzahl kleinerer BHKW und als Kraftstoff. Anzahl der Biomethan-BHKW in Deutschland wird auf ca. 400 bis 500 Anlagen mit etwa 200 bis 250 MW _{el} geschätzt (Stand 2013); nach aktuellem Kenntnisstand ca. 1 300–1 400 BHKW-Standorte mit rd. 330 MW _{el} (EEG Monitoring Bericht Stand 7/2015) All biogas processing plants; of these, all but 2 feed biomethane into the gas supply network; Utilisation is mostly (approx. 60–80 %) in the cogeneration field in a large number of small CHP units and as fuel. The number of biomethane CHP plants in Germany is estimated to be about 400 to 500 plants generating around 200 to 250 MW _{el} (as at 2013); According to currently available information, approx. 1 300–1 400 CHP plant installations generating around 330 MW _{el} (EEG monthly report, as at 7/2015)
Installierte Leistung Installed capacity		GW	0,3 ¹	Biomethan Äquivalenzleistung in GW _{el} (bezogen auf die Biomethanmenge für KWK-Anwendungen) Biomethane equivalence capacity in GW _{el} (in relation to the quantity of biomethane for cogeneration applications)
Nettostrom Net power production		PJ/a	5,4 ^{1,2}	Anzahl der Biomethan-BHKW in Deutschland wird auf ca. 400 bis 500 Anlagen mit etwa 200 bis 250 MW _{el} geschätzt (Stand 2013); nach aktuellem Kenntnisstand ca. 1 300–1 400 BHKW-Standorte mit rd. 330 MW _{el} (EEG Mon. Bericht Stand 7/2015) The number of biomethane CHP units in Germany is estimated at around 400 to 500 plants generating approx. 200 to 250 MW _{el} (as at 2013); According to current information there are approx. 1 300–1 400 CHP plant installations generating around 330 MW _{el} (EEG monthly report as at 7/2015)
Nettowärme Net power production		PJ/a	6,12 ¹	
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Anaerobe Vergärung organischer Substrate zu Biogas mit anschließender Aufbereitung zu Biomethan in Erdgasqualität und Einspeisung in das Erdgasnetz, Verstromung des Biomethan im BHKW Anaerobic digestion of organic substrates to produce biogas with subsequent processing to produce bio methane with natural gas quality for feeding into the natural gas supply grid, production of electricity from biomethane in CHP plants			
Prozesskette Process chain	Substrataufbereitung, anaerobe mikrobielle Vergärung zu Biogas und Gärrest, (Fein-) Entschwefelung, Trocknung, Gastrennung, Konditionierung, Verdichtung, Einspeisung Substrate processing, anaerobic microbial digestion to produce biogas and fermentation residues, (fine) desulphurisation, drying, gas separation, conditioning, compression, feeding in			
Leistungsspektrum Power range	Ca. 1–10 MW (Äquivalenzleistung) Biogasaufbereitungsanlage zu Biomethan (ca. 800 000–7 800 000 m ³ /a), große Bandbreite an mit Biomethan betriebenen BHKW (üblicherweise von 10–1 000 kW _{el}) ³ approx. 1–10 MW (equivalence capacity) biogas processing plant for producing biomethane (approx. 800 000–7 800 000 m ³ /a), wide range of biomethane CHP plants (usually 10–1 000 kW _{el}) ³			
Entwicklungsstand Stage of development	Erprobte Technologie und seit einigen Jahren kommerziell verfügbar ³ Tested technology which has been commercially available for the past few years ³			
Varianz der Technologie Technology variance	Hohe Varianz der Substrate und möglichen Nutzungsoportunität des Biomethans Wide variety of substrates and possible opportunities for utilisation of the biomethane			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Strom Power	GJ/a	78 700	
Kapazität Capacity		MW	4,40	Dies können auch mehrere kleinere BHKW sein; entspricht etwa der Gasleistung der 7 MW Biogas(aufbereitungs)anlage bei flexibilisiertem Betrieb; Biomethanproduktion und Biomethan-nutzung im BHKW sind in der Praxis in der Regel räumlich und zeitlich entkoppelt These can also be several smaller CHP units; corresponds approximately to the gas capacity of the 7 MW biogas (processing) plant with flexiblised operation; in practice, biomethane production and biomethane utilisation in the CHP unit are generally spatially and temporally decoupled
Volllaststunden Full load hours		h/a	5 000	Flexibilisierter Betrieb; größere Schwankungsbreiten in der Praxis je nach Anlagenauslegung und Geschäftsmodell aufgrund von z. B. Restriktionen seitens der Wärmenutzung Flexiblised operation; fairly large fluctuation margins in practice, depending on plant design and business model, for example owing to restrictions regarding thermal utilisation
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

¹ EEG-Monitoring (Datenbankauswertung Stand 05/2014) (DBFZ 2014)

² Scheffelowitz 2014

³ Thrän et al. 2010

⁴ FNR 2014

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Maissilage Maize silage 85 %	kg _{DM} /GJ _{out}	276	
	Gülle Liquid manure 5 %	kg _{DM} /GJ _{out}		
	Ganzpflanzensilage whole crop silage 15 %	kg _{DM} /GJ _{out}		
Stofflich 2050 Material 2050	Gülle, Gras- & Mais- silage Liquid manure, grass & maize silage	kg _{DM} /GJ _{out}	147	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	68	
	Wärme Heat	kWh _{th} /GJ _{out}	83	
Outputs				
Stofflich Material	Gärrückstände Anaerobic digestion residue	kg _{FM} /GJ _{out}	295	
Energetisch Energetic	Strom Power	GJ _{out}	1,00	
	Wärme Heat	GJ _{out,th} /GJ _{out,el}	0,94	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency			83 %	BHKW Wirkungsgrad CHP plant efficiency
Elektrisch Electric		%	38	Effizienzsteigerungen im Bereich der biochemischen Konversion und v. a. der BHKW; Brennstoffzelle ab 2030 beginnend im Praxiseinsatz (Technologiesprung) mit el. Wirkungsgraden von bis zu 50 %; Gesamtkonversionsgrade Biomasse-Strom von bis zu 40 % erreichbar Efficiency improvements in the field of biochemical conversion and particularly in CHP plants; fuel cells to start coming into use from 2030 (technology leap) with electrical efficiencies of up to 50 %; overall biomass to electricity conversion rates of up to 40 % achievable
Thermisch Thermal		%	45	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{esp}	4 500 000	Bezogen auf MW _{el} In relation to MW _{el}
Lernrate Learning rate		%	5	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	33	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	23	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	44	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Elektrisch Electric		€/GJ	78,0	Bereitstellungskosten von Biomethan aus Energiepflanzen liegen derzeit zwischen ca. 6,5 und 8,5 ct/kWh _{th} (frei Gasnetz, d. h. ohne Transport, Handel und Bilanzierung) und können zur ökonomischen Betrachtung alternativ als Biomethanbezugspreise für den Betrieb des BHKW angesetzt werden ⁴ Costs for producing biomethane from energy crops are currently between approx. 6,5 und 8,5 ct/kWh _{th} (free gas grid, i.e. not including transport, trade and accounting) and can be used in economic assessments as an alternative to biomethane subscription prices for the operation of CHP units ⁴
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	10	Höhere Wärmeerlöse möglich Higher revenues from the sale of heat possible
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Elektrisch Electric		€/GJ	70,0	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
<p>Weitere Effizienzsteigerungen im Bereich der biochemischen Konversion und insbesondere der Verstromung (Brennstoffzelle) sind zu erwarten. Die Produktion des Energieträgers Biomethan bietet ein hohes Maß an Flexibilität sowohl der Rohstoffbasis als auch der Nutzungsoptionen. Biomethan bietet die Möglichkeit eines sehr flexiblen Einsatzes. Im KWK-Bereich sind je nach Anlagenkonzept gezielt die Wärmesenken zu erschließen und die Möglichkeiten eines netzdienlichen Betriebes zu nutzen. Die Wirtschaftlichkeit von Biomethan hängt mittelfristig von stabilen Rahmenbedingungen für Produktion von Biomethan im Zusammenhang mit den Absatzmöglichkeiten (KWK-Markt, Wärme- und Kraftstoffmarkt) ab.</p> <p>Further improvements in efficiency are to be expected in the sphere of biochemical conversion and particularly in electricity production (fuel cells). The production of biomethane as an energy source offers a high degree of flexibility, both in terms of the feedstock base and as regards utilisation options. Biomethane has the advantage of very flexible use. In the cogeneration field, depending on the design, efforts should be made to take advantage of heatsinks and utilise the opportunities for grid-beneficial operation. The commercial viability of biomethane will depend in the medium term on stable framework conditions for the production of biomethane along with marketing opportunities (cogeneration market, heat and fuel market).</p>				



Biomethananlage (Kraftstoff)

Die Verfahren der Biomethanproduktion und dessen Nutzung als Kraftstoff sind etabliert. Es werden überwiegend Energiepflanzen (hoher Maisanteil) eingesetzt. Verschiedene Aufbereitungsverfahren (Aminwäsche, Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption, Polyglykolwäsche, Membrantrennverfahren) bereiten das Biogas auf Erdgasqualität auf. Neben der Nutzung des Biomethans zur Stromerzeugung oder als Beimischungsprodukt im Wärmemarkt besteht die Möglichkeit der Nutzung in Erdgasfahrzeugen und damit einer Anrechnung auf die Biokraftstoffquote. Aufgrund der vergleichsweise hohen Bereitstellungskosten von Biomethan gegenüber Erdgas und des langsamen Ausbaus der Erdgasfahrzeugflotte und Tankstelleninfrastruktur sind derzeit die für einen Ausbau notwendigen Anreize gering. Die zukünftigen Rahmenbedingungen werden daher entscheiden, ob und in welchem Umfang Biomethan im Verkehrssektor eingesetzt wird. Der internationale Handel (vgl. Thrän et al. 2014) bietet hier perspektivisch Vermarktungschancen innerhalb der EU.

Biomethane plant (fuel)

The processes to produce biomethane and the utilisation as fuel are state-of-the-art. Mainly energy crops with a high proportion of maize are used. Various processing methods (amine scrubbing, high-pressure water scrubbing, pressure swing adsorption, polyglycol scrubbing, membrane separation technology) process the biogas to natural gas quality. Besides the use of biomethane for electricity generation or as an admixture product for natural gas in the heating market, biomethane can also be used in natural gas-powered vehicles to fulfill the biofuel quota. However, the costs of producing biomethane are currently higher than the costs for natural gas and there is a slow development of the number of natural gas vehicles and filling station infrastructure. The current attraction for a further expansion is therefore low. The future general framework conditions will be decisive in determining whether and to what extent biomethane will be utilised, especially in the transport sector. International trade (cf. Thrän et al. 2014) will offer marketing opportunities within the EU over the long term.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo			2013	
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	144 ¹	Alle Biogasaufbereitungsanlagen; davon speisen alle außer zwei das Biomethan in das Gasnetz ein; die Nutzung erfolgt überwiegend im KWK-Bereich (ca. 60-80 %) und als Kraftstoff All biogas processing plants; of these, all but 2 feed biomethane into the gas supply network; Utilisation is mostly (approx. 80 %) in the cogeneration field, in numerous small CHP plants, and as fuel
Installierte Leistung Installed capacity		GW	0,31 ¹	Biomethan Äquivalenzleistung in GW _{el} (bezogen auf die Biomethanmenge für KWK-Anwendungen) Biomethane equivalence capacity in GW _{el} (in relation to the quantity of biomethane for CHP applications)
Nettokraftstoff Net fuel production		PJ/a	0,942 ²	
Cluster				
Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Anaerobe Vergärung organischer Substrate zu Biogas mit anschließender Aufbereitung zu Biomethan in Erdgasqualität und Einspeisung in das Erdgasnetz Anaerobic digestion of organic substrates to produce biogas with subsequent processing to produce biomethane with natural gas quality for feeding into the natural gas supply network			
Prozesskette Process chain	Substrataufbereitstellung, anaerobe mikrobielle Vergärung zu Biogas und Gärrest, (Fein-) Entschwefelung, Trocknung, Gastrennung, Konditionierung, Verdichtung, Einspeisung; häufigste Aufbereitungsverfahren in Deutschland sind Aminwäsche, Druckwasserwäsche (DWW) sowie Druckwechselsorption (PSA) Substrate provision, anaerobic microbial digestion to produce biogas and fermentation residues, (fine) desulphurisation, drying, gas separation, conditioning, compression, feed-in; most frequently used processing methods in Germany are amine scrubbing, high-pressure water scrubbing (HPWS) and pressure swing adsorption (PSA)			
Leistungsspektrum Power range	Ca. 1–10 MW Biogasaufbereitungsanlage zu Biomethan (ca. 800 000–7 800 000 m ³ /a, i.N.); große Bandbreite an mit Biomethan betriebenen BHKW (Bandbreite 10 kW _{el} bis 5 MW _{el}) Approx. 1–10 MW biogas processing plant for producing biomethane (ca. 800 000–7 800 000 m ³ /a, i.N.); wide range of biomethane CHP plants (from 10 kW _{el} to 5 MW _{el})			
Entwicklungsstand Stage of development	Erprobte Technologie und seit einigen Jahren kommerziell verfügbar Tested technology, commercially available for several years now			
Varianz der Technologie Technology variance	Hohe Varianz der Substrate und möglichen Nutzungsoptionen des Biomethans Wide variety of substrates and possible opportunities for utilisation of the biomethane			
Modellparameter				
Model parameters				
Anlage				
Plant				
Ausstoß Production of	Biomethan Biomethane	GJ/a	206 820	
Kapazität Capacity		MW	7	
Volllaststunden Full load hours		h/a	8 400	Möglichst hohe Verfügbarkeit angestrebt; reale Auslastung der Biogasaufbereitungsanlagen derzeit ca. 60–70 % der Aufbereitungskapazität Efforts being made to achieve the highest possible degree of availability; actual utilisation of biogas processing plants currently approx. 60–70 % of processing capacity
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	
Inputs				
Stofflich Material	Maissilage Maize silage 85 %	kg _{DM} /GJ _{out}	229	
	Gülle Liquid manure 5 %	kg _{DM} /GJ _{out}	17	
	Ganzpflanzensilage GPS 15 % Whole crop silage WCS 15 %	kg _{DM} /GJ _{out}	19	
Stofflich 2050 Material 2050	Gülle, Gras- & Maissilage Liquid manure, grass & maize silage	kg _{DM} /GJ _{out}	141	Bei Ausbeutesteigerung (biochemischer Prozess) With increasing yield (biochemical process)
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	22	
	Wärme Heat	kWh _{th} /GJ _{out}	30	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Outputs				
Stofflich Material	Gärrückstände Anaerobic digestion residue	kg _{FM} /GJ _{out}	295	
Energetisch Energetic	Biomethan Biomethane	GJ _{out}	1	206 820
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Kraftstoff Fuel		%	56	Durch Prozessoptimierungen bis auf 70 % steigerbar May be increased to 70 % through optimisation of processes
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	1 700 000	
Lernrate Learning rate		%	5	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	27	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	28	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	45	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Elektrisch Electric		€/GJ	24,7	Bereitstellungskosten von Biomethan aus Energiepflanzen liegen zwischen ca. 6,5 und 9 ct/kWh _{HS} (frei Gasnetz, d.h. ohne Transport, Handel und Bilanzierung) Costs for producing biomethane from energy crops are between approx. 6,5 and 9 ct/kWh _{HS} (free gas grid, i.e. not including transport, trade and accounting)
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	0	Kein Erlös für Gärreste angenommen; Düngewirkung kann betriebswirtschaftlich berücksichtigt werden No revenues from fermentation residues assumed; fertilisation effects can be taken into account with regard to business management
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	24,7	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
<p>Weitere Effizienzsteigerungen im Bereich der biochemischen Konversion sind zu erwarten. Verfahren zur Produktion von flüssigen Kraftstoffen aus Biogas ("Bio-GTL": Überführung von Biomethan mittels partieller Oxidation oder Dampfreformierung in Synthesegas und anschließend mittels Fischer-Tropsch-Synthese in ein Kraftstoffgemisch) sind in der Erprobung. Die Produktion des Energieträgers Biomethan bietet ein hohes Maß an Flexibilität sowohl der Rohstoffbasis als auch der Nutzungsoptionen. Die Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff ist aufgrund des hohen Treibhausgasminderungspotenziales und insbesondere für abfall-basiertes Biomethan interessant (Doppelanrechnung). Die Umstellung von Vor-Ort-Verstromungsanlagen auf Biomethan bietet die Möglichkeit der Bereitstellung eines flexiblen Energieträgers und damit einer strategischen Reserve. Kostensenkungspotenziale sind weiter zu erschließen.</p> <p>Further enhancement of efficiency in the sphere of biochemical conversion to be expected. Processes for producing liquid fuels from biogas ("Bio-GTL": Conversion of biomethane into synthetic gas by means of partial oxidation or steam reforming, followed by conversion into a fuel blend by means of the Fischer-Tropsch process) are being tested. Production of biomethane as an energy source provides a high degree of flexibility both in terms of the feedstock base and also for other utilisation options. The marketing of biomethane as a fuel is promising, both owing to the high potential for greenhouse gas reductions and in particular for waste-based biomethane (double counting). The conversion of local electricity generating plants to biomethane offers the opportunity of providing a flexible energy source and hence a strategic reserve. Cost reduction potentials need to be pursued further.</p>				

¹ EEG-Monitoring (Datenbankauswertung Stand 05/2014) (DBFZ 2014)

² DENA (2013): Branchenbarometer Biomethan

Bioabfall

Die Vergärung von industriellen, kommunalen oder landwirtschaftlichen Reststoffen ist Stand der Technik. Die auf kommunalen Bioabfällen (Bio- und Grünabfälle aus getrennter Sammlung sowie Marktabfälle) basierenden Anlagen sind aufgrund der Substratbereitstellung in der Regel kleiner als 1MW_{el} . Diese Anlagen sind als kombinierte Entsorgungs-, Recycling (Nährstoffe und Humusprodukte) sowie Energieerzeugungsanlagen anzusehen. Daher sind die Investitionen durch den notwendigen Vorbehandlungsaufwand (mechanische Aufbereitung, Hygienisierung) der Substrate spezifisch höher als bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Das betrachtete Konzept der Bioabfallvergärung verwertet vorrangig Bioabfall und Grassilage als Co-Substrat. Das Biogas wird in einem BHKW verstromt. Der Wärme- und Strombedarf der Anlage ist vergleichsweise hoch. Die externe Wärmenutzung ist in der Regel gering. Derzeit werden aufgrund der Vergütungsstrukturen (EEG) Reststoffe bevorzugt auch als Rohstoffe für die Biokraftstoffproduktion eingesetzt.

Biowaste

The fermentation of industrial, municipal and agricultural residues is state-of-the-art. Owing to the substrate processed, plants based on residential organic waste (separately collected organic and green waste and market waste) are generally smaller than 1MW_{el} . Because of their character as combined waste management, recycling and energy provision plants, the investment costs are specifically higher than in the case of agricultural biogas plants owing to the substrate pre-treatment required (mechanical processing, sanitisation). The concept of organic waste digestion considered here primarily uses organic waste and grass silage as a co-substrate. The biogas is converted into electricity in a CHP plant. The heat and electricity requirements of the plant are relatively high. The external heat utilisation is generally low. At present, owing to the current tariff structures under the Renewable Energies Act (EEG), residues are also preferentially used as feedstocks for biofuel production.



		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	59 ¹	Bioabfallvergärungsanlagen in denen ausschließlich oder überwiegend Bioabfälle gemäß § 27a EEG 2012 eingesetzt werden; insgesamt ca. 130 Abfallvergärungsanlagen, die ausschließlich oder überwiegend Abfälle vergären Organic waste fermentation plants in which only or primarily organic waste as defined in section 27a of the Renewable Energies Act (EEG) 2012 is used; in total approx. 130 waste fermentation plants exclusively or primarily fermenting waste
Installierte Leistung Installed capacity		GW	0,05 ¹	
Nettostrom Net power production		PJ/a	1,36 ²	
Nettowärme Net heat production		PJ/a	0,66 ¹	
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Anaerobe Vergärung von organischem Bioabfall und Grassilage zu Biogas mit anschließender Gasreinigung und Verbrennung in BHKW Anaerobic digestion of organic waste and grass silage to produce biogas with subsequent processing and combustion in CHP plants			
Prozesskette Process chain	Substratbereitstellung, anaerobe mikrobielle Vergärung zu Biogas und Gärrest, Entschwefelung, Trocknung, Verbrennung im Gasmotor Substrate provision, anaerobic microbial fermentation to produce biogas and fermentation residues, desulphurisation, drying, gas separation, conditioning, combustion in a gas engine			
Leistungsspektrum Power range	Durchschnittliche Leistungsgröße etwa 500–1 000 kW _{el} ; kleinere Trockenfermentationsanlagen sind möglich, durchschnittliche Anlagengrößere von neuen Anlagen (2012–2014) ca. 840 kW _{el} ² Average capacity approx. 500–1 000 kW _{el} ; Smaller dry fermentation plants are possible, average capacity of new plants (2012–2014) approx. 840 kW _{el} ²			
Entwicklungsstand Stage of development	Ausgereifte, permanent weiterentwickelte, kommerziell breit verfügbare Technologie ² Mature, constantly developing technology which is commercially widely available ²			
Varianz der Technologie Technology variance	Hohe Varianz der Substrate und möglichen Nutzungsoptionen des Biogases Wide variety of substrates and possible opportunities for utilisation of the biogas			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Strom Power	GJ/a	21 780	
Kapazität Capacity		MW _{el}	1,10	Flexibilisierter Betrieb mit Überbauung (install. Leistung ohne Überbauung für Flexibilisierung = 0,8 MW _{el}) Flexibilised operation with a CHP capacity increase (installed capacity = 0,8 MW _{el})
Volllaststunden Full load hours		h/a	5 500	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	



Biowaste plant in Melchin, photo: SARIA A/S GmbH & Co. KG

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Bioabfall (90 %) + Grassilage (10 %) Organic waste (90 %) + grass silage (10 %)	kg _{DM} /GJ _{out}	278	
Stofflich 2050 Material 2050	Bioabfall + Grassilage Organic waste + grass silage	kg _{DM} /GJ _{out}	148	Bei Ausbeutesteigerung (biochemisch) und Erhöhung elektrischer Wirkungsgrad (Brennstoffzelle) With increasing yield (biochemical process) and improvement of electrical efficiency (fuel cell)
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	49	Reduktion auf 30 kWh _{el} /GJ _{out} möglich Reduction to 30 kWh _{el} /GJ _{out} possible
	Wärme Heat	kWh _{th} /GJ _{out}	99	Reduktion auf 75 kWh _{th} /GJ _{out} Reduction to 75 kWh _{th} /GJ _{out}
Outputs				
Stofflich Material	Gärrückstände Anaerobic digestion residue	kg _{FM} /GJ _{out}	886	
Energetisch Energetic	Strom Power	GJ _{out}	1,00	
	Wärme Heat	GJ _{out,th} / GJ _{out,el}	0,21	20 % externe Wärmenutzung angenommen 20 % external heat utilisation assumed
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency			83 %	BHKW Wirkungsgrad CHP plant efficiency
Elektrisch Electric		%	38	Effizienzsteigerungen im Bereich der biochemischen Konversion und v.a. der BHKW; Brennstoffzelle ab 2030 beginnend im Praxiseinsatz (Technologiesprung) mit el. Wirkungsgraden von bis zu 50 % Efficiency improvements in the field of biochemical conversion and particularly in CHP plants; fuel cells to start coming into use from 2030 (technology leap) with electrical efficiencies of up to 50 %; overall biomass to electricity conversion rates of up to 50 % achievable
Thermisch Thermal		%	45	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	8 750 000	Gesamtanlagenkosten von etwa 9,5 Mio. € Total plant costs of approximately € 9,5 million
Lernrate Learning rate		%	5	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	64	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintainance costs		%	29	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	7	Substratkosten insb. für Bioabfall (ggfs. Entsorgungserlöse, Transport) sehr variabel Substrate costs, in particular for organic waste (where relevant: disposal revenues, transportation costs) highly variable
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Elektrisch Electric		€/GJ	82,7	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	2	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	81,0	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Zukünftig haben für die Entwicklung der Bioabfallvergärung die gesellschaftlichen Entwicklungen (z. B. demographischer Wandel) und die administrativen Auflagen (u.a. verpflichtende Einführung Biotonne) einen großen Einfluss. Ausbaupotenziale sind demnach gegeben, verglichen mit den landwirtschaftlichen Potenzialen aber auf einem geringeren Niveau. In future, the development of organic waste fermentation will be strongly influenced by social developments (e.g. demographic change) and administrative requirements (including the compulsory introduction of organic waste bins). There is therefore potential for expansion, but at a lower level than the potential available in agriculture.				

¹ EEG-Monitoring (Datenbankauswertung Stand 05/2014) (DBFZ (Hrsg. 2014)

² Thrän et al. 2010



Alkoholische Fermentation

Alcoholic fermentation

Ethanol aus Zucker

Derzeit werden pro Jahr etwa 1 Mio. t Ethanol in Deutschland eingesetzt. Das in Deutschland produzierte Bioethanol (ca. 0,7 Mio. t/a) wird zu etwa zwei Dritteln aus Stärke und etwa einem Drittel aus Zuckerrüben hergestellt. Zu einem geringen Anteil wird Ethanol aus Zuckerrohr oder Mais nach Deutschland importiert. Die alkoholische Fermentation aus Zucker (Zuckerrübe) ist Stand der Technik. Aufgrund des Transportaufwandes werden Rüben direkt im Anbaubereich verarbeitet. Dabei wird auf die Verarbeitungskapazitäten von Zuckerfabriken gesetzt, in denen Zuckersaft aus den Rüben hergestellt wird und Rübenschnitzel zurückbleiben. Der Zuckersaft wird dann durch Hefen weiter in Ethanol umgewandelt. Als Nebenprodukt fällt Vinasse an, die als Futtermittel, Dünger oder Biogassubstrat eingesetzt wird. Die Wettbewerbsfähigkeit der Anlagen ist stark von den Substratkosten und den Markterlösen (Zuckerproduktion, Biokraftstoffquoten) abhängig. Bioethanol ist ein weltweit gehandeltes Produkt.

Ethanol from sugar

Currently, around 1 million tonnes of ethanol are utilised per year in Germany. Of the bioethanol produced in Germany (approx. 0,7 million t/a), around two thirds is derived from starch and around one third from sugar beet. A small amount of ethanol derived from sugar cane or maize is imported to Germany. Alcoholic fermentation from sugar (sugar beet) is state-of-the-art. Owing to the cost of transportation, sugar beets are processed directly in the area where they are grown. The processing capacities of sugar factories are used, where syrup is produced from the beets and beet pulp remains. The syrup is then converted into ethanol using yeast. A by-product is vinasse, which is used as animal feed, fertiliser or biogas substrate. The commercial viability of the plants depends strongly on the substrate costs and the market revenues (sugar production, biofuel quotas). Bioethanol is a product that is traded worldwide.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	8	Alle Ethanolanlagen in Deutschland ¹ All ethanol plants in Germany ²
Nettokraftstoff Net fuel production		t	ca. 0,7 Mio.	2014; Verbrauch (ca. 1 Mio t/a) höher als Produktion (Importe) ¹ 2014; Consumption (approx. 1 million t/a) higher than production (imports) ¹
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Vergärung und Destillation von zuckerhaltiger Anbaubiomasse und Reststoffen zu Ethanol Fermentation and distillation of cultivated biomass and residual products containing sugar to produce ethanol			
Prozesskette Process chain	Zerkleinerung, Extraktion, Vergärung mittels Hefen, Destillation, Rektifikation, Vinasseverwertung (z. B. Eindampfung, Vergärung zu Biogas) ¹ Chopping, extraction, fermentation using yeasts, distillation, rectification, vinasse utilisation (e.g. evaporation, anaerobic digestion to produce biogas) ¹			
Leistungsspektrum Power range	40 000–100 000 t/a Ethanol ² 40 000–100 000 t/a ethanol ²			
Entwicklungsstand Stage of development	Kommerzielle Anlagen in Betrieb ¹ Commercial plants in operation ¹			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Ethanol	GJ/a	2 742 090	
Kapazität Capacity	Ethanol	MW	93,00	
Volllaststunden Full load hours		h/a	8 200	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Zuckerrübe Sugar beet	kg _{DM} /GJ _{out}	103	
Stofflich 2050 Material 2050	Zuckerrübe Sugar beet	kg _{DM} /GJ _{out}	93	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	17	
	Wärme Heat	kWh _{th} /GJ _{out}	69	
Outputs				
Energetisch Energetic	Ethanol	GJ _{out}	1,0	2 742 090 GJ/a
Stofflich Material	Vinasse	kg _{FIM} /GJ _{out}	23,7	
	Rübenschnitzel (getr.) Beet pulp (dried)	kg _{FIM} /GJ _{out}	24,8	
	Aldehyde	kg/GJ _{out}	0,73	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Kraftstoff Fuel		%	60	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cbp}	800 000	
Lernrate Learning rate		%	5–10	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	10	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	30	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	60	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	20,1	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	8	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	18,5	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Optimierungen möglich bei: Prozessintegration, Energiebilanz, Vinasseverwertung (größere Anlagen bei innovativer Verwertung möglich)				
Optimisation possible for: process integration, energy balance sheet, vinasse utilisation (larger plants possible for innovative utilisation)				
Literatur References				
Ahring (2009), Dodic et al. (2009), Halleux et al. (2008), Keil et al. (2009), Krajnc & Glavic (2009), Asadi (2006), Irmer et al. (2011), etc.				

¹ Naumann et. al. 2014

² Thrän et. al. 2010

Ethanol aus Stärke

Die alkoholische Fermentation aus stärkehaltiger Biomasse (Getreide) ist Stand der Technik. Das Getreide wird zunächst gemahlen, damit die enthaltene Stärke durch Enzyme zu Zucker umgewandelt werden kann. Die Zuckerlösung wird durch Hefe in Ethanol umgewandelt. Als Nebenprodukt entstehen proteinreiche Futtermittel. In Deutschland werden derzeit (2014) etwa zwei Drittel des produzierten Bioethanols aus Getreide gewonnen. Das Getreide wird dazu regional oder auf dem internationalen Rohstoffmarkt gekauft.

Ethanol from starch

Alcoholic fermentation using biomass containing starch (cereals) is state-of-the-art. The cereals are first ground so that the starch contained in a biomass can be converted into sugar by enzymes. The sugar solution is then converted into ethanol using yeasts. As a by-product, high-protein animal feed is produced. In Germany, approximately 2/3 of the bioethanol produced is currently (2014) derived from cereals. The cereals are purchased regionally or on the international raw materials market.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	8	Alle Ethanolanlagen in Deutschland ¹ All ethanol plants in Germany ¹
Installierte Leistung Installed capacity		GW		Etwa 2/3 der deutschen Kapazitäten Stärke Starch accounts for approx. 2/3 of German capacities
Nettokraftstoff Net fuel production		t	ca. 1 Mio.	Verbrauch höher als Produktion (Importe) ¹ Consumption higher than production (imports) ¹
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Vergärung und Destillation von zuckerhaltiger Anbaubiomasse und Reststoffen zu Ethanol Fermentation and distillation of cultivated biomass and residual products containing sugar to produce ethanol			
Prozesskette Process chain	Zerkleinerung, Hydrolyse, enzymatische Verzuckerung, Vergärung mittels Hefen, Destillation, Raffination, Schlempeverwertung (z. B. Trocknung zu Futtermittel (DDGS), Vergärung zu Biogas) ¹ Grinding, hydrolysis, enzymatic saccharification, fermentation using yeasts, distillation, refining, slurry utilisation (e.g. drying to produce animal feed (DDGS), anaerobic digestion to produce biogas) ¹			
Leistungsspektrum Power range	Ca. 5 000 t/a (dezentrale Anlagen) bis zu 200 000 t/a ² Approx. 5 000 t/a (decentralised plants) up to 200 000 t/a ²			
Entwicklungsstand Stage of development	Kommerzielle Anlagen in Betrieb ¹ Commercial plants in operation ¹			
Varianz der Technologie Technology variance	Multifeedstock bei geeigneten chemischen/physikalischen Parametern (Stärkegehalt, etc.) Multifeedstock with suitable chemical/physical parameters (sugar content, etc.)			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Ethanol	GJ/a	5 340 000	
Kapazität Capacity	Ethanol	MW	183,00	
Volllaststunden Full load hours		h/a	8 100	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	



Photo: Verbio AG

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Weizen Wheat	kg _{DM} /GJ _{out}	123	
Stofflich 2050 Material 2050	Weizen Wheat	kg _{DM} /GJ _{out}	111	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{ef} /GJ _{out}	17	
	Wärme Heat	kWh _{th} /GJ _{out}	125	
Outputs				
Energetisch Energetic	Ethanol	GJ _{out}	1,00	5 340 000 GJ/a
Stofflich Material	Trockenschlempe DDGS Dried distillers grains with solubles	kg _{DM} /GJ _{out}	44,43	Vergärung der Schlempe (Biogas) möglich Fermentation of the slurry (biogas) possible
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Kraftstoff Fuel		%	48	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	1 390 000	
Lernrate Learning rate		%	5-10	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	9	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintain- ance costs		%	23	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	68	
Gestehungskosten Levelised cost of energy				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	35,7	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	17	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte Costs including co-product revenues				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	29,5	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Optimierungen möglich bei: Prozessintegration, Energiebilanz, Schlempeverwertung (größere Anlagen bei innovativer Verwertung möglich)				
Optimisation possible for: process integration, energy balance sheet, slurry utilisation (larger plants possible for innovative utilisation)				

¹ Naumann et. al. 2014

² Thrän et. al. 2010

Ethanol aus Lignocellulose (Weizenstroh)

Bei der Fermentation von lignocellulosehaltigen Substraten wie Stroh oder Holz zu Alkohol besteht gegenüber Kohlehydraten (Zucker, Stärke) ein erhöhter Aufwand sowohl bei der Substratvorbereitung als auch der eigentlichen Fermentation, die durch den Einsatz spezieller Enzyme ermöglicht wird. Ethanol aus Lignocellulose ist nicht Stand der Technik, dennoch gibt es international starke Bestrebungen, die Technologie in den Markt zu überführen. Erste Anlagen für den kommerziellen Betrieb werden derzeit gebaut, jedoch bislang nicht in Deutschland.

Ethanol from lignocellulose (wheat straw)

The fermentation of substrates containing lignocellulose, such as straw or wood, to produce alcohol is more complicated than with carbohydrates (sugar, starch), both as regards the preparation of the substrate and in the actual fermentation, which is made possible through the use of special enzymes. Ethanol from lignocellulose is not state-of-the-art, however efforts are being made internationally to bring this technology onto the market. The first plants for commercial operations are currently under construction, but not in Germany so far.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	1	Keine kommerziellen Anlagen in Betrieb; in Deutschland eine Demo- und mehrere Pilotanlagen No commercial plants in operation; in Germany one demonstration plant and several pilot plants
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Vorbehandlung und Hydrolyse der Zellulose mit Vergärung zu Bioethanol Pre-treatment and hydrolysis of cellulose with fermentation to produce bioethanol			
Prozesskette Process chain	Mechanische und hydrothermale Vorbehandlung zur Aufspaltung der Lignocellulose, enzymatische Hydrolyse der Zellulose zu sechswertigen Zuckern (Hexosen), Vergärung der Hexosen zu Bioethanol (Vergärung der Pentosen aus Hemizellulose möglich), Destillation und Absolutierung ² Mechanical and hydrothermal pre-treatment in order to break down the lignocellulose, enzymatic hydrolysis of the cellulose to produce hexavalent sugars (hexoses), fermentation of the hexoses to produce bio ethanol (fermentation of pentoses from hemicellulose possible), distillation and absoluteion ²			
Leistungsspektrum Power range	1 000 t/a (Demonstrationsanlage) bis 60 000 t/a in kommerziellen Anlagen ¹ 4 300 t/a (demonstration plant) up to 60 000 t/a in commercial plants ¹			
Entwicklungsstand Stage of development	Funktionsfähigkeit der Technologie wurde in Demonstrationsanlagen nachgewiesen. Kommerzielle Anlagen sind in Bau / Planung ¹ Functional capability of the technology has been proven in demonstration plants. Commercial plants are under construction / in the planning phase ¹			
Varianz der Technologie Technology variance				
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Ethanol	GJ/a	1 538 460	
Kapazität Capacity	Ethanol	MW	61	
Volllaststunden Full load hours		h/a	7 000	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Weizenstroh Wheat straw	kg _{DM} /GJ _{out}	260	
Stofflich 2050 Material 2050	Weizenstroh Wheat straw	kg _{DM} /GJ _{out}	120	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	42	
	Wärme Heat	kWh _{th} /GJ _{out}	94	
Outputs				
Energetisch Energetic	Ethanol	GJ _{out}	1,00	1 538 460 GJ/a
	Strom + Wärme Power + heat	kWh/GJ _{out}	38,70	
Stofflich Material	Festbrennstoff (Lignin) Solid fuel (lignin)	kg _{FM} /GJ _{out}	81,18	
	C5-Sirup C5-syrup	kg _{FM} /GJ _{out}	77,93	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Kraftstoff Fuel		%	58	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{crp}	2 600 000	
Lernrate Learning rate		%	10–25	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	22	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	36	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	42	Große Bandbreiten der Rohstoffkosten (Stroh) Widely ranging costs of raw materials (straw)
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	41,5	Bei Strohkosten von 60 €/t With straw costs at € 60 /t
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	6	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	39,2	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Upscaling des Rohstoffaufschlusses; Pentosennutzung; Vergärung zu Ethanol oder anderweitige Verwendung; Ligninnutzung; Alternativen zur Verbrennung; Enzymentwicklung für Verzuckerung				
Upscaling of feedstock decomposition; Utilisation of pentoses; fermentation to produce ethanol or other forms of utilisation; utilisation of lignins; alternatives to combustion; enzyme development for saccharification				

¹ Naumann et. al. 2014

Umesterung /
Hydroprocessing

Transesterification /
Hydroprocessing

FAME Biodiesel (groß)

Zentrale Anlagen zur Produktion von Biodiesel (FAME – fatty acid methyl ester) zeichnen sich durch hohe verfahrenstechnische Effizienz aus. Sie verfügen in der Regel über eine gute Anbindung an die Transport Infrastruktur. So sind sie an internationale Rohstoffmärkte angebunden und können Biodiesel in großen Mengen ausliefern, sodass der Markt für die Beimischung zu fossilem Diesel bedient werden kann.

FAME Biodiesel (large)

Central plants for the production of biodiesel (FAME – fatty acid methyl ester) are characterised by high procedural efficiency. They have generally a good access to the transport infrastructure. They are linked to international commodity markets and can deliver biodiesel in large quantities, so the market for the admixture to fossil diesel can be served.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	ca. 50	Biodieselanlagen insgesamt ¹ Biodiesel plants in total ¹
Installierte Anlagenkapazität Installed capacity		GW	ca. 5	Gesamt: 4,4 Mio. t/a Produktionskapazität, derzeit nur 2/3 Auslastung, insbesondere dezentrale Anlagen sind nicht mehr im Betrieb oder abgebaut ¹ Total: 4,4 million t/a production capacity, currently only using 2/3 capacity; in particular, decentralised plants are no longer in operation or are being decommissioned ¹
Nettokraftstoffproduktion Net fuel production		PJ/a	ca. 100	Gesamt: 2,73 Mio. t (2012); Verbrauch geringer als Produktion - Einsatz 2014 in Deutschland gesamt etwa 1,85 Mio. t. ¹ Total: 2,73 million t (2012); consumption lower than production - total utilisation in Germany in 2014 approx. 1,85 million t. ¹
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Umesterung von (Pflanzen)Ölen und Fetten zu Fettsäuremethylestern (FAME/"Biodiesel") Transesterification of (vegetable) oils and fats to produce fatty acid methyl esters (FAME/"Biodiesel")			
Prozesskette Process chain	Zentrale Ölmühle mit Ölextraktion, Rohölraffination, Umesterung, Glycerinabscheidung und -aufbereitung, Methylesterwäsche, Methylestertrocknung ¹ Centralised oil mill with oil extraction, crude oil refining, transesterification, glycerol separation and processing, methyl ester washing, methyl ester drying ¹			
Spektrum der Anlagenkapazitäten Range of plant capacities	Ca. 500 t/a (Kleinanlagen) bis zu 650 000 t/a (Industrieanlagen) ¹ Approx. 500 t/a (small-scale plants) up to 650 000 t/a (industrial plants) ¹			
Entwicklungsstand Stage of development	Kommerzielle Produktion sowohl in zentralen als auch dezentralen Anlagen ¹ Commercial production both in centralised and decentralised plants ¹			
Varianz der Technologie Technology variance	Multifeedstock (Deutschland: Rapsöl, Palmöl, Sojaöl, tierische Fette, Altfett) ² Multifeedstocks (Germany: rapeseed oil, Palm oil, soya oil, animal fats, used fat) ²			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Biodiesel	GJ/a	7 420 000	ca. 200 000 t/a
Kapazität Capacity	Biodiesel	MW	245,00	
Volllaststunden Full load hours		h/a	8 400	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Rapssaat Rapeseed	kg _{DM} /GJ _{out}	63,0	Ein Anteil von 10 % Altspeiseöl (UCO) wurde angenommen A proportion of 10 % UCO was assumed
	Methanol	kg _{DM} /GJ _{out}	3,3	
Stofflich 2050 Material 2050	Rapssaat Rapeseed	kg _{DM} /GJ _{out}	61,0	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	3,74	
	Wärme Heat	kWh _{th} /GJ _{out}	41,31	
Outputs				
Energetisch Energetic	RME Rapsöl-Methylester Rape oil methylester	GJ _{out}	1,00	7 420 000 GJ/a
Stofflich Material	Rapsschrot Rapeseed meal	kg _{DM} /GJ _{out}	32,54	
	Glycerin	kg _{DM} /GJ _{out}	2,51	Pharmaglycerin
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Kraftstoff Fuel		%	59	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{esp}	245 000	Ohne Kosten der Ölmühle Excluding costs for the oil mill
Lernrate Learning rate		%	3-5	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	4	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	8	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	88	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	27,1	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	31	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	18,7	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Entwicklung Multifeedstockanlagen, Optimierung Katalysatoreinsatz, Verbesserung der Trennverfahren von Produkt und Koppelprodukt, Verbesserung der THG-Bilanz				
Development of multi-feedstock plants, optimisation of use of catalysts, improvement of process for separating product and coproducts, improvement of the GHG balance				

¹ Naumann et. al. 2014

² Thrän et. al. 2010

FAME Biodiesel (klein)

Die dezentrale Produktion von Biodiesel (engl. fatty acid methyl esters - FAME) aus insbesondere Raps ist Stand der Technik und wurde in Deutschland kommerziell betrieben. Im Unterschied zu zentralen Anlagen ist die Wertschöpfung dabei stärker in regionale Stoffverbünde eingebunden. Eine Vermarktung des Biodiesels ist jedoch bei den kleinen Anlagenrößen nur als Reinkraftstoff sinnvoll. Durch das Wegfallen des Marktes für reinen Biodiesel in Deutschland haben viele dezentrale Anlagen den Betrieb eingestellt.

FAME Biodiesel (small)

The decentralised production of biodiesel (FAME - fatty acid methyl esters) from oil-bearing crops (especially rapeseed) is state-of-the-art and is in commercial operation. Contrary to centralised plants the rapeseed oil can be decentrally provided with high-value animal feed as a by-product. In Germany, small-scale decentralised plants were in operation, but many have now ceased production.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	ca. 50	Biodieselanlagen insgesamt ¹ Biodiesel plants in total ¹
Installierte Leistung Installed capacity		GW	ca. 5	Gesamt: 4,4 Mio. t/a Produktionskapazität, derzeit nur 2/3 Auslastung, insbesondere dezentrale Anlagen sind nicht mehr im Betrieb oder abgebaut ¹ Total: 4,4 million t/a production capacity, currently only using 2/3 capacity; in particular, decentralised plants are no longer in operation or are being decommissioned ¹
Nettokraftstoff Net fuel production		PJ/a	ca. 100	Gesamt: 2,73 Mio. t (2012); Verbrauch geringer als Produktion – Einsatz 2014 in Deutschland gesamt: etwa 1,85 Mio. t. ¹ Total: 2,73 million t (2012); consumption lower than production – total utilisation in Germany in 2014 approx. 1,85 million t. ¹
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Umesterung von (Pflanzen)Ölen und Fetten zu Fettsäuremethylestern (FAME/"Biodiesel") Transesterification of (vegetable) oils and fats to produce fatty acid methyl esters (FAME/"Biodiesel")			
Prozesskette Process chain	Dezentrale Ölmühle mit mechanischer Ölpressung, Rohölraffination, Umesterung, Glycerinabscheidung und -aufbereitung, Methylesterwäsche, Methylestertrocknung ¹ Decentralised oil mill with mechanical oil pressing, crude oil refining, transesterification, glycerol separation and processing, methyl ester washing, methyl ester drying ¹			
Leistungsspektrum Power range	Ca. 500 t/a (Kleinanlagen) bis zu 650 000 t/a (Industrieanlagen) ¹ Approx. 500 t/a (small-scale plants) up to 650 000 t/a (industrial plants) ¹			
Entwicklungsstand Stage of development	Kommerzielle Produktion sowohl in zentralen als auch dezentralen Anlagen ¹ Commercial production both in centralised and decentralised plants ¹			
Varianz der Technologie Technology variance	Multifeedstock (Deutschland: Rapsöl, Palmöl, Sojaöl, tierische Fette, Altfett) ² Multifeedstocks (Germany: rapeseed oil, Palm oil, soya oil, animal fats, used fat) ²			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Biodiesel	GJ/a	1 113 000	ca. 30 000 t/a
Kapazität Capacity	Biodiesel	MW	36,80	
Volllaststunden Full load hours		h/a	8 400	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Rapssaat Rapeseed	kg _{DM} /GJ _{out}	74,0	
	Methanol	kg _{DM} /GJ _{out}	3,3	
Stofflich 2050 Material 2050	Rapssaat Rapeseed	kg _{DM} /GJ _{out}	70,0	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	1,54	
	Wärme Heat	kWh _{th} /GJ _{out}	1,94	
Outputs				
Energetisch Energetic	RME Rapsöl-Methylester Rape oil methylester	GJ _{out}	1,00	1 113 000 GJ/a
Stofflich Material	Rapspresskuchen Rapeseed cake	kg _{DM} /GJ _{out}	47,96	
	Glycerin	kg _{DM} /GJ _{out}	3,48	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Kraftstoff Fuel		%	60	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cbp}	245 000	
Lernrate Learning rate		%	3–5	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	15	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	21	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	64	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	42,5	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	25	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	31,9	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Entwicklung Multifeedstockanlagen, Optimierung Katalysatoreinsatz, Verbesserung der Trennverfahren von Produkt und Koppelprodukt, Verbesserung der THG-Bilanz				
Development of multi-feedstock plants, optimisation of use of catalysts, improvement of process for separating product and coproducts, improvement of the GHG balance				

¹ Naumann et. al. 2014

² Thrän et. al. 2010

HVO / HEFA

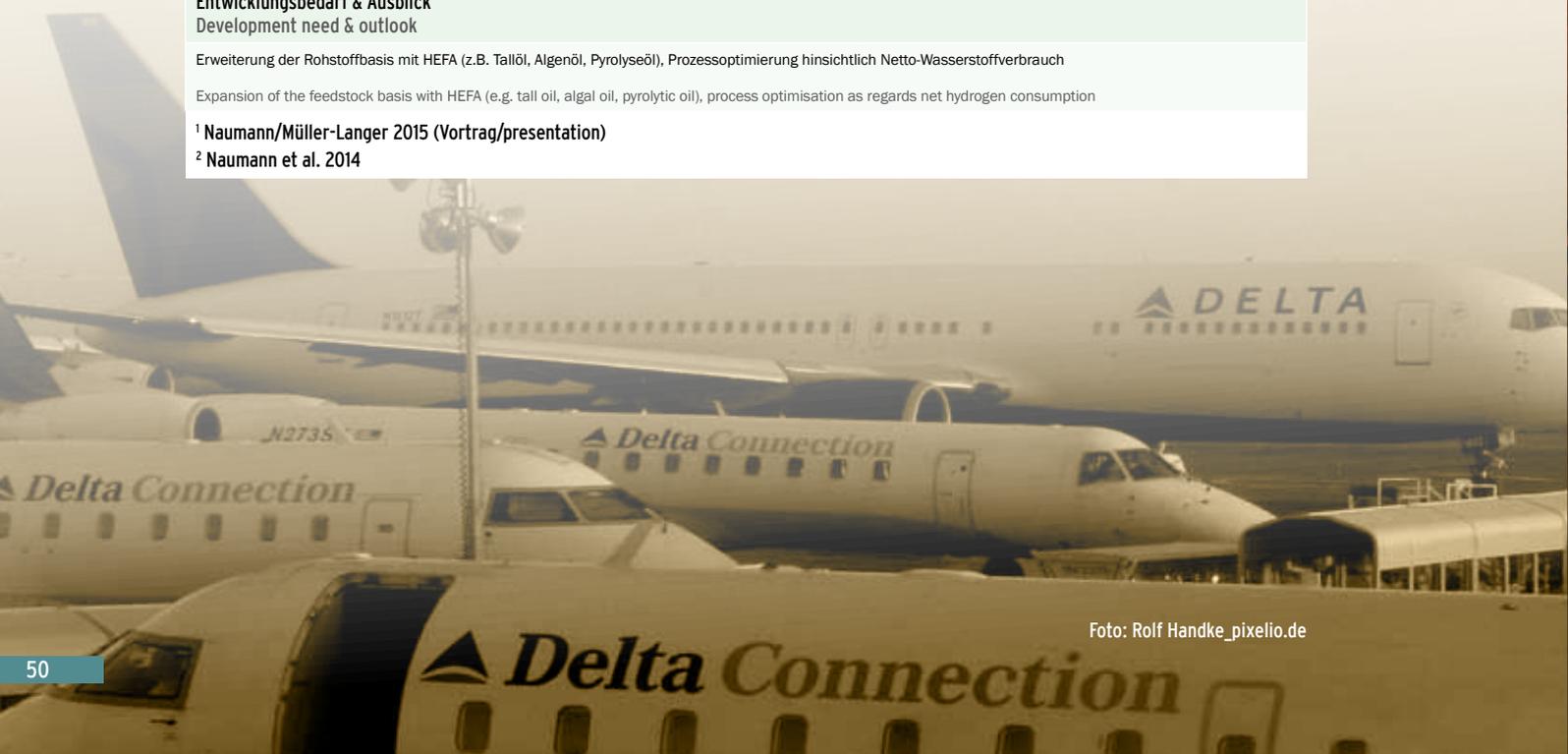
Mit Wasserstoff behandelte biogene Öle (engl.: hydro-treated vegetable oils - HVO) sowie Ester und Fettsäuren (engl.: hydrotreated esters and fatty acids - HEFA) sind am Markt verfügbar und werden auch national im Verkehrsbereich eingesetzt, jedoch derzeit in Deutschland nicht produziert. Als Produktionsanlagen lassen sich teilweise auch bestehende Raffineriestandorte umrüsten. HVO wird wie Biodiesel dem Dieselkraftstoff beigemischt. Bestimmte Anteile von HVO können zudem zu Kerosin für den Flugverkehr beigemischt werden.

HVO / HEFA

Hydrotreated vegetable oils (HVO) as well as hydrotreated esters and fatty acids (HEFA) are available on the market and are used in Germany in the transport sector (although they are not produced here). In some cases, existing refinery facilities can be converted into production plants. HVO, like biodiesel, is used as an admixture to diesel fuel. Certain fractions of HVO can furthermore be blended with kerosene for aviation purposes.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	0	Nur Importe von HVO, weltweit > 10 Anlagen (> 2 Mio. t/a) ¹ Only imports of HVO, > 10 plants (> 2 million t/a) around the world ¹
Nettokraftstoff Net fuel production		PJ/a	ca. 21	Ausschließlich Importe; etwa 21 PJ HVO/HEFA Einsatz in Deutschland (2013) ¹ Imports only; approx. 21 PJ HVO/HEFA used in Germany (2013) ¹
Cluster				
Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Hydrodesulfurierung, Rektifikation von raffinierten (Pflanzen)Ölen und Fetten zu HVO/HEFA-Diesel hoher Reinheit Hydro-desulphurisation, rectification of refined (vegetable) oils and fats to produce high-purity HVO/HEFA-diesel			
Prozesskette Process chain	Ölmühle, Rohölraffination, Hydrotreating, Rektifikation; Stand-Alone-Anlagen oder Co-Processing in bestehenden Raffinerien möglich ² Oil mill, crude oil refining, hydro-treating, rectification; stand-alone plants or co-processing in existing refineries possible ²			
Leistungsspektrum Power range	170 000–800 000 t/a Gesamtprodukte ² 170 000–800 000 t/a total products ²			
Entwicklungsstand Stage of development	Kommerzielle Anlagen in Betrieb, Demonstrationsanlagen in Europa in DE, DK, IT und ES ² Commercial plants in operation, demonstration plants in Europe in Germany, Denmark, Italy and Spain ²			
Varianz der Technologie Technology variance	Multifeedstock (Rapsöl, Palmöl, Sojaöl, tierische Fette, Altfett, Tallöl, Algenöl, Pyrolyseöl), Diesel-, Kerosin- und Ottokraftstoffe zur Nutzung in Straßenverkehr, Luft- und Schifffahrt ² Multifeedstocks (rapeseed oil, palm oil, soya oil, animal fats, used fat, tall oil, algal oil, pyrolytic oil), diesel, kerosene and petrol for use in road, air and marine transport ²			
Modellparameter				
Model parameters				
Anlage				
Plant				
Ausstoß Production of	HVO	GJ/a	8 820 000	
Kapazität Capacity	HVO	MW	292	
Volllaststunden Full load hours		h/a	8 400	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Rapssaat Rapeseed	kg _{DM} /GJ _{out}	65,0	
	Wasserstoff Hydrogen	kg _{DM} /GJ _{out}	1,0	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	7,1	
	Wärme Heat	kWh _{th} /GJ _{out}	30,8	
Outputs				
Energetisch Energetic	HVO	GJ _{out}	1,00	8 820 000 GJ/a
Stofflich Material	Brenngase (Butan, Propan) Fuel gases (butane, propane)	kg/GJ _{out}	1,64	
	Kraftstoffe, Naphtha Fuels, naphta	kg/GJ _{out}	0,57	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Kraftstoff Fuel		%	58	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	780 000	
Lernrate Learning rate		%	2-5	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	5	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintain- ance costs		%	10	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	84	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	33,8	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	21	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	26,8	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Erweiterung der Rohstoffbasis mit HEFA (z.B. Tallöl, Algenöl, Pyrolyseöl), Prozessoptimierung hinsichtlich Netto-Wasserstoffverbrauch				
Expansion of the feedstock basis with HEFA (e.g. tall oil, algal oil, pyrolytic oil), process optimisation as regards net hydrogen consumption				
¹ Naumann/Müller-Langer 2015 (Vortrag/presentation)				
² Naumann et al. 2014				





Verbrennung

Combustion

Foto: Janusz Klosowski_pixelio.de

Einzelraumfeuerung

In Deutschland gibt es ca. 12 bis 14 Millionen Einzelraumfeuerstätten (ohne Kessel), die einen beträchtlichen Anteil des Verbrauches an Holz in Deutschland ausmachen und zu gut einem Drittel der erneuerbaren Wärme in Deutschland beitragen. Es gibt eine Vielzahl verschiedener Typen von Einzelraumfeuerungen, welche gemäß 1. BImSchV in verschiedene Systeme (z. B. Raumheizer, Speichereinzelfeuerstätten, Kamineinsätze, Kachelofeneinsätze, Herde, Heizungsherde) unterteilt werden. Die Einzelraumfeuerungen zeichnen sich – bis auf wenige Ausnahmen – durch einen stromunabhängigen Betrieb aus (Luftzufuhr ist nicht elektronisch geregelt und wird allein durch Klappenstellungen und den natürlichen Schornsteinzug) beeinflusst. Die Verbrennung findet fast ausschließlich in einer Glutbettauflage nach oben statt. Bei der Flachfeuerung wird nur eine vergleichsweise kleine Brennstoffmenge aufgelegt und in regelmäßigen Abständen von 15 bis 60 Minuten wird Brennstoff nachgelegt. Bei der Füllfeuerung wird meist für eine Brandphase nur einmal Holz eingelegt und dann komplett über mehr als eine Stunde verbrannt. Die Wärme wird i.R. in massivem Speichermaterial gespeichert und dann über 12 bis 24 Stunden an den Raum abgegeben. Entsprechend ergeben sich unterschiedliche Emissionsverläufe. Tendenziell sollten die Flachfeuerungen am Markt überwiegen, wobei gerade in älteren Häusern auch nennenswerte Zahlen an Füllfeuerungen vorhanden sind. Die Größe der Feuerungen liegt typischerweise bei 4 bis 16 kW. Die Geräteeffizienz ist in Bezug auf Prüfstandsmessungen im „optimalen“ Betrieb gemäß 1. BImSchV für Scheitholzeinzelfeuerungen mit Mindestwerten von 70 bis 80 % je nach Bauart seit 22.03.2010 vorgeschrieben. Neue Systeme sollten bei richtigem Betrieb in der Praxis etwa 85 % an Effizienz erreichen. In der Summe der Betriebsfehler bis hin zum Wegkühlen zu viel produzierter Wärme und der Undichtigkeit der meisten Einzelraumfeuerungen, die zu einem dauerhaften zusätzlichen Wärmeverlust im Raum führen, ist im Bestand von einer Effizienz von 65 % auszugehen.

Single room heater

In Germany there are around 12 to 14 million single-room combustion units (not including boilers) which account for a significant proportion of the consumption of wood in Germany and which contribute around one third to the utilisation of thermal energy produced from renewables in Germany. There are numerous different types of single-room combustion units, which are subdivided according to the First Ordinance on the Implementation of the Federal Emission Control Act (1. BImSchV) into various systems (e.g. room heaters, storage single-room combustion units, fireplace inserts, tiled stove inserts, cooking stoves, heating stoves). These single-room combustion units are characterised – with few exceptions – by electricity-free operation (the air supply is not electronically controlled and is influenced only by adjusting a vent and by the natural chimney effect). Combustion takes place almost exclusively in a bed of glowing embers burning upwards. In a flat-grate type firing system, only a comparatively small amount of fuel is placed on the grate and fuel is added regularly at intervals of around 15 to 60 minutes. In top-feed burner units, only one charge of wood is fed in for one combustion phase, which then burns down completely during a period of more than an hour. The heat is usually stored in a solid storage material and then released into the room over a period of 12 to 24 hours. This results in different emissions trajectories. Flat-grate type firing systems tend to dominate on the market, although particularly older houses contain a significant number of top-feed burner units. The size of the combustion units is typically between 4 and 16 kW. For single-room combustion log burners, a minimum appliance efficiency of 70 to 80 %, depending on construction type, compared with test bench measurements in „optimum“ operation, has been required since 22 March 2010 under the First Ordinance on the Implementation of the Federal Emission Control Act (1. BImSchV). In proper operation, new systems should reach an efficiency of around 85 % in practice. Overall, faulty operation leading to the cooling of excessively produced heat and resulting from the fact that most single-room combustion units are not leakproof, means that there is constant additional loss of heat in the room, so that the efficiency of existing units can be assumed to be about 65 %.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		GW	ca. 115	Holzverbrauch (i. d. R. Scheitholz) von ca. 14 Mio t _{atmo} pro Jahr in Deutschland ¹ Wood consumption (usually logs) of approximately 14 million t _{atmo} per annum in Germany ¹
Nettowärme Net heat production		PJ/a	ca. 250	Stark schwankend je nach Winterwitterung ² Fluctuates strongly depending on weather conditions in winter ²
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Verbrennung lufttrockener Holzscheite in einem Kaminofen zur temporären Einzelraumbeheizung aus Behaglichkeitsgründen (Statussymbol) oder Kostengründen Combustion of air-dry logs in a wood burner for temporary single-room heating for reasons of comfort (status symbol) or costs			
Prozesskette Process chain	Verbrennung von Holzscheiten unter ungeregelten verfahrenstechnischen Parametern ³ Combustion of logs under unregulated process parameters ³			
Leistungsspektrum Power range	4–16 kW			
Entwicklungsstand Stage of development	Verbreitete und anspruchslose Technologie ³ Widespread and simple technology ³			
Varianz der Technologie Technology variance	Einfache Rostfeuerung mit hoher Brennstoffvarianz, hohe Vielfalt an Systemen: Kamine, Öfen, Heizeinsätze, Kachelöfen ³ Simple grate firing with wide variety of solid fuels and diversity of systems: fireplaces, ovens, heating inserts, tiled stoves ³			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Wärme Heat	GJ/a	11,5	
Kapazität Capacity		MW	0,008	
Volllaststunden Full load hours		h/a	400	Sehr abhängig vom Nutzerverhalten Highly dependent on user behaviour
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	15	Einige Einzelraumfeuerungs-systeme haben eine Lebensdauer von bis zu 25 Jahren, in Einzelfällen bis zu 40 Jahren Some single-room combustion systems have a service life of up to 25 years, occasionally up to 40 years
Inputs				
Stofflich Material	Scheitholz Long wood	kg _{DM} /GJ _{out}	85,0	Ca. 1 t _{atmo} /a (entspricht nach DEPV dem durchschnittlichen Brennstoffeinsatz je Einzelraumfeuerung in Deutschland) Approx. 1 t _{atmo} /a (according to the DEPV, this corresponds to the average consumption of solid fuel per single-room combustion unit in Germany)
Stofflich 2050 Material 2050	Scheitholz Long wood	kg _{DM} /GJ _{out}	65,0	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Outputs				
Stofflich Material	Asche (Rostasche) Ash (grate ash)	kg/GJ _{out}	0,85	Entsorgung in der Regel über Restmülltonne; bei Einhaltung der Vorschriften als Dünger einsetzbar Disposal usually as residual household waste; usable as fertiliser provided regulations are adhered to
Energetisch Energetic	Wärme Heat	GJ/GJ _{out}	1,00	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Thermisch Thermal		%	65	Ca. 65 % im Bestand; technisch bis zu 85 % möglich Approx. 65 % for existing units; up to 85 % technically possible
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	200 000	Wenn Schornstein vorhanden; große Bandbreiten von Marktpreisen: 50 bis zu 1 000 €/kW (typischerweise 100–500 €/kW); kaum Kostensenkungen, aufgrund steigender Umweltauflagen If chimney exists; wide range of market prices: € 50 up to 1 000/kW (typically € 100–500/kW); cost reduction hardly possible owing to increasingly strict environmental regulations
Lernrate Learning rate		%	0	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	55	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	5	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	40	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Thermisch Thermal		€/GJ	31,0	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	0	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Thermisch Thermal		€/GJ	31,0	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
<p>Zunehmend erfolgt eine Integration der Anlagen in das thermische Energiekonzept (Warmwasserbereitung, Heizungssystem) des Hauses. Die weitere Verbesserung der Emissionsminderung (Feinstaub) ist aufgrund steigender Anforderungen notwendig. Bei Technologiesprüngen in der Vergasungstechnologie könnte diese auch zu einem Upgrade der reinen Wärmebereitstellung im kleinen Leistungsbereich beitragen. Einzelraumfeuerung auf der Basis von (Scheit-)Holz werden weiterhin eine Relevanz behalten aufgrund des damit einhergehenden Behaglichkeitsgefühls und dem relativ einfachen Brennstoffzugang aufgrund des kleinteiligen Waldbesitzes in Deutschland. Die Zahl thermisch isolierter Häuser und Gebäude mit kontrollierter Belüftung wird signifikant zunehmen. Für diese Gebäude werden Heizsysteme mit niedriger thermischer Kapazität und entsprechender Frischluftzufuhr benötigt. Daher wird sich die Anzahl von Einzelraumfeuerungen über 7 kW verringern und neue Holzheizsysteme (geringere Kapazitäten um 2 kW; Systeme mit z. B. Gegenstromvergasung und längeren Verbrennungsvorgang; häufig Anschluss an das Warmwasser- und Heizungssystem mittels Wärmetauscher) werden auf den Markt kommen.</p> <p>Increasingly, integration of plants into the thermal energy concept (hot water supply, heating system) of the house. Further improvement of emission reductions (particulates) is necessary owing to stricter regulations. If technology leaps take place in gasification technology, these could also contribute to an upgrade of heat-only supply in the small-scale capacity range. Wood log stoves will retain some relevance because of small scale forest ownership and people's ongoing affection for having their own fire and fuel control. The number of well-insulated buildings and housing with controlled air circulation will increase significantly. Therefore in these buildings the stoves will need lower thermal output capacity and a specially defined fresh air inlet. The number of wood log stoves with more than 7 kW will decrease; newly developed wood log stoves will come onto the market (low capacity of about 2 kW; downdraft or sidedraft combustion with pre-gasification and combustion time for each period of about 2 to 4 hours and connection to central heating system by heat exchanger to water cycle).</p>				

¹ DBFZ-eigene Berechnung (DBFZ own assumptions) / Annahmen basierend auf Lenz, V. (2014): Meilensteine 2030 – Perspektiven der Biomasse im Wärmesektor – Teil 2. Workshop „Biomasse im Wärmemarkt der Zukunft“, 18.02.2014, Frankfurt am Main.

² BMWi (2015)

³ Thrän et al. (2010)

Pelletkessel < 300 kW

Pelletkessel werden i. d. R. als monovalente Heizsysteme eingesetzt, da sie gut in ihrer Leistung regelbar sind und mittels Heißluftgebläse auch gut automatisch zünden können. Die Geräteeffizienz ist in Bezug auf Prüfstandsmessungen im „optimalen“ Betrieb im Bereich von 90–94 % (Wirkungsgrad). Hierbei wird ein nahezu vollständiger Ausbrand bei extrem niedrigen Emissionen erreicht und die produzierte Wärme wird weitgehend vollständig vom Wärmesystem abgenommen. In realen Praxisanlagen sinken die Nutzungsgrade aufgrund von An- und Abfahrprozessen, Auskühlverlusten, Verlusten an Unverbranntem in der Asche und erhöhten Strombedarfe zum Teil deutlich. U. a. können unzureichende Regelungsstrategien z. B. im Zusammenspiel mit Puffern und Solaranlagen erhebliche zusätzliche Wärmeverluste generieren, so dass Jahresnutzungsgrade bis auf 67 % sinken können. Der DEPV (2013) geht von einem durchschnittlichen Nutzungsgrad von 83 % aus. Eigene Erhebungen und Daten von Schraube et al. 2010 und Kunde et al. 2010 zeigen durchschnittliche Jahresnutzungsgrade von rund 74 % mit Bestwerten bei ca. 85 % bezogen auf den Gesamtenergieeinsatz aus Brennstoff und Hilfsenergie. Insofern ist mit besseren Installationsregeln und optimierten Systemreglern eine Effizienzverbesserung von ca. 0,1 % pro Jahr zu rechnen.

Wood pellet stove < 300 kW

Pellet fired boilers are generally used as monovalent heating systems since their output can be easily regulated and they can be automatically ignited by means of a hot-air blower. Compared with test bench measurements with „optimum“ operating conditions, the efficiency of the appliance is in the range between 90 and 94 % (efficiency). Under these conditions, almost complete burnout is achieved with extremely low emissions, and the heat produced is almost completely taken up by the heating system. In real practice, the efficiency levels decrease sometimes significantly, owing to start-up and shutdown processes, cooling losses, unburned materials in the ash and increased electricity requirements. Among other things, insufficient regulation strategies, e.g. in the interaction with buffers and solar systems, can lead to considerable additional losses of heat, so that annual efficiencies can fall to 67 %. The DEPV (2013) assumes an average efficiency of 83 %. Our own surveys and data provided by Schraube et al. 2010 and Kunde et al. 2010 show average annual efficiencies of around 74 % with top values of around 85 % in relation to the overall energy input of solid fuel and auxiliary energy. It can therefore be assumed that improved installation rules and optimised system regulators would lead to an improvement in efficiency of approximately 0,1 % p.a..

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	195 000	2012
Installierte Leistung Installed capacity		GW	5,60	Jahresverbrauch von rund 1,7 Mio t (2012) fast ausschließlich in Pelletkesseln und zu etwa 4 % in Pelletöfen Annual consumption of around 1,7 million t (2012) almost exclusively in pellet fired boilers, with around 4 % in pellet stoves
Nettowärme Net heat production		PJ/a	ca. 30	Mit wachsender Tendenz Tendency: growing
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Pyrolytische Vergasung und Verbrennung normierter Holzpellets (A1-Holz; zumeist Sägewerksnebenprodukte und Waldstammholz) als Kesselfeuerung in Mehr- und Einfamilienhäusern sowie dezentralen Kleinanlagen Pyrolytic gasification and combustion of standardised wood pellets (A1 wood; mostly sawmill co-products and forest trunk wood) fired in boilers in individual houses and apartment buildings as well as decentralised small-scale plants			
Prozesskette Process chain	Pyrolytische Vergasung der Holzpellets, Verbrennung der Produktgase in Brennkammer unter kontrollierten feuerungstech. Bedingungen, Wärmetauscher zur Wassererwärmung Pyrolytic gasification of wood pellets, combustion of product gases in a combustion chamber under controlled firing conditions, heat exchanger for hot water supply			
Leistungsspektrum Power range	10–300 kW; bei Systemen < 50 kW zumeist 15 kW im Leistungsbereich > 50 kW typisch 220 kW , meist monovalenter Einsatz durch gute Regelbarkeit 10–300 kW; in systems of < 50 kW mostly 15 kW; in the capacity range > 50 kW typically 220 kW , mostly monovalent use owing to good adjustability			
Entwicklungsstand Stage of development	Ausgereifte und marktetablierte Technologie mit geringen Optimierungspotenzialen Mature technology that is well established on the market and has little potential for optimisation			
Varianz der Technologie Technology variance	Geringe Varianz, Holzpellets nach DIN EN 14961-2 Little variance, wood pellets in accordance with the standard DIN EN 14961-2			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Wärme Heat	GJ/a	86,4	
Kapazität Capacity		MW	0,015	
Volllaststunden Full load hours		h/a	1 600	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	15	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Holzpellets Wood pellets	kg _{DW} /GJ _{out}	75,0	Entspricht 74 % bei Heizwert von 18 MJ/kg Corresponds to 74 % with a lower heating value of 18 MJ/kg
Stofflich 2050 Material 2050	Holzpellets Wood pellets	kg _{DW} /GJ _{out}	60,5	Entspricht 74 % bei Heizwert von 18 MJ/kg Corresponds to 74 % with a lower heating value of 18 MJ/kg
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	3,5	Stromaufnahme bei 1 % bis 2 (bis zu 5 %) des Gesamtenergieinputs Electricity input 1 % to 2 % (up to 5 %) of total energy input
Outputs				
Stofflich Material	Asche (Rostasche) Ash (grate ash)	kg/GJ _{out}	0,40	Entsorgung in der Regel über Restmülltonne; bei Einhaltung der Vorschriften als Dünger einsetzbar Disposal usually as residual household waste; usable as fertiliser provided regulations are adhered to
Energetisch Energetic	Wärme Heat	GJ/GJ _{out}	1,00	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Thermisch Thermal		%	83	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	100 000	Mit allen Installationen ca. 1 800 €/kW; je nach Hersteller und Produktqualitätssegment: 500–1 500 €/kW (für Kessel im 15 kW-Bereich liegen nur für den Kessel die spezifischen Kosten bei 300–1 100 €/kW, womit sich dann Gesamtkosten von ca. 1 000 bis 2 800 €/kW ergeben. Bei über 100 kW liegen die Kesselkosten bei rund 200 €/kW und installiert im System bei ca. 400–500 €/kW) With all installations approx. 1 800 €/kW; depending on manufacturer and product quality segment: € 500–1 500/kW (for boilers in the 15 kW range, the specific costs for the boiler alone are between € 300 and € 1 100/kW, resulting in total costs of around € 1 000–€ 2 800/kW. In plants with > 100 kW, the boiler costs are around € 200 /kW and installed in the system around € 400–500/kW.)
Lernrate Learning rate		%	5–8	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	47	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	8	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	45	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Thermisch Thermal		€/GJ	39,0	Bei 230 €/t Pellets At € 230 /t of pellets
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	0	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Thermisch Thermal		€/GJ	39,0	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Intelligente Steuerung und Integration in Systemverbund; als mögliche Technologieerweiterung in Richtung stromerzeugende Wärmeanlage sind Mikro-KWK (z. B. Stirling) denkbar, jedoch aufgrund technischer Herausforderungen perspektivisch eher Kleinvergasung				
Intelligent control and integration in a system; a possible technological development moving towards electricity generating heating plants might be micro-CHP units (e.g. Stirling), but the technical challenges mean that small-scale gasifiers have better prospects				

Holzhackschnitzelkessel > 300 kW-2 MW

Holzhackschnitzelkessel sind Stand der Technik und zumeist im mittleren Leistungsspektrum vertreten. Die Anlagenkonfiguration (Größe, Grundlast oder Spitzenlast) hängt von dem konkret mit Wärme zu versorgenden Objekt ab. In dieser Größenordnung werden HHS-Kessel zumeist in einem bivalenten Wärmeverbund mit einem Öl- oder Gasspitzenlastkessel betrieben, so dass die Jahresnutzungsgrade tendenziell bei etwa 75 bis 80 % liegen können.

Wood chip heating plant > 300 kW-2 MW

Woodchip heating plants are state-of-the-art and are mostly to be found in the medium capacity range. The plant configuration (size, base load or peak load) depends on the specific building that is to be supplied with heat. In this size range, woodchip heating plants are mostly operated in a bivalent heating system combined with an oil or gas-fired peak-load heating plant so that the annual efficiencies tend to be around 75-80 %.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	Wenige Tausend ¹ Several Thousand ¹	
Installierte Leistung Installed capacity		GW	ca. 3-6 ^{1,2}	Einsatzmengen ca. 5-6 Mio. t _{stroh} Input quantities approx. 5-6 million t _{stroh}
Nettowärme Net heat production		PJ/a	ca. 40 ²	
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Verbrennung von HHS unterschiedlicher Qualitäten durch gesteuerte Rostfeuerung oder Unterschubfeuerungen in automatischen Kleinf Feuerungskesselanlagen in zumeist bivalentem Betrieb (d. h. gekoppelt mit einer zweiten Kesselanlage, z. B. für Gas oder Öl) Combustion of wood chips of varying quality by means of controlled grate firing or underfeed firing in automatic small-scale heating plants, mostly in bivalent operation (i.e. coupled with a second heating plant, e.g. for gas or oil)			
Prozesskette Process chain	Verbrennung von HHS in Rostfeuerung mit automatisierter Steuerungstechnik, Wärmeübergang an Wärmetauschern, Rauchgasreinigung, Wärmebereitstellung für Unternehmen, öffentliche Gebäude oder Wohngebäuden; zur Reduzierung von Taktzeiten und Netzverlusten wird die Nutzenergie gewöhnlich in Wärmespeichern zwischengespeichert, derzeit üblicherweise kurzfristig (max. 24 Stunden) in wasserbasierten Speichern Combustion of wood chips by means of grate firing with automated control technology, thermal transfer to heat exchangers, flue gas purification, heat supplies to businesses, public buildings or residential buildings; for reducing cycle times and network losses, the useful energy is usually temporarily stored in heat accumulators, at present usually for a short period (up to 24 hours) in water-based storage systems			
Leistungsspektrum Power range	30-2 000 kW bis zu mehreren MW (typisch 300-1 000 kW), es gibt einige HHS-Kessel die in sehr kleinen Leistungsbereichen ab 30 kW vor allem auch monovalent eingesetzt werden 30-2 000 kW up to several MW (typically 300-1 000 kW); there are some woodchip heating plants which can be used in very small-scale capacity ranges starting at 30 kW, most of which are monovalent			
Entwicklungsstand Stage of development	Ausgereifte und marktetaillierte Technologie, in diesem Leistungsbereich eine der wenigen erneuerbaren Wärmebereitstellungsoptionen Mature technology which is established on the market; in this capacity range, one of the few renewable heat supply options			
Varianz der Technologie Technology variance	Hohe Varianz der Brennstoffparameter durch flexible Technologie High degree of variation in the fuel parameters owing to flexible technology			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Wärme Heat	GJ/a	9 000	
Kapazität Capacity		MW	0,50	
Volllaststunden Full load hours		h/a	5 000	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Holzhackschnitzel Wood chip	kg _{DW} /GJ _{out}	71,0	Bivalente HHS-Kessel laufen im Schnitt wahrscheinlich etwas besser als die Pelletkessel bei Nutzungsgrad von 78 %. In Zukunft nehmen die Netzverluste zu, so dass sich die Relation zu Pelletkesseln verschieben kann. Bivalent wood pellet boilers run on average probably slightly better than the pellet boiler in an efficiency of 78 %. In future the network losses will increase, so that their efficiency in relation to pellet fired plants may change.
Stofflich 2050 Material 2050	Holzhackschnitzel Wood chip	kg _{DW} /GJ _{out}	65,0	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	5,6	Ca. 1-3 % produzierte Wärme in einer kWh _{el} About 1 to 3 % of produced heat in kWh _{el}
Outputs				
Stofflich Material	Asche (Rostasche) Ash (grate ash)	kg/GJ _{out}	1,00	Entsorgung in der Regel über Restmülltonne; bei Einhaltung der Vorschriften als Dünger einsetzbar Disposable usually in household waste bins; usable as fertiliser provided regulations are adhered to
Energetisch Energetic	Wärme Heat	GJ/GJ _{out}	1,00	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Thermisch Thermal		%	75	Perspektivisch steigerbar auf 85 %; Kesselwirkungsgrade von bis zu 90 %; Jahresnutzungsgrad in der Praxis entscheidend da z. B. Auskühlverluste beim Taktbetrieb, Verluste durch unvollständige Verbrennung Could potentially be increased to 85 %; heating plant efficiencies of up to 90 %; annual efficiency in practice is decisive, owing, for example, to cooling losses in cycle operation and losses through incomplete combustion
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{esp}	1 500 000	Große Bandbreite je nach Auslegung (Kesselgröße, Anforderungen für die Peripherie); hinzu kommt ein fossiler Spitzenlastkessel; inkl. Gebäudeneubau und Wärmenetz bis zu 2 000 €/kW Wide range depending on design (plant size, peripheral requirements); an additional fossil fuel peak-load heating plant is also needed; including new building and heating networks, up to € 2 000 /kW
Lernrate Learning rate		%	5	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	45	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	25	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	30	
Gestehungskosten Levelised cost of energy				
Thermisch Thermal		€/GJ	24,0	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	0	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte Costs including co-product revenues				
Thermisch Thermal		€/GJ	24,0	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Verbesserung der Nutzungsgrade könnte bei kleineren Leistungen durch eine verbesserte Auslegung und Systemintegration möglich sein. Bei größeren Leistungen bzw. zukünftigen Technologiesprüngen (Vergasungstechnologie) sind KWK-Systeme aus Effizienzgründen vorzuziehen. Improvement of efficiencies may be possible in smaller capacity plants by means of improved design and system integration. In larger capacity plants or with future technology leaps (gasification technology), CHP systems are preferable for reasons of efficiency.				

¹ DBFZ-eigene Berechnung/Annahmen basierend auf (calculations/assumptions based on) Lenz, V. (2014): Meilensteine 2030 – Perspektiven der Biomasse im Wärmesektor – Teil 2. Workshop „Biomasse im Wärmemarkt der Zukunft“, 18. Februar 2014, Frankfurt am Main

² BMWi (2015)

Mikro-KWK (KWK < 100 kW_{el})

Mikro-KWK-Anlagen werden aufgrund der hohen Gesamtwirkungsgrade in der Regel im häuslichen oder (klein-) gewerblichen Bereich eingesetzt. Aufgrund der geringen Leistungsgröße ist hier im Wesentlichen von Pellets als Brennstoff auszugehen. Es gibt einige Anbieter von Mikro-KWK-Systemen. Im Leistungsbereich um 1 kW_{el} gibt es derzeit v. a. Dampfkolbenmotoren und Stirling-Motoren in Verbindung mit einer Biomasseverbrennung. Diese Systeme, auch stromerzeugende Heizung genannt, sind technologisch aufwendig und derzeit wirtschaftlich nur wenig attraktiv. Für Leistungen ab 50 kW_{el} aufwärts gibt es auch einige Anwender für Stirling-Motoren, jedoch sind auch hier die elektrischen Nutzungsgrade mit 12 bis 15 % niedrig. An dieser Stelle wird nur die Stirling-Technologie betrachtet. Der Stirlingmotor als die bekannteste Technologie ist als Heizkraftblock kommerziell erhältlich. Weitere existierende Technologien im Bereich bis 200 kW_{el} sind Dampfmaschinen und -turbinen (so sind beispielsweise Dampfturbinen mit 75 kW_{el} erhältlich). Ob sich die Stirling-Technologie am Markt durchsetzen wird, ist nur schwer einzuschätzen. Die elektrischen Nutzungsgrade sind tendenziell wahrscheinlich nur auf bis zu 20 % steigerbar. Damit erfüllt die Technologie nicht die zukünftigen KWK-Anforderungen. Vergasungs-basierte Mikro-KWK-Anlagen werden auf S. 68 behandelt.

Micro-CHP (CHP < 100 kW_{el})

Owing to their high overall efficiencies, micro-CHP plants are generally used in the domestic or (small-scale) commercial sphere. Owing to their small capacity, pellets are generally assumed to be the fuel. There are a few manufacturers offering micro-CHP systems. In the capacity range around 1 kW_{el} there are at present mainly reciprocating engines and Stirling engines combined with a biomass combustion plant. These systems, which are also called electricity-generating heaters, are technically complex and are not very attractive in economic terms. For capacities upwards of 50 kW_{el} there are also some applications for Stirling engines, but here, too, the electrical efficiencies are low at 12 to 15 %. Here, only the Stirling technology has been taken into account, since it is the best-known technology. The Stirling engine is commercially available as a cogeneration block. Other existing technologies in the range up to 200 kW_{el} are steam engines and turbines (for example, steam turbines are available with 75 kW_{el}). Whether the Stirling technology will become established on the market is difficult to judge. The electrical efficiencies can probably only be increased to about 20 %. Therefore, this technology will not meet future CHP requirements. Gasification based micro-CHP plants will be dealt with on page 68.

	Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo			
Anlagenbestand Number of operating facilities	-		Mehrere Prototypen verfügbar und im Testbetrieb; ein Massenmarkt fehlt bislang; installierte Anlagen (Stirling) zumeist erdgasbasiert Several prototypes available and in test operation; so far, there is no mass market; installed plants (Stirling) are mostly natural gas-based
Installierte Leistung Installed capacity	GW	< 0,0003 GW	
Nettostrom Net power production	PJ/a	< 0,002	
Nettowärme Net heat production	PJ/a	< 0,009	
Cluster Cluster overview			
Verfahren Process & technology	Mikro-KWK-Anlage auf der Basis eines Pelletkessels in Verbindung mit einem Stirling-Motor Micro-CHP plant on the basis of a pellet fired heating plant in combination with a Stirling engine		
Prozesskette Process chain	Pyrolytische Vergasung der Holzpellets, Verbrennung der Produktgase in Brennkammer unter kontrollierten feuerungstechnischen Bedingungen, Übertragung der Wärme zur Stromerzeugung über eine Stirling-Einheit (ggfs. auch bzw. Stromerzeugung mit Dampfmaschine nach Wärmeübertragung in Verdampfer) Pyrolytic gasification of wood pellets, combustion of the product gases in a furnace under controlled firing conditions, transfer of heat for energy generation via a Stirling unit (where necessary, all electricity generation by means of a steam engine following thermal transfer to an evaporator)		
Leistungsspektrum Power range	Ca. 1-50 kW _{el} wird auch als KWK-Kleinstanlage oder Mini-KWK-Anlage bezeichnet; Anlagen < 2,5 kW _{el} werden auch als Nano-KWK bezeichnet, Anlagen > 2,5 kW _{el} bis ca. 20 kW _{el} als Mikro-KWK Approx. 1-50 kW _{el} also known as mini-CHP system; plants < 2,5 kW _{el} are also referred to as nano-CHP systems, plants > 2,5 kW _{el} up to approx. 20 kW _{el} as micro-CHP systems		
Entwicklungsstand Stage of development	Die Verbrennung in Anlagen mit kleiner Leistung wird als mäßig flexibel betrachtet, hier ist jedoch mit Verbesserungen im Rahmen der allgemeinen Entwicklung von Biomassefeuerungen sehr kleiner Leistung (wie sie beispielsweise für Niedrigenergiehäuser benötigt werden) auszugehen. Die Stromerzeugung mittels Stirling-Einheit wird, gerade in Mikro-KWK-Anlagen, als flexibel eingeschätzt. Combustion in plants with small capacities is regarded as only moderately flexible, but it is to be expected that there will be improvements as part of the general development of biomass firing plants of very small capacity (such as those required for low-energy houses). Electricity generation using a Stirling unit is considered flexible, particularly in micro-CHP systems.		
Varianz der Technologie Technology variance	Je nach Auslegung neben Stirling-Motor auch Dampfmaschine möglich Depending on design, a steam engine is also possible in addition to a Stirling engine		

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Strom Power	GJ/a	17,28	
Kapazität Capacity		MW	0,003	Stirling-Motor Stirling engine
Volllaststunden Full load hours		h/a	1 800	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	15	
Inputs				
Stofflich Material	Holzpellets Wood pellets	kg _{DM} /GJ _{out}	425	Elektrischer Wirkungsgrad 13 % Electrical efficiency 13 %
Stofflich 2050 Material 2050	Holzpellets Wood pellets	kg _{DM} /GJ _{out}	280	Elektrischer Wirkungsgrad 20 % Electrical efficiency 20 %
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	5	1-3 %
Outputs				
Stofflich Material	Asche (Rostasche) Ash (grate ash)	kg/GJ _{out}	2,5	Entsorgung in der Regel über Restmülltonne; bei Einhaltung der Vorschriften als Dünger einsetzbar Disposable usually in household waste bins; usable as fertiliser provided regulations are adhered to
Energetisch Energetic	Wärme Heat	GJ/GJ _{out}	4,0	
	Strom Power	GJ/GJ _{out}	1,0	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Elektrisch Electric		%	13	10-15 %, perspektivisch auf 20 % steigerbar 10-15 %, could be improved to 20 % in future
Thermisch Thermal		%	60	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	10 000 000	
Lernrate Learning rate		%	5 - 10	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	63	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	7	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	30	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Thermisch Thermal		€/GJ	285,00	Ca. 1 €/kWh _{el} Approx. € 1 /kWh _{el}
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	bis ca. 35	Bei 0,12 €/kWh At € 0,12 /kWh
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Elektrisch Electric		€/GJ	250 - 180	Stark abhängig von der Berücksichtigung der Wärme-gestehungskosten bei z. B. Heizungsersatz im Privathaushalt Heavily dependent on consideration of the levelised cost of energy, for example when replacing heating in private households
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
<p>Bei der technischen Umsetzung des Stirling-Motors gibt es nach wie vor technische Herausforderungen wie der Herstellung ölfrei funktionierender Gleitteile, der dauerhaften Dichtigkeit und das Design des Wärmetauschers. Perspektivisch vielversprechender ist der in den letzten Jahren deutlich gewachsene Holzvergaser-Markt (siehe Kleinvergaser), bei dem Technologiesprünge zu erwarten sind. Für eine Übergangszeit könnte die Stirling-Technologie die Nutzer für Festbrennstoff-KWK-Anwendungen sensibilisieren, bis die Vergasung mit höheren elektrischen Nutzungsgraden möglich wird.</p> <p>With regard to the technical application of the Stirling engine there are still technical challenges, such as the manufacture of oil-free sliding parts, achievement of permanent leakproofness and the design of the heat exchanger. A more promising development for the future is the wood gasification market (see small-scale gasifiers), which has grown significantly over the past few years and in which technology leaps can be expected. For a transition period, the Stirling technology may raise users' awareness of solid fuel CHP applications until gasification with higher electrical efficiencies becomes possible.</p>				

ORC KWK < 250 kW_{el}

Im kleinen bis mittleren Leistungsspektrum der holz-basierten Kraft-Wärme-Kopplung stellt der ORC-Prozess (Organic-Rankine-Cycle) eine Alternative zu dampfbasier-ten Heizkraftwerken dar. Basis des etablierten Verfah-rens ist der Clausius-Rankine-Prozess, jedoch wird als Arbeitsmedium ein organisches Fluid verwendet, wobei in der Regel zwischen dieses Fluid und den Verbrennungs-raum noch ein Thermoöl als Wärmeübertragungsmedium geschaltet ist. Die ORC-Technologie kann prinzipiell auch genutzt werden, um zum Beispiel die Abwärme eines Biogas-BHKW zur Nachverstromung zu verwenden.

ORC KWK < 250 kW_{el}

In the small-scale to medium capacity range for wood-based combined heat and power generation, the ORC (Organic Rankine Cycle) process presents an alternative to steam-based CHP plants. The basis of this establi-shed procedure is the Clausius Rankine Process, but the working medium used is an organic fluid, and usually a thermal oil is interposed between this fluid and the combustion chamber as a heat transfer medium. In principle, ORC technology can also be used, for example, in order to utilise waste heat from a biogas CHP plant for optimised power production.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	ca. 90 ¹	Biomasseheizkraftwerke mit Rostfeuerung und ORC-Technologie Biomass CHP systems with grate firing and ORC technology
Installierte Leistung Installed capacity		GW	ca. 0,1 ²	
Nettostrom Net power production		PJ/a	< 3	0,1 GW bei 8000 h p. a. entspricht 2,88 PJ 0,1 GW at 8 000 h p.a. corresponds to 2,88 PJ
Nettowärme Net heat production		PJ/a	< 14	15 % elektrischer und 68 % thermischer Wirkungsgrad ange-nommen 15 % electrical and 68 % thermal efficiency assumed
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Biomasseheizkraftwerk mit Holzhackschnitzelfeuerung und ORC-Technologie (Organic-Rankine-Cycle) zur industriellen Eigenversor-gung Biomass CHP plant with wood chip firing and ORC (Organic Rankine Cycle) technology for independent industrial supply			
Prozesskette Process chain	Organic-Rankine-Cycle-Heizkraftwerk (Holzhackschnitzel) mit Rostfeuerung, Schlangrohrwärmeübertrager, Economizern, Rauch-gasreinigung, Sekundär und Primärkreislauf mit Thermofluiden anschließender Turbine Organic Rankine Cycle CHP plant (woodchips) with grate firing, spiral coil heat transfer, economisers, flue gas purification, secondary and primary cycle with thermal fluids, subsequent turbine			
Leistungsspektrum Power range	0,2–3 MW _{el} mit Feuerungswärmeleistungen von 1,5–20 MW 0,2–3 MW _{el} with rated thermal inputs of 1,5–20 MW			
Entwicklungsstand Stage of development	Am Markt verfügbar Available on the market			
Varianz der Technologie Technology variance	Holzhackschnitzel nach DIN EN 14961-4 Woodchips in accordance with the standard DIN EN 14961-4			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Strom Power	GJ/a	4 725	Strom Electricity
Kapazität Capacity		MW _{el}	0,25	Ca. 1,7 MW _{th} Approx. 1,7 MW _{th}
Volllaststunden Full load hours		h/a	5 250	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Holzhackschnitzel Wood chips	kg _{DM} /GJ _{out}	380	Funktionsfähig bei Holzhackschnitzeln mit unterschiedlichen Wassergehalten (in der Regel 35–50 %) Can function with woodchips of varying moisture content (usually 35–50 %)
Stofflich 2050 Material 2050	Holzhackschnitzel Wood chips	kg _{DM} /GJ _{out}	275	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	69	
Outputs				
Stofflich Material	Asche (Rostasche) Ash (grate ash)	kg/GJ _{out}	3,7	Entsorgung in der Regel über Restmülltonne; bei Einhaltung der Vorschriften als Dünger einsetzbar; notwendige separate Entsorgung der Flugaschen und Zyklonaschen der Staubabscheider Disposal usually possible in household waste; usable as fertiliser provided regulations are adhered to; fly ash and cyclone ash must be disposed of separately via a dust separator
Energetisch Energetic	Wärme Heat	GJ/GJ _{out}	4,5	Möglichst ganzjährige Wärmebereitstellung im Vordergrund Focus on heat supply throughout the year if possible
	Strom Power	GJ/GJ _{out}	1,0	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Elektrisch Electric		%	15	
Thermisch Thermal		%	68	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	12 350 000	
Lernrate Learning rate		%	5	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	50	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	25	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	25	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Elektrisch Electric		€/GJ	105,0	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	33	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Elektrisch Electric		€/GJ	70,0	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Prozessoptimierung und neue Thermoöle würden höhere Flexibilisierung und Betriebsparameter erlauben. Process optimisation and new thermal oils would permit greater flexibilisation and improved operating parameters				

¹ Scheffelowitz et al. 2013

² Scheffelowitz et al. 2014

Biomasseheizkraftwerk > 5 MW

Biomasseheizkraftwerke mit Wärme- oder Prozessdampfauskopplung (KWK) sind Stand der Technik und im Leistungsbereich > 5 MW_{el} in einer Vielzahl von Anlagen installiert. Über einen Kessel (z. B. zirkulierende Wirbelschicht) wird Dampf erzeugt und über eine Dampfturbine und Generator Strom erzeugt und in das Netz eingespeist.

Biomass heat and power station > 5 MW

Biomass CHP units with heat or process steam extraction are state-of-the-art and are installed in numerous plants in the capacity range > 5 MW_{el}. Steam is produced by means of a boiler (e.g. circulating fluidised bed) and electricity is generated by a steam turbine and generator and is then fed into the network.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	ca. 640 ¹	Biomasse(heiz)kraftwerke > 0,15 kW _{el} , einschließlich thermochemischer Holzvergaser (ohne Mitverbrennungsanlagen); Anlagen größer 5 MW _{el} ; < 100 Biomass (heat and) power plants > 0,15 kW _{el} , including thermochemical wood gasifiers (without cogeneration plants); plants larger than 5 MW _{el} ; < 100
Installierte Leistung Installed capacity		GW	1,53 ¹	GW _{el}
Nettostrom Net power production		PJ/a	ca. 40 ¹	Holzvergaseranlagen und Biomasseheizkraftwerke einschließlich der Mitverbrennung von Biomasse in Heizkraftwerken der Papier- und Zellstoffindustrie Wood gasification plants and biomass heat and power plants including co-combustion of biomass in CHP units of the paper and wood pulp industry
Nettowärme Net heat production		PJ/a	ca. 25 ¹	KWK-Wärmeerzeugung Biomasse-HKW CHP heat production in biomass heat and power plants
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Heizkraftwerk mit Holzfeuerung im Dampfprozess mit flexibilisierter Wärmeauskopplung durch HD-Gegendruckturbine Heat and power plant with wood firing in a steam process with flexibilised heat extraction by means of a high-pressure backpressure turbine			
Prozesskette Process chain	CR (Clausius Rankine)-Dampfprozess, einsträngige Rauchgasführung und mehrstufige Luftvorwärmung, Wirbelschichtfeuerung, Hochdruck-Gegendruckturbine, Niederdruck-Kondensationsturbine CR (Clausius Rankine) steam process, single-stranded flue gas flow and multi-stage air heater, fluidised bed combustion, high-pressure backpressure turbine, low-pressure condensation turbine			
Leistungsspektrum Power range	1–20 MW _{el} , große Bandbreite in der Anlagenauslegung insbesondere beim Verhältnis der Strom- zur Wärmebereitstellung 1–20 MW _{el} , wide range of plant designs, in particular regarding the relationship between electricity and heat supply			
Entwicklungsstand Stage of development	Ausgereifte und marktetaillierte Technologie Mature technology which is established on the market			
Varianz der Technologie Technology variance	Prinzipiell hohe Varianz sofern Brennstoff in Feuerung fluidisierbar ist In principle, high degree of variance insofar as fuel can be fluidised during firing			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Strom Power	GJ/a	151 000	Bei flexibilisiertem Betrieb entsprechend ca. 108 000 GJ _{el} With flexibilised operations corresponds to approx. 108 000 GJ _{el}
Kapazität Capacity		MW _{el}	6,00	
Volllaststunden Full load hours		h/a	7 000 (Flex: 5 000)	Hohe Vollaststunden da ganzjährige Wärmeauskopplung (Dampf); die Verringerung der Vollaststunden und Erhöhung von Lastwechseln erhöhen die Bereitstellungskosten und müssen sich über höhere Erlöse refinanzieren High full load hours since heat extraction (steam) occurs throughout the year; reduction of full load hours and increase in load changes increases the supply costs and has to be compensated for by higher revenues
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Holzhackschnitzel Wood chips	kg _{DM} /GJ _{out}	168	
Stofflich 2050 Material 2050	Holzhackschnitzel Wood chips	kg _{DM} /GJ _{out}	150	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	33	
Outputs				
Stofflich Material	Asche (Rostasche) Ash (grate ash)	kg/GJ _{out}	1,60	Entsorgung in der Regel erforderlich; bei Einhaltung der Vorschriften als Dünger einsetzbar; notwendige separate Entsorgung der Flugaschen und Zyklonaschen der Staubabscheider Disposal usually necessary; usable as fertiliser provided regulations are adhered to; fly ash and cyclone ash must be disposed of separately by means of a dust separator
Energetisch Energetic	Strom Power	GJ/GJ _{out}	1,00	
	Wärme Heat	GJ/GJ _{out}	0,26	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Elektrisch Electric		%	33	Erhöhung auf bis zu 38 % (Kondensationsbetrieb ohne Wärmeauskopplung) Increase to up to 38 % (condensation operation without heat extraction)
Thermisch Thermal		%	-	Wärmegeführte Anlagen haben üblicherweise Jahresnutzungsgrade von etwa 20 % (el.) und 50 % (th.) Heat-led plants generally have annual efficiencies of about 20 % (el.) and 50 % (th.)
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	4 300 000	
Lernrate Learning rate		%	5–15	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	25	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	44	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	31	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Elektrisch Electric		€/GJ	46 (Flex: 67)	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	8	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Elektrisch Electric		€/GJ	42 (Flex: 63,5)	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Anpassung des Anlagenbetriebs auf flexible Fahrweise zur bedarfsgerechten Wärme- und Strombereitstellung; Erhöhung der Wirkungsgrade bei Verbreiterung des einsetzbaren Brennstoffsportiments Adaptation of plant operations to flexible mode for demand-driven heat and electricity provision; improvement of efficiencies through expansion of the range of usable fuels				

¹ Scheffelowitz et al. 2014

Pflanzenöl-BHKW

Die Verbrennung von Pflanzenölen in zumeist motorgetriebenen Blockheizkraftwerken zur Strom- und Wärmebereitstellung ist Stand der Technik und als prinzipiell gut flexibilisierbar einzuschätzen. Aufgrund des an den Stromgestehungskosten verhältnismäßig hohen Anteiles der Rohstoffkosten und der Volatilität von Pflanzenölpreisen ist bezüglich der Gewinnerwartung ein tendenziell höheres Risiko zu berücksichtigen. Ein zukünftig flexiblerer, strom- oder netzorientierter Anlagenbetrieb führt zumeist zur Verringerung der Volllaststunden, der Erhöhung der Zahl von Lastwechseln und damit zu einer Erhöhung der Bereitstellungskosten, die sich über höhere (Markt-)Erlöse refinanzieren müssen.

Plant oil CHP

The combustion of plant oils in mostly engine-powered cogeneration plants for the production of electricity and heat is state-of-the-art and can be regarded in principle as suitable for flexibilisation. Owing to the relatively high proportion of feedstock costs in the levelised cost of energy and due to the volatility of plant oil prices, a tendency towards a high risk must be taken into account as regards profit expectations. A more flexible electricity or network-oriented mode of operation in future will mostly lead to a reduction of full load hours, an increase in the number of load changes and thus to an increase in energy production costs, which must then be refinanced through higher (market) revenues.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		–	ca. 1 100 ¹	In Betrieb; davon weniger als 10 Anlagen > 1 MW _{el} In operation; of these, fewer than 10 plants > 1 MW _{el}
Installierte Leistung Installed capacity		GW	ca. 0,18 ²	Seit Wegfall der EEG-Förderung für Strom aus Pflanzenöl (2012) stark rückläufig (z. T. Umstellung auf Biomethan-BHKW) Since the removal of subsidies for the generation of electricity from plant oil under the Renewable Energies Act (2012), the number of plants is decreasing rapidly (partly through conversion to biomethane CHP plants)
Nettostrom Net power production		PJ/a	1,26 ²	Geringe Volllaststunden im Bestand (wärmegeführt), Brennstoffmenge von ca. 3,2 PJ Low number of full load hours among existing plants (heat-led), fuel quantity of approx. 3.2 PJ
Nettowärme Net heat production		PJ/a	1,04 ²	
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Verbrennung von Pflanzenöl(en) (zumeist Rapsöl und Palmöl) in Verbrennungskraftmaschinen Combustion of plant oil(s) (mostly rapeseed and palm oil) in combustion engines			
Prozesskette Process chain	Brennstofftank, Brennkammer/ Motor, Generator, Wärmetauschersysteme (Abwärme, Abgasstrom), Katalysator, Schaltzentrale, Einrichtungen zur Wärmeverteilung Fuel tank, combustion chamber/engine, generator, heat exchange systems (waste heat, exhaust gas flow), catalytic converter, control centre, heat distribution devices			
Leistungsspektrum Power range	Große Spannweite von < 10 kW _{el} bis 20 MW _{el} ; zumeist < 1 MW _{el} ¹ Wide range from < 10 kW _{el} up to 20 MW _{el} ; mostly < 1 MW _{el} ¹			
Entwicklungsstand Stage of development	Etablierte Technologie; hohe spezifische Leistungen bei zumeist hoher Dauerbetriebsfestigkeit bei häufigen Lastwechseln und hohe Startzuverlässigkeit Established technology; high specific capacities with mostly high dependability in continuous operation with frequent changes of load and reliable starting			
Varianz der Technologie Technology variance	Substratflexibilität und hohe Varianz der Anlagenauslegung auf die Gegebenheiten (Notstrom, Grundlast und Spitzenlastaggregate) Substrate flexibility and high degree of variance in plant design, depending on conditions (emergency power, base load and peak load units)			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Strom Power	GJ/a	50 400	Zzgl. 42 000 GJ Wärme; Flex (5 000 h): 36 000GJ _{el} + 30 000 GJ _{th} Plus 42 000 GJ heat; Flex (5 000 h): 36 000 GJ _{el} + 30 000 GJ _{th}
Kapazität Capacity		MW _{el}	2,00	Elektrische Bruttoleistung; entspricht ca. 4,76 MW Brennstoffleistung Gross electrical output; corresponds to approx. 4,76 MW fuel input
Volllaststunden Full load hours		h/a	7 000	Flex: 5 000 h; anders als bei Biogas ist der Grad der Überbauung durch die flexible Rohstoffspeicherung und dem Rohstoffeinsatz nicht beschränkt Flex: 5 000 h; unlike with biogas plants, the degree of capacity increase is not limited owing to flexible feedstocks storage and feedstock input
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

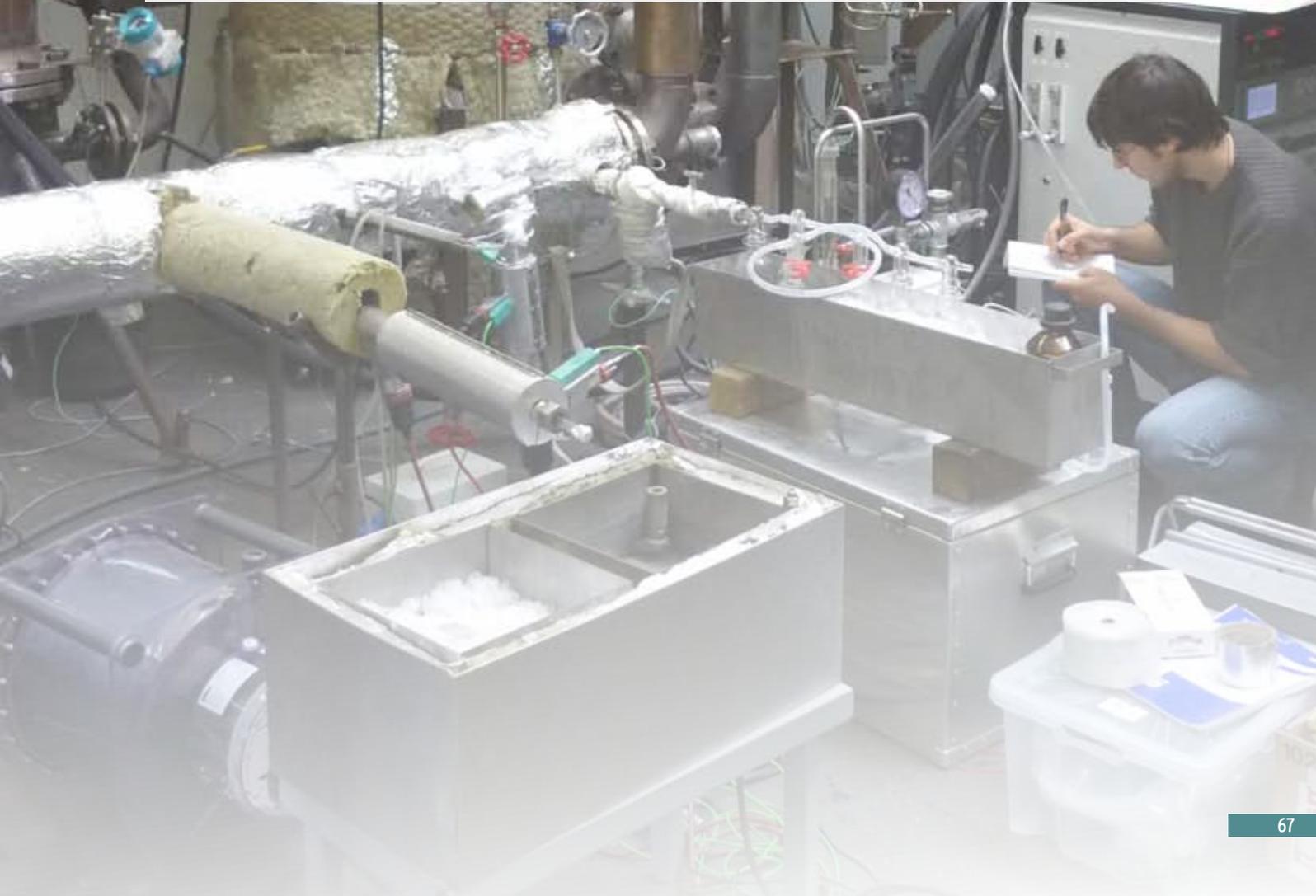
		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Pflanzenöl (Raps, Palm) Plant oil (rape, palm)	kg _{DM} /GJ _{out}	63,0	Bezogen auf Rapssaat: 141 kg _{DM} /GJ _{out} With reference to rapeseed: 141 kg _{DM} /GJ _{out}
Stofflich 2050 Material 2050	Pflanzenöl Plant oil	kg _{DM} /GJ _{out}	59,5	Bezogen auf Rapssaat: 131 kg _{DM} /GJ _{out} With reference to rapeseed: 131 kg _{DM} /GJ _{out}
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	1,4	Ca. 0,5 % der Stromproduktion; Strombedarf: 70 000 kWh/a Approx. 0.5 % of electricity production; power requirement: 70 000 kWh/a
Outputs				
Stofflich Material		kg _{DM} /GJ _{out,el}	-	Bei Berücksichtigung der Prozesskette ab Rapssaat fallen bei der Ölgewinnung Rapspresskuchen (dezentrale Ölpresse) oder Rapsextraktionsschrot (zentrale Ölmühle) als Futtermittel an Taking into account the process chain starting from rapeseed, oil production results in rapeseed cake (decentralised oil press) or rapeseed meal (centralised oil mill) for use as animal feed
Energetisch Energetic	Strom Power	GJ/GJ _{out,el}	1,00	
	Wärme Heat	GJ _{out,th} /GJ _{out,el}	0,85	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency			82 %	BHKW Wirkungsgrad CHP unit efficiency
Elektrisch Electric		%	42	Elektr. Bruttowirkungsgrad; auf 45 % steuerbar Gross electrical efficiency; can potentially be increased to 45 %
Thermisch Thermal		%	40	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cbp}	1 100 000	
Lernrate Learning rate		%	0–5	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	7	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	10	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	83	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Elektrisch Electric		€/GJ	69	Sehr abhängig von der Fahrweise und den Rohstoffkosten Highly dependent on mode of operation and feedstock costs
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	10	Bei Wärmepreis 0,083 €/MJ (= 3 €ct/kWh _{th}), höhere Wärmeerlöse (Wärmeversorgung für Krankenhaus, Hotel, öffentliches Gebäude) möglich At heat price of € 0,083 /MJ (= € 0,03/kWh _{th}), higher heat revenues possible (through heat supplies to a hospital, hotel or public building)
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Elektrisch Electric		€/GJ	62	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
<p>Die Anlagenauslegung und Betriebsweise der vergleichsweise flexiblen Pflanzenöl-BHKWs ist hinsichtlich zukünftiger, energiesystemseitiger Notwendigkeiten auszurichten. Weitere Effizienzsteigerungen im Motorenbereich und bezüglich der Wärmenutzung sind gezielt weiterzuentwickeln. Aufgrund des Einsatzes eines hochwertigen aber teuren Energieträgers (Pflanzenöl) und des Wegfalls der Förderungen ist der Anteil der Nutzung von Pflanzenölen zur Strombereitstellung derzeit gering. Verschiedene Nischenanwendung (z.B. Berghütte) ähnlich der direkten Nutzung von Pflanzenöl als Kraftstoff (Landmaschinen) ist denkbar.</p> <p>The plant design and mode of operation of the relatively flexible plant oil CHP units need to be adjusted along with future requirements regarding energy systems. Further efficiency improvements in the engine and with regard to heat utilisation must be pursued further. Owing to the utilisation of a high-quality but rather expensive energy carrier, and ceasing incentives, the utilisation of plant oils for electricity provision is currently low. Different niche applications (e.g. in alpine huts) comparable with the direct use of plant oil as a fuel (in agricultural machinery) is conceivable.</p>				

¹ Scheffelowitz et al. 2014



Biomassevergasung

Biomass gasification



Kleinvergaser (KWK)

Kleinvergaser sind Stand der Technik, jedoch aufgrund höherer Investitionsaufwendungen derzeit noch nicht weit verbreitet. Bei der thermo-chemischen Vergasung und dem anschließendem Einsatz in einem BHKW werden gegenüber verbrennungsbasierter KWK höhere elektrische Wirkungsgrade von rund 25 bis 30 % erreicht. Die Vergasungstechnologie wird zukünftig auch im kleinen Leistungsbereich Einzug halten und hier mittels Motoren oder Brennstoffzellen eine hohe elektrische Effizienz angestrebt. Bis 2050 sind in dieser Kombination elektrische Wirkungsgrade > 40 % auch im kleinen Maßstab denkbar (bei einem Kaltgaswirkungsgrad der Vergasung > 75 % und einem elektrischen Brennstoffzellenwirkungsgrad > 55 %). Hier ist also ein Technologiesprung zu erwarten.

Small gasifier (CHP)

Small-scale gasifiers are state-of-the-art, but owing to their high investment costs they are currently not gaining ground. With thermochemical gasification and subsequent utilisation in a CHP plant and with respect to conventional combustion systems, higher electrical efficiencies of around 25 to 30 % can be achieved. In future, gasification technology will also become relevant in the small-scale capacity range and high electrical efficiency is being pursued in that sphere through the use of engines and fuel cells. By 2050 it is conceivable that this combination will result in electrical efficiencies of > 40 % even in small-scale plants (with a cold gas efficiency through gasification of > 75 % and an electrical fuel cell efficiency of > 55 %). Hence, a technology leap is to be expected in this field.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	Einige Hundert Several Hundreds	Im Jahr 2013 wurden z. B. etwa 126 Holzvergasanlagen mit einer kumulierten elektrischen Leistung von knapp 13 MW _{el} zugebaut ¹ In 2013, for example, approximately 126 wood gasification plants with a cumulative electrical capacity of nearly 13 MW _{el} were constructed ¹
Installierte Leistung Installed capacity		GW	ca. 0,04 ²	
Nettostrom Net power production		PJ/a	ca. 0,7	
Nettowärme Net heat production		PJ/a	1,2	
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Kleinvergasanlage von Holzhackschnitzeln oder Holzpellets mit anschließender Gasaufbereitung und Verbrennung in einem Gasmotor unter Kraft-Wärme-Kopplung Small-scale gasification plant using woodchips or pellets with subsequent gas processing and combustion in a gas engine with combined heat and power generation			
Prozesskette Process chain	Vergasung (z. B. Gleichstrom, Schwebebett, gestufte Vergasung), Produktgaskühlung, Gasreinigung (u.a. Elektrofilter, organische Wäschen; katalytische Terrgehaltsminderung in Entwicklung; bei bis zu 250 °C mittels Textilfilter), Produktgasverbrennung im Otto-Prozess mit Generator und Wärmetauscher Gasification (e.g. downdraft gasification, fluidized bed, multistep process), product gas cooling, gas purification, product gas combustion using the Otto process with generator and heat exchanger			
Leistungsspektrum Power range	15–250 kW _{el} (45–500 kW _{th})			
Entwicklungsstand Stage of development	Etablierte Technologie mit langer historischer Erfahrung Well-established technology in which there is long-standing experience			
Varianz der Technologie Technology variance	Relativ hohe Anforderungen an den Rohstoff bei Gleichstromvergasung, nur begrenzt stufenlos flexibilisierbar, gut Leistungsregelbarkeit (an/aus) durch schnelle An- und Abfahrvorgänge (ca. 10 min (Kaltstart), 5 min (Warmstart), 15 s Ausschaltzeit) Relatively high standards for feedstocks in downdraft gasification, stepless flexibilisation only possible to a certain extent, easily controllable (on/off) owing to rapid start-up and shutdown procedures (approx. 10 min (cold start), 5 min (warm start), 15 s shutdown time)			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Strom Power	GJ/a	682	
Kapazität Capacity		MW _{el}	0,038	
Volllaststunden Full load hours		h/a	5 000	Flexibler Betrieb (sonst 6 000 h) Flexible operation (otherwise 6 000 h)
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Holzhackschnitzel Wood chips	kg _{DM} /GJ _{out}	268,0	Wirkungsgrad 21 % (Bezug auf Trockenmasse und inkl. Abzug el. Hilfsenergie vom Output) Efficiency 21 % (referring to dry mass and including deduction of electrical auxiliary energy from output)
Stofflich 2050 Material 2050	Holzhackschnitzel Wood chips	kg _{DM} /GJ _{out}	147,0	Bei Wirkungsgrad 38 % At an efficiency of 38 %
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _{el} /GJ _{out}	4,4	
Outputs				
Energetisch Energetic	Strom Power	GJ/GJ _{out,el}	1,00	
	Wärme Heat	GJ/GJ _{out,el}	3,00	Bei höheren elektr. Wirkungsgraden Verringerung des Verhältnisses Wärme zu Strom With high electrical efficiencies, reduction of the heat / electricity ratio
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Energetisch Energetic		%	21	Theoretisch erreichbar wären 42 % (bei ca. 85 % Vergaserwirkungsgrad, 50 % und mehr Motorenwirkungsgrad, keine Abwärmeverstromung); Technologiesprung bei Verfügbarkeit Brennstoffzelle Theoretically, it would be possible to achieve 42 % (at a gasification efficiency of approx. 85 %, an engine efficiency of 50 % or more and without conversion of waste heat into electricity); a technology leap is to be expected when fuel cells become available
Thermisch Thermal		%	63	
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	5 000 000	
Lernrate Learning rate		%	5-20	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	40	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	34	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	26	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Elektrisch Electric		€/GJ	88,0	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	28	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Elektrisch Electric		€/GJ	63,0	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Besonders im kleintechnischen Bereich bestehen noch Potenziale in der Rohstoffvarianz, da ungünstige Rohstoffparameter noch zu großen Problemen in der Produktgasqualität führen. Entwicklung und Anwendung von Brennstoffzellen könnten zu einem Technologiesprung führen. Particularly in the small-scale capacity range, there are potentials in feedstock variance since unfavourable feedstock parameters currently still lead to major problems in product gas quality. Development and application of fuel cells may bring about a technology leap.				

¹ Scheffelowitz et al. 2014

² Zeymer et al. 2013

Vergaser KWK mittel

Vergaser im mittleren Leistungsbereich sind ebenfalls Stand der Technik und einige Anlagen installiert. Bei der thermo-chemischen Vergasung und anschließendem Einsatz des Produktgasgemisches in einem Kraft-Wärme-Kopplungsprozess werden Wirkungsgrade von bis zu 40 % erreicht. Die Vergasungstechnologie bildet eine flexible Plattform zur zukünftigen Bereitstellung von Strom und Wärme, gasförmigen Energieträgern oder auch flüssigen Kraftstoffen.

Gasifier CHP medium

Gasifiers in the medium capacity range are also state-of-the-art and some plants have been installed. In thermochemical gasification and subsequent utilisation of the product gas mixture in a combined heat and power generation process, efficiencies of up to 40 % are achieved. Gasification technology offers a flexible platform for the future supply of electricity and heat, gaseous energy carriers or also liquid fuels.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		–	Wenige Anlagen Few Plants	
Installierte Leistung Installed capacity		GW	ca. 0,02 ¹	In Deutschland und Österreich In Germany and Austria
Nettostrom Net power production		PJ/a	0,35	
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Vergasungsanlage von Holzhackschnitzeln oder Pellets mit anschließender Verbrennung in einem Gasmotor oder Gasturbine im ORC-Prozess im Kondensationsbetrieb Gasification plant using woodchips with subsequent gas processing and combustion in a gas engine or gas turbine using the ORC process in a condensing operation			
Prozesskette Process chain	Vergasung (z.B. Wirbelschichtvergasung), Heißproduktgasreinigung, Produktgaskühlung, Kaltproduktgaswäsche, Produktgasverbrennung im Otto-Prozess mit Generator und Wärmetauscher Gasification, hot product gas purification, product gas cooling, cold product gas scrubbing, product gas combustion using the Otto process with generator and heat exchanger			
Leistungsspektrum Power range	1–20 MW _{el}			
Entwicklungsstand Stage of development	Etablierte Technologie Established technology			
Varianz der Technologie Technology variance	Vergleichsweise eingeschränkte Flexibilisierbarkeit durch beschränkte Leistungsregelbarkeit und komplexes Anfahrverhalten Flexibilisation only possible to a certain extent owing to a limited power control and complex start-up procedures			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	Strom Power	GJ/a	291 176	
Kapazität Capacity		MW	10,80	
Volllaststunden Full load hours		h/a	7 500	Flexibler Betrieb 5 000 h Flexible operation 5 000 h
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	20	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Holzhackschnitzel Wood chips	$\text{kg}_{\text{DM}}/\text{GJ}_{\text{out}}$	151,0	
Stofflich 2050 Material 2050	Holzhackschnitzel Wood chips	$\text{kg}_{\text{DM}}/\text{GJ}_{\text{out}}$	106,0	
Energetisch Energetic	Strom Power	$\text{kWh}_{\text{el}}/\text{GJ}_{\text{out}}$	4,4	
Outputs				
Energetisch Energetic	Strom Power	$\text{GJ}/\text{GJ}_{\text{out}}$	1,00	
	Wärme Heat	$\text{GJ}/\text{GJ}_{\text{out}}$	0	Wärmeauskopplung bei anderem Betriebskonzept prinzipiell möglich In principle, heat extraction would be possible with a different operating concept
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Elektrisch Electric		%	37	Theoretisch erreichbar wären bis 58 % (> 85 % Vergaserwirkungsgrad, 55 % und mehr Motorenwirkungsgrad, Abwärmeverstromung); Technologiesprung bei Verfügbarkeit Brennstoffzelle Theoretically, it would be possible to achieve up to 58 % (with > 85 % gasifier efficiency, 55 % or more engine efficiency and with conversion of waste heat into electricity); a technology leap will be possible when fuel cells become available.
Thermisch Thermal			-	Keine Wärmeauskopplung, da Konzept mit Nachverstromung No heat extraction since this concept includes conversion of waste heat into electricity
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	6 600 000	
Lernrate Learning rate		%	5-15	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	45	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	35	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	20	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Elektrisch Electric		€/GJ	81,0	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	0	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Elektrisch Electric		€/GJ	81,0	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Potenziale in der Rohstoffvarianz; Optimierung (Forschung und Entwicklung) im Bereich Wärmerückführung, Aufbereitungsverluste und Gasreinigung notwendig Potentials for feedstock variance; optimisation (research and development) required in the fields of re-use of heated air, processing losses and gas purification				

¹ Zeymer et al. 2013

Vergaser mit SNG Einspeisung

Vergaser im mittleren Leistungsbereich sind Stand der Technik und die gesamte Prozesskette bis hin zu synthetisch hergestelltem Methan (SNG) in einigen Anlagen marktnah erprobt. Die Vergasungstechnologie bildet eine flexible Plattform zur zukünftigen Bereitstellung von Strom und Wärme, gasförmigen Energieträgern oder auch flüssigen Kraftstoffen.

Gasifier with SNG feed-in

Gasifiers in the medium capacity range are state-of-the-art and the entire process chain up to the production of synthetic methane (SNG) has been tested in some plants in a market-oriented way. Gasification technology provides a flexible platform for the future provision of electricity and heat, gaseous energy carriers and also liquid fuels.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	0	Keine Anlage in Deutschland; Demonstrationsanlage in Güssing (AT) und weitere in Niederlanden, Schweiz und Schweden No plants in Germany; demonstration plant in Güssing (Austria) and others in the Netherlands, Switzerland and Sweden
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Vergasungsanlage von Holzhackschnitzeln oder Pellets mit anschließender Gasaufbereitung und katalytischer Synthese (z.B. CO-Methanisierung) zu SNG Gasification plant using woodchips or pellets with subsequent gas processing and catalytic synthesis (e.g. CO methanisation) to produce SNG			
Prozesskette Process chain	Wirbelschichtvergasung, Produktgaskühlung mit Wärmetauscher, Kaltproduktgaswäsche, CO-Methanisierung mit Shiftreaktion, Veredelung Fluidised bed gasification, product gas cooling with heat exchanger, cold product gas scrubbing, CO methanisation with shift reaction, refining			
Leistungsspektrum Power range	1-100 MW _{SNG}			
Entwicklungsstand Stage of development	An der Schwelle zur Marktreife und kommerziellem Betrieb On the threshold of marketability and commercial operations			
Varianz der Technologie Technology variance	Relativ hohe Anforderungen an den Rohstoff, nur begrenzt flexibilisierbar durch beschränkte Leistungsregelbarkeit und komplexes Anfahrverhalten Relatively high standards required of the feedstocks, flexibilisation only possible to a certain extent owing to a limited power control and complex start-up procedures			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	SNG	GJ/a	730 155	
Kapazität Capacity		MW _{SNG}	25,00	
Volllaststunden Full load hours		h/a	8 000	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	25	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Holzhackschnitzel Wood chips	kg _{DM} /GJ _{out}	96,0	
Stofflich 2050 Material 2050	Holzhackschnitzel Wood chips	kg _{DM} /GJ _{out}	76,5	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _e /GJ _{out}	31,0	
Outputs				
Energetisch Energetic	Wärme Heat	GJ/GJ _{out}	1,00	
	Strom Power	GJ/GJ _{out}	0,17	
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Kraftstoff Fuel		%	58–73	Bei sehr hohen Vergasungswirkungsgrad (90 %) und Ausschöpfung des chemischen Wirkungsgrades der Methanisierung wäre ein Konversionsgrad Biomasse zu Methan von 73 % bis zu maximal 80 % (abzüglich Verluste aus der Gasreinigung) denkbar. With very high gasification efficiency (90 %) and full exploitation of the chemical efficiency of methanisation, a biomass-to-methane conversion rate of 73 % up to 80 % (minus losses due to gas purification) is conceivable.
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	3 500 000	Bei marktreifen Anlagen In the case of plants ready for marketing
Lernrate Learning rate		%	8–10	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	35	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	40	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	25	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	35,5	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	4	
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	34,0	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Potenziale in der Rohstoffvarianz; Optimierung (Forschung und Entwicklung) im Bereich Wärmerückführung, Aufbereitungsverluste, Gasreinigung notwendig; Integration in bestehende Standorte (Industrieanlagen, Raffinerie) können zu Kostensenkungen führen.				
Potentials in feedstock variance; optimisation (research and development) required in the fields of reuse of heat recovery, processing losses and gas purification; integration into existing facilities (industrial plants, refineries) may lead to reduced costs.				

BTL > 100 MW

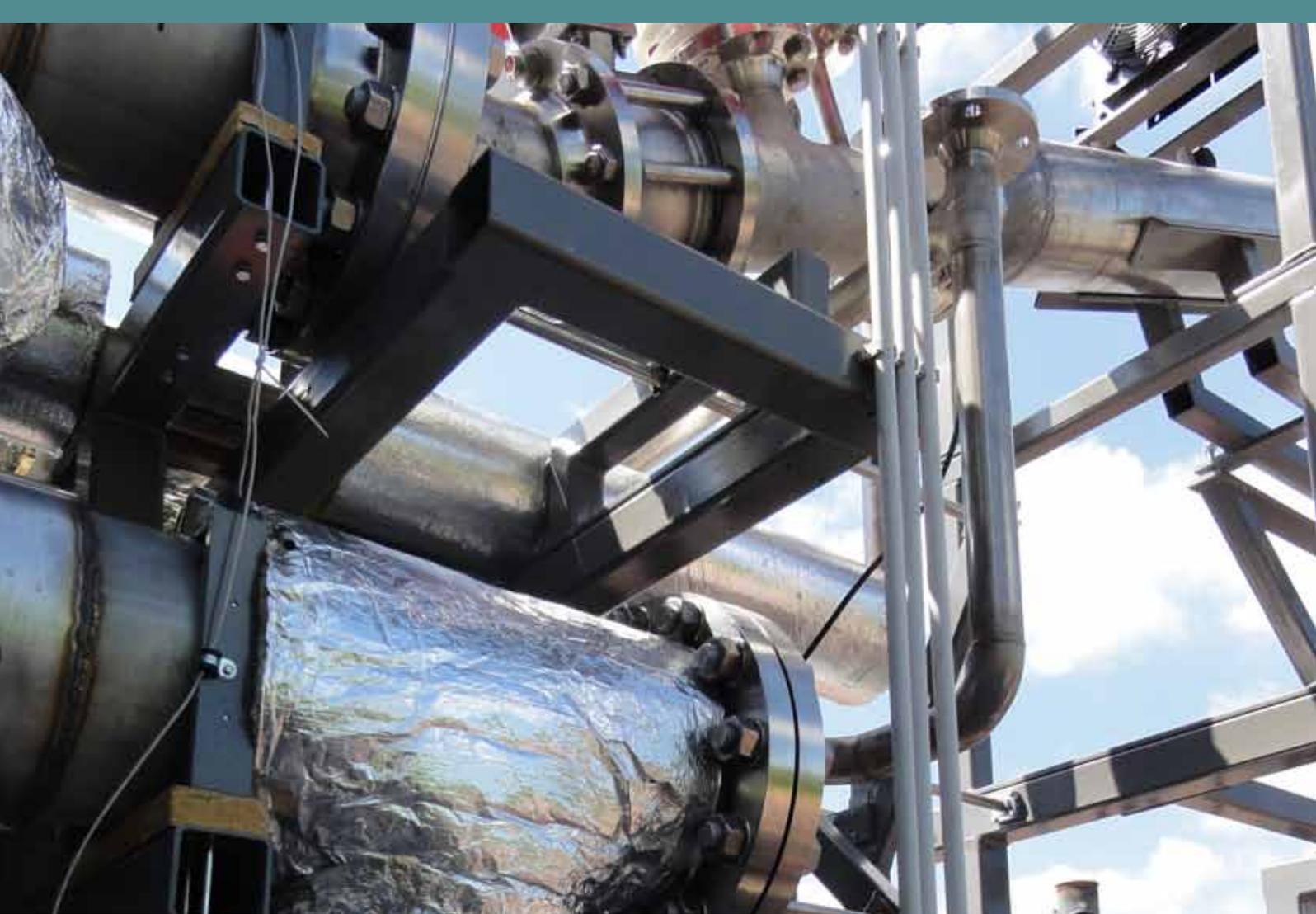
Ein Vorteil synthetischer, flüssiger Kraftstoffe über zum Beispiel den Weg der Fischer-Tropsch-Synthese (Biomass-to-Liquid-Prozess [BTL]) ist deren einfache Integration in bestehende Infrastrukturen im Mobilitätsbereich. Bei der Herstellung dieser Biokraftstoffe können verschiedene, meist lignozellulosehaltige Rohstoffe (z. B. Holz, Stroh) eingesetzt werden. Die Erzeugung von Kraftstoffen mittels FT-Prozess ist auf Basis fossiler Energieträger (Kohle, Erdgas) im kommerziellen Einsatz. Für biomassebasierte Anlagen stellen neben der Wirtschaftlichkeit jedoch unter anderem die Biomassevorbehandlung und die Vergasung technische Herausforderungen dar. Die Lignozellulose wird über verschiedene Prozessschritte in eine Vielzahl an variierbaren und damit in gewissen Grenzen an die Nachfrage orientierbaren Produktfraktionen umgewandelt. Besondere Vorteile bietet diese Technologie, da Rohstoffe mit verhältnismäßig geringen Konkurrenzene eingesetzt werden können. Ein Teil der Produkte (FT-Kerosin) kann perspektivisch auch als Flugkraftstoff eine Anwendung finden, da andere erneuerbare Alternativen hier in den nächsten Jahrzehnten nicht in Sicht sind.

BTL > 100 MW

An advantage of synthetic liquid fuels via, for example, Fischer-Tropsch synthesis (Biomass-to-Liquid process [BTL]) is that it can easily be integrated into existing infrastructures in the transport sector. Various feedstocks, mostly containing lignocellulose (e.g. water, straw) can be used in the production of these biofuels. The manufacture of fuels using FT synthesis on the basis of fossil energy carriers (coal, natural gas) is in commercial use. The technical challenges facing biomass-based plants are not only commercial viability but also, among other things, the pretreatment of the biomass and gasification. The lignocellulose is converted by means of various process steps into a large number of variable product fractions which can to a certain extent be adapted to demand. This technology provides special advantages since feedstocks with relatively low levels of competition can be used. It is to be expected that in future a proportion of the products (FT kerosene) will be usable as aviation fuel since no other renewable alternatives are in sight over the next few decades.

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Status quo				
Anlagenbestand Number of operating facilities		-	0	Wenige Pilotanlagen zur Produktion flüssiger Kraftstoffe (z. B. bioliq®-Konzept des KIT Karlsruhe); bisher keine industriennahe Demoanlage A few pilot plants for the production of liquid fuels (e.g. bioliq® concept of KIT Karlsruhe); So far no near-industrial demo plant
Cluster Cluster overview				
Verfahren Process & technology	Fischer-Tropsch-Synthese von Synthesegas aus Holzvergasung zu mehreren Fraktionen, hauptsächlich FT-Diesel und FT-Kerosin (zumeist im Verhältnis 1:2); FT-Synthese über eine Methanolroute ist möglich Fischer-Tropsch synthesis of product gas from wood gasification into several fractions, mainly FT diesel and FT kerosene (mostly at a ratio of 1:2); FT-synthesis via methanol is also possible			
Prozesskette Process chain	Holzvergasung, Heißgasscheidung, Produktgaskühlung, Kaltproduktgaswäsche, CO-Methanisierung mit Shiftreaktion, FT-Synthese und Fraktionierung Wood gasification, hot gas separation, product gas cooling, cold product gas cleaning, CO methanisation with shift reaction, FT synthesis and fractionation			
Leistungsspektrum Power range	Bis 200 MW _{BTL} ; aufgrund Komplexität und Skalierungseffekten sind von technischer Seite eher große Anlagenkonzepte (> 100 MW) zu bevorzugen, was logistische Herausforderungen aufgrund des dezentralen Anfalls biogener Ressourcen mit sich bringt Up to 200 MW _{BTL} ; owing to complexity and scaling effects, large plant concepts (> 100 MW) are preferable from a technical point of view, entailing logistic challenges owing to the decentralised availability of biogenic resources			
Entwicklungsstand Stage of development	Demonstrations- und Pilotanlagen, wirtschaftlich noch nicht darstellbar Demonstration and pilot plants, not yet economically viable			
Varianz der Technologie Technology variance	Relativ hohe Anforderungen an den Rohstoff Relatively high feedstock requirements			
Modellparameter Model parameters				
Anlage Plant				
Ausstoß Production of	FT-Diesel, FT-Kerosin FT-Diesel, FT-Kerosene	GJ/a	5 490 000	Weitere Nebenprodukte: FT-LPG, FT-Naphta Additional by-products: FT-LPG, FT naphtha
Kapazität Capacity		MW _{out}	177	Entspricht etwa 500 MW _{th} ; Holzeinsatz von ca. 1,4 Mio t (Wassergehalt 40 %) Corresponds to approx. 500 MW _{th} ; wood input of approx. 1,4 million t (water content 40 %)
Volllaststunden Full load hours		h/a	8 300	
Laufzeit Lifespan (runtime)		a	25	

		Einheit Unit	Wert Value	Erläuterung Description
Inputs				
Stofflich Material	Holzhackschnittel Wood chips	kg _{DM} /GJ _{out}	157,0	Ca. 35 % Wirkungsgrad (Hauptprodukt FT-Diesel / -Kerosin) Approx. 35 % efficiency (main product FT diesel/kerosene)
Stofflich 2050 Material 2050	Holzhackschnittel Wood chips	kg _{DM} /GJ _{out}	126,0	
Energetisch Energetic	Strom Power	kWh _e /GJ _{out}	69,1	
Outputs				
Energetisch Energetic	BTL (FT-Diesel + FT-Kerosin (FT-diesel + FT-kerosene)	GJ _{out}	1,00	FT-Diesel/ Kerosin (Verhältnis 1:2) FT diesel/kerosene (ratio 1:2)
	FT-LPG	GJ/GJ _{out}	0,08	
	FT-Naphtha	GJ/GJ _{out}	0,38	Ca. 8,4 kg/GJ Approx. 8,4 kg/GJ
Anlagenwirkungsgrad Plant efficiency				
Kraftstoff Fuel		%	35–45	35 % Wirkungsgrad konservativer Ansatz (bei Hauptprodukt FT-Diesel); Wirkungsgrade extrem abhängig von den getroffenen Annahmen, z.B. Ausschöpfung der Möglichkeiten der Wärmerückführung, Prozessintegration und Katalysatorentwicklung; der Fischer-Tropsch-Prozess liefert zudem ein breites Zwischenproduktgemisch (Methan, Ethan, Propan, Butan, Naphta, Kerosin, Diesel, Wachse), wovon nur ein Teil nutzbar ist Conservative approach (with main product FT diesel); efficiency is extremely dependent on the assumptions made, e.g. exhaustion of potentials for heat recirculation, process integration and catalytic converter development; the Fischer-Tropsch process also results in a broad mixture of intermediate products (methane, ethane, propane, butane, naphtha, kerosene, diesel, waxes), only some of which are usable
Kosten Costs				
Investition		€/MW _{cap}	3 850 000	Bei marktreifen Anlagen (eventuell auch deutlich teurer > 4 000 €/kW _{out}); entspricht für diese Anlage etwa 680 Mio. €; große Spannweite an in der Literatur angenommenen Investitionsaufwendungen In the case of plants ready for the market (possibly also much more expensive > 4 000 €/kW _{out}); for this plant, this corresponds to approx. € 680 million; wide range of assumed figures for investment expenditure in the literature
Lernrate Learning rate		%	8–10	
Investitionskostenanteil Share of investment costs		%	32	
Anteil Betrieb & Wartung Share of operation & maintenance costs		%	40	
Rohstoffkostenanteil Share of feedstock costs		%	28	
Gestehungskosten Levelised costs of energy				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	47,7	
Erlös Koppelprodukte Co-product revenues		%	0,07	FT-LPG; FT-Naphta in der Regel wertlos FT-LPG; FT naphtha usually of no value
Gestehungskosten incl. Koppelprodukte LCOE including co-product revenues				
Kraftstoff Fuel		€/GJ	47,6	
Entwicklungsbedarf & Ausblick Development need & outlook				
Ausbeutesteigerung des FT-Prozesses (z. B. Katalysatorforschung), Abstimmung der einzelnen Prozessschritte (Wärmerückführung), Diversifizierung des Biomasseinputs Improvement of yield from the FT process (e.g. through research on catalytic converters), coordination of individual process steps (heat recirculation), diversification of biomass input				



Entwicklungstrends

Herausforderungen an die technische Weiterentwicklung

Developmental trends

Challenges for further technical advancement

Anaerobe Vergärung

Biogasanlagen haben in Deutschland einen starken Zubau erfahren. Die Verfahrensschritte zur Bereitstellung von Biogas aus vorrangig nachwachsenden Rohstoffen (Energiepflanzen, aber auch Reststoffen und Abfällen) und dessen Umwandlung zu Strom und Wärme oder Aufbereitung zu Kraftstoff sind etabliert. Die Biogastechnologie hat sich in den letzten Jahren infolge der dynamischen Entwicklung an viele sich ändernde Randbedingungen angepasst. Als Beispiel seien hier die steigenden Kosten, veränderte Genehmigungsbedingungen oder aktuell die Flexibilisierung der Energiebereitstellung genannt. Aufgrund der stark rückläufigen Zahlen in Deutschland im Zubau von Neuanlagen orientieren sich deutsche Unternehmen, die in Anlagenplanung und -bau tätig sind, aktuell auf die internationalen Märkte. Vor dem Hintergrund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen (EEG 2012 und 2014) wird der Leistungszubau im Biogasbereich überwiegend von Anlagenerweiterungen, Umstellungen auf den flexiblen Anlagenbetrieb sowie Güllekleinanlagen und Anlagen im Abfallbereich bestimmt sein.

Allgemein ist im Biogasbereich und in der Biogasaufbereitung zukünftig mit einer weiteren Effizienzsteigerung (u. a. Substratvorbehandlung, mikrobiologischer Prozess, hohe elektrische Wirkungsgrade durch Brennstoffzelle, hohe Wärmenutzung) zu rechnen. Die Weiterentwicklung bezieht sich dabei nicht nur auf die Anlagentechnik selbst sondern umfasst die gesamte Kette vom Substratanfall bzw. der Substratbereitstellung bis hin zur Nutzung des Biogases. Dabei steht nicht nur die Erhöhung der spezifischen Biogasausbeute im Fokus, häufig ist es eher die Verfügbarkeit der Anlagen (Verringerung von Ausfallzeiten) und die Verminderung von Verlusten in der gesamten Kette. Für die Zukunft ist zu erwarten, dass mit einem größeren Anteil der Erneuerbaren Energien in den Energienetzen auch der Anteil an flexibler, dem Bedarf angepasster Energiebereitstellung steigen wird. Damit verbunden ist die Entwicklung von Komponenten gezielt für bedarfsgerechte Bereitstellung (z. B. Standfestigkeit von Motoren bei Lastwechsel, leistungsfähiger Zustandserkennung, Prozessregelung und Fernüberwachung). Das bedingt eine Entwicklung besserer Sensoren und Regelungssysteme zur Prozessüberwachung.

Anaerobic digestion

Biogas plants have undergone great expansion in Germany. The processing steps for producing biogas from mainly renewable feedstocks (energy crops as well as residual and waste materials) and for converting it into electricity and heat, or for processing it into fuel, are already well established. Over the past few years, the dynamic development of biogas technology has enabled it to adapt to changing framework conditions, for example the growing costs, changed licensing conditions and, currently, the flexibilisation of energy production. Owing to the sharply declining figures in Germany for the construction of new plants, German companies involved in planning and constructing such plants are currently focusing more on international markets. Against the background of the changed legal provisions (the Renewable Energy Acts, EEG, of 2012 and 2014), the increased capacity in the sphere of biogas plants is mainly expected to take the form of plant expansions, conversion to flexible plant operations and the construction of small-scale liquid manure and waste processing plants.

It is to be expected that there will be further improvements in efficiency in the biogas sector in general and in the processing of biogas (such as; substrate pretreatment, microbiological process, electrical efficiencies through fuel cells and thermal utilisation). Development will take place not only as regards the systems technology itself; it will also affect the entire chain, from substrate procurement and substrate preparation, to the utilisation of the biogas. The focus of this development is not only on increasing the specific biogas yield; often it is on the availability of plants (reducing downtimes) and the reduction of losses throughout the entire chain. For the future, it is to be expected that with a larger proportion of renewables in the energy supply networks, the proportion of flexible, demand-driven energy supplies will increase. Associated with this is also the development of components specifically for demand-driven energy provision (e.g. stability of motors with changing loads, efficient state detection, process regulation and remote monitoring). This requires the development of improved sensors and control systems for process monitoring.

Der Hauptanteil der Substrate für die anaerobe Vergärung wird auch im Jahr 2020 durch organische Abfälle, landwirtschaftliche Reststoffe und Energiepflanzen geprägt sein. Der Einsatz von Energiepflanzen zur Stromerzeugung in Biogasanlagen (EEG) wird schrittweise bis 2030 auslaufen, da mit Anpassung den Vergütungssätzen (EEG 2012, EEG 2014) keine Anreize mehr für den Einsatz von Energiepflanzen besteht. Biomasse (Energiepflanzen) wird bis 2050 zunehmend stofflich genutzt werden, da die Stromproduktion (u. a. hoher Betriebskosten / Rohstoffkostenanteil; Konkurrenz zu Wind und Photovoltaik) von abnehmender Bedeutung sein wird. In der Übergangszeit kann durch Biogas über die weitergehende Flexibilisierung der Biogasanlagen ein bedarfsgerechter Betrieb realisiert werden und einen hohen Stellenwert erreichen zum Beispiel zur Stromnetzstabilisierung zum Ausgleich von fluktuierender Strombereitstellung (Wind, Photovoltaik).

Ein weiterer, aktueller Trend ist die Vor-Ort-Verstromung von Biogas aus güllebasierte Kleinanlagen. Diese bieten durch Kostensenkungseffekte (einfache Fertigbauanlagen, direkte Integration in Stallneubau) und konkurrenzfreie Stoffströme ein Ausbaupotenzial. Aufgrund der Vorteile der dezentralen Energiebereitstellung auf Basis landwirtschaftlicher Reststoffe wird die Güllenutzung zur Energieerzeugung auch perspektivisch eine Option sein. Bei großen Anlagen (möglicherweise auch Repowering mittlerer Anlagen bei Standorten mit hoher Wertschöpfung aus der Wärmenutzung) wird der Fokus auf der Biogasaufbereitung und Einspeisung von Biomethan mit der Möglichkeit der flexiblen Nutzung für die Bereitstellung von Strom, Wärme und vor allem Kraftstoff sein. Die Trockenfermentation wird jedoch weiter als Nischenanwendung (Landschaftspflegematerial, organische Abfälle – hier ggfs. Zunahme durch verpflichtende Einführung der Biotonne gegenüber Kompostierung) eine Rolle spielen. Prinzipiell können Biogasanlagen vorrangig der Behandlung von Abfällen oder der Energiebereitstellung dienen. Je nach Konzept stellen sich unterschiedliche Kostenstrukturen dar. Generell ist jedoch zu verzeichnen, dass die Energieerzeugung bei großen Anlagen wirtschaftlich zu realisieren ist, während sich eine nachhaltige Reststoffbehandlung (z. B. Gülle, Abfälle) besonders mit kleinen, dezentralen Konzepten umsetzen lässt.

Das Potenzial für die Einbindung von Biogasanlagen in Kaskaden (Bioraffinerien, Schlempevergärung) ist hoch. Generell wird sich die Entwicklung in Richtung einer kostengünstigeren und energieeffizienteren Konversionstechnologie verstärken. Mit der bedarfsgerechten Energiebereitstellung werden auch erweiterte Konzepte, wie z. B. Power to Gas, Speicherung von Energieträgern etc. verstärkte Anwendung finden. Die Integration von dezentralen Anlagen in ein sich stark änderndes Energiekonzept wird ein zentrales Forschungsgebiet der nächsten Jahre sein.

In 2020 the bulk of substrates for anaerobic digestion will still be made up of organic waste, agricultural residues and energy crops. The use of energy crops for electricity generation in biogas plants (EEG) will gradually be phased out by 2030 since the reduction of feed-in tariffs (under EEG 2012, EEG 2014) will remove the incentive for the use of energy crops. By 2050, biomass (energy crops) will increasingly be put to material use, since electricity production will be of decreasing significance (owing, among other things, to high operating costs / feedstock costs; competition with wind and photovoltaic power). During the transition period, sufficient power supplies can be provided using biogas through the continued flexibilisation of biogas plants and can play an important role, for example in stabilising electricity networks by compensating for fluctuating energy supplies (wind, photovoltaic systems).

Another current trend is the local use of biogas electricity generation derived from liquid manure-based small-scale power plants. These offer potential for expansion owing to their cost reducing effects (simple prefabricated plants, direct integration into new buildings) and non-competitive substance flows. Owing to the advantages offered by decentralised energy production on the basis of agricultural residues, the use of liquid manure for energy production is also an option with good prospects for the future. With large plants (possibly also the repowering of medium-sized plants in locations with high added value through thermal utilisation), the focus will be on biogas processing and the feed-in of biomethane into the energy supply with the possibility of the flexible utilisation of electricity, heat and especially fuels. However, dry fermentation will continue to play a role as a niche application (material from landscaping activities, organic waste – possibly with the compulsory introduction of organic waste bins instead of composting). In principle, biogas plants can be primarily used either for the treatment of waste or for producing energy. There are different cost structures depending on each concept. Generally, however, it is evident that energy can be produced economically in large plants, whereas the sustainable processing of residual materials (e.g. liquid manure, waste) can be performed particularly well using small, decentralised concepts.

The potential for integrating biogas plants into cascades (biorefineries, slurry digestion) is high. In general, there is likely to be a stronger development towards low-cost and energy efficient conversion technologies. With demand-driven energy production, further concepts such as power-to-gas, storage of energy sources etc. will be implemented more broadly. The integration of decentralised plants into a rapidly changing energy concept will be a key area for research over the coming years.

Alkoholische Fermentation

Die Ethanolproduktion aus zucker- und stärkehaltigen Rohstoffen ist in Deutschland etabliert. Die eingesetzten Rohstoffe sind derzeit Getreide und Zuckerrüben aus der landwirtschaftlichen Produktion. Neben dem Hauptprodukt Ethanol leisten Nebenprodukte, wie z. B. Futtermittel, Biogas, Düngemittel und evtl. Lebensmittelzusätze, einen wichtigen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen. Die Effizienz der einzelnen Verarbeitungsschritte ist hoch, sodass kurzfristig nur kleine Optimierungen der Verfahrenstechnik zu erwarten sind. Eine Installation neuer zucker- oder stärkebasierter Anlagen in Deutschland ist abhängig von zusätzlichen politischen Anreizen. Große Fortschritte konnten bei der Entwicklung von Technologien zur Ethanolproduktion aus lignozellulosehaltigen Rohstoffen (z. B. Stroh, Holz) erreicht werden. Mittel- bis langfristig ist daher eine verstärkte Nutzung von land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen zur Ethanolproduktion wahrscheinlich. Eine Kommerzialisierung dieser Technologien beginnt derzeit mit dem Bau der ersten Produktionsanlagen, jedoch bislang nicht in Deutschland.

Weltweit wird ein Zubau der Fermentationsanlagenkapazität, insbesondere der Bioethanolproduktion aus Zellulose und Zuckerrohr, erwartet.

Zudem kann Ethanol zukünftig ein wichtiger Baustein für die stoffliche Nutzung in einer biobasierten Chemie werden.

Alcoholic fermentation

Ethanol production from sugar and starch-based feedstocks is well-established in Germany. The main feedstocks for ethanol production are grains and sugar beet and are currently obtained primarily from agricultural production. Beside ethanol as the primary product a range of by-products such as animal feed, biogas, fertilizers and possibly food additives contribute to the economics of the ethanol plants. The efficiencies of the conversion processing steps are already high. In the short term only minor optimisations are therefore expected. The installation of new, particularly sugar or starch-based ethanol plants in Germany will depend on further development of political incentives. On the other hand major achievements are made in the development of technologies to convert lignocellulosic feedstocks (e.g. straw, wood) into ethanol. Over the medium to long term, ethanol production from agricultural and forest residues is likely to be realised. The commercialisation of these technologies is promoted by installation of the first production plants, however, not yet in Germany.

It is expected that there will be an increase in the capacity of fermentation plants all over the world, particularly for bioethanol production based on cellulose and sugarcane. In the future ethanol can be an important component for industrial utilisation within a bio-based chemical industry.



Foto: Gerald Schilling, Südzucker AG, Zeitz

Ver- / Umesterung, Hydroprocessing

Die Technologien zur Veresterung bzw. der Hydroprozessierung von Pflanzenölen, in der Regel Rapsöl, Palmöl und (Altspeise-) Fetten, sind etabliert. Die Verfahrensschritte von der Rapssaat zum Kraftstoff liefern wichtige Nebenprodukte wie eiweißreiche Futtermittel und Glycerin. Das Potenzial für technische Optimierungen der eigentlichen Konversionsschritte ist insgesamt eher gering. In Europa ist absehbar, dass es mit Verweis auf die Limitierung von Kraftstoffen aus Rohstoffen, die auch im Nahrungsmittelsektor eingesetzt werden können (gemäß der in 2015 überarbeiteten EU RED) und die Limitierungen in der Beimischung zu Mineralölkraftstoffen nur ein geringer Zubau an Anlagen zur Ver- / Umesterung ab 2020 erwartet wird. Rohstoffseitige Veränderungen (Verwertung von Altspeisefetten / -ölen) sind zu erwarten. HVO und HEFA (hydroprozessierte Öle und Fette) haben den Vorteil, entsprechend adaptiert auf Kerosin auch als Flugkraftstoff eingesetzt werden zu können. In Deutschland eingesetztes HVO wird derzeit ausschließlich importiert. Die direkte Nutzung von Pflanzenölen im Verkehrssektor ist als eine Nischenanwendung (z. B. landwirtschaftliche Anwendungen) zu betrachten.

Esterification / trans- esterification, hydroprocessing

The technologies for esterification and hydroprocessing of vegetable oils, usually rapeseed oil, palm oil and used cooking fats are well-established. The various stages in the process of transforming rapeseed into fuel result in important by-products such as protein-rich animal feed and glycerol. The potential for technical optimisation of the actual conversion steps is rather limited. In Europe it is foreseeable that there will be only a limited number of new (trans-) esterification plants after 2020 due to the limitation of biofuels admixture from food and feed crops (according the EU RED 2015. Changes in feedstocks (recycling of used cooking fats and oil) are anticipated. HVO (hydrogenated vegetable oil) and HEFA (hydro-processed esters and fatty acids) have the advantage that they can, adapted to kerosene, be used as jet fuel. HVO used in Germany is currently all imported. The direct use of vegetable oils in the transport sector can be regarded only as a niche application (e.g. in agriculture).

Verbrennung

Im Bereich der direkten Verbrennung von Biomasse, in der Regel Holz unterschiedlicher Kategorien, gibt es eine große Bandbreite an Technologien und Anlagengrößen. Für die reine Wärmebereitstellung werden in Deutschland derzeit ca. 12 bis 14 Millionen Einzelraumfeuerstätten und ca. 1 Millionen Zentralheizungsanlagen betrieben. Moderne Systeme im kleinen Leistungsbereich (Pelletkessel; Mikro-KWK) gewinnen erst seit kurzem an Bedeutung. Im mittleren bis hohen Leistungsbereich (bis ca. 20 MW_{el}) stellen holzbasierte Heizwerke und Heizkraftwerke in unterschiedlichem Umfang Wärme (Industrie, kommunale Wärmenetze) und Strom (zumeist in KWK) bereit.

Eine ökonomisch / ökologisch basierte Prognose gestaltet sich bei den Einzelraumfeuerstätten schwierig. Im Privatbereich wird Biomasse aufgrund der hohen Affinität der Menschen in Deutschland zum eigenen Feuer eine hohe Bedeutung behalten. Zukünftig werden Einzelraumfeuerstätten zunehmend mit integrierten Warmwassertaschen und Einbindung in ein zentrales Heizungssystem angeboten und eingesetzt werden. In Verbindung mit automatischen Zündeinrichtungen und moderner Kommunikationstechnik werden auch diese zur bedarfsgerechten und flexiblen Wärmebereitstellung beitragen. Dabei wird ein stromloser Notbetrieb vielfach die Prämisse bleiben, um den Kunden ein Gefühl von Sicherheit zu verleihen.

Zentralheizungsanlagen (Pellet- und Holzhackschnitzkessel) werden ab 2030 verstärkt zu bedarfsgerechten Schließen von Wärmeversorgungslücken eingesetzt werden. D. h., sie werden nur dann betrieben, wenn Solarthermie, Abwärme, Wärme aus Überschussstrom und geothermische Wärme nicht oder nur unter zu hohen Kosten verfügbar ist.

Combustion

Within the conversion system of the direct combustion of biomass, usually wood of different categories, there is a wide range of technologies and plant sizes.

For heat-only generation, approx. 12 to 14 million single room combustion units and approx. 1 million central heating systems are currently in operation in Germany. Modern systems in the small-scale capacity range (pellet boilers; micro-CHP systems) have only recently started to gain in significance. In the medium to large-scale capacity range (up to approx. 20 MW_{el}), Wood-based heating plants and cogeneration plants produce different amounts of heat (industry, district heating networks) and electricity (mostly in CHP units).

It is difficult to make a prognosis concerning single room combustion units on the basis of economic or environmental considerations. In private households, biomass will continue to play a very significant role due to the popularity among Germans of having their own fire. In future, single room combustion units will increasingly be sold and used with integrated hot water storage tanks and be connected to a central heating system. In combination with automatic ignition devices and modern communications technology, they will also contribute to demand-driven and flexible heat generation. Currentless emergency operation will remain important for providing customers with a feeling of security.

From 2030 onwards, central heating systems (pellet and woodchip boilers in the domestic and residential markets) will increasingly be used to bridge gaps in the heat supply as necessary, i.e. they only come into operation when solar thermics, waste heat, heat generated from surplus electricity and geothermal heat are not available or are excessively expensive.



Bis 2020 werden Technologien zur Emissionsminderung (u. a. Feinstaub, NO_x) eine zunehmende Rolle spielen. Weitergehende Effizienzsteigerungen werden erreicht, vermutlich hauptsächlich durch Optimierungen der Verbrennungstechnologie und Systemautomation. Die Anzahl größerer Heizkraftwerke (Industrie, Fernwärme) dürfte nicht signifikant steigen. Bis 2020 wird erwartet, dass Anlagen im Bereich von 10 MW vom Netz gehen werden. Die meisten Technologien werden perspektivisch eher zu thermo-chemischen Vergasungstechnologien weiterentwickelt. Eine mögliche Entwicklung (Haupttreiber: CO_2 -Zertifikate-Preis) ist die Mitverbrennung von holzartigen Biomassen, welche jedoch nur übergangsweise relevant werden könnte.

Bedarfsorientierte, dezentrale Systeme (Klein-KWK) können als kurzfristig und Mikro-KWK-Systeme als mittelfristig marktverfügbar angenommen werden und entlasten, eine ökonomische Darstellbarkeit vorausgesetzt, das Stromnetz.

Mit Blick auf den Zeithorizont 2050 gibt es weitere Prognoseunsicherheiten unter anderem beim Wärmebedarf (z. B. Grad der Gebäudesanierung) und der Entwicklung innovativer Speicherkonzepte für die Stabilisierung des Stromsystems und damit dem Grad der Flexibilisierung von Festbrennstoff-KWK. Festbrennstoffe stehen zudem in starker Konkurrenz zur stofflichen Nutzung, die zum Beispiel im Rahmen des Ausbaus von Bioraffinerien im Rahmen einer Bioökonomie zunehmen könnte.

Abgesehen von der Nutzung von Festbrennstoffen steht die Verbrennung von Pflanzenölen, insbesondere Rapsöl und Palmöl, zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung als Technologie zur Verfügung. Insbesondere der hohe Rohstoffkostenanteil an den Strom- / Wärmeherstellungskosten stellt bei stark volatilen Rohstoffkosten ein hohes Risiko für den Betrieb von mit Pflanzenöl betriebenen BHKW dar. Ähnlich dem Einsatz als Reinkraftstoff sind perspektivisch Pflanzenöl-BHKW als Nischenanwendung zu sehen.

Up to 2020, technologies for reducing emissions (e.g. particulates, NO_x) will play an increasing role. There will be further improvements in efficiency, presumably mainly through the optimisation of combustion technologies and system automation. The number of large-scale cogeneration plants (industrial markets, district heating) is unlikely to rise significantly. Up to 2020 it is anticipated that plants in the 10 MW range will be decommissioned. In the long term, most technologies will probably be developed further into thermochemical gasification technologies. A possible development (the main incentive being CO_2 emissions certificate prices) is the co-combustion of woody biomass, which may, however, only be relevant for a transitional period.

It can be assumed that in the short term demand-driven, decentralised systems (small-scale CHP units), and in the medium term micro-CHP systems, will become available on the market and will reduce the load on the electricity grid, provided they are economically viable.

Looking ahead to the year 2050, there are further uncertainty factors affecting the prognosis, including demand for heating (e.g. depending on the degree of building modernisation) and the development of innovative storage concepts for the stabilisation of the electricity system and thus the degree of flexibilisation of solid-fuel CHP units. Furthermore, solid fuels are in strong competition with material utilisation, which could increase, for example in connection with the expansion of biorefineries as part of the bioeconomy strategy.

Apart from the use of solid fuels, the combustion of vegetable oils, particularly rapeseed and palm oil, is available as a technology for combined electricity and heat generation. In particular, the high proportion of feedstock costs in the levelised cost of energy constitutes a high risk for the operation of CHP plants due to the highly volatile nature of the feedstock costs. Like the use of vegetable oil purely as a fuel, the operation of vegetable oil-based CHP systems is likely to remain a niche application and not widely implemented.



Biomasse-Vergasung

Im Bereich der thermo-chemischen Vergasung gibt es eine breite Palette an Technologien sowohl zur Strom- und Wärmebereitstellung als auch zur Bereitstellung verschiedenster gasförmiger (Bio-SNG) (vgl. Rönsch & Ortwein 2011) und flüssiger (FT-Diesel, FT-Kerosin) Kraftstoffe.

Kleine Vergasungsanlagen können sehr gut und schnell geregelt werden. Mit steigender Anlagengröße und damit Komplexität und Aufheizbedarf sind die größeren Vergasungsanlagen zur Strombereitstellung vor dem Hintergrund der Anforderungen des Stromsystems im Vergleich zu Biogas / Biomethan eher als weniger flexibel einzustufen und wären auch zukünftig je nach Technologie für die Deckung der Grundlast prädestiniert. Die Produktion von Wasserstoff über Vergasung ist technisch möglich (Zech et al. 2013), jedoch wirtschaftlich ohne Förderung (wie auch das Beispiel Biogasanlagen zeigt) nicht tragfähig.

Bio-SNG (Biomethan) könnte ab 2020 über thermochemische Vergasungsprozesse und Synthesen produziert und zum Beispiel auch im Verkehrssektor genutzt werden (Rönsch et al. 2009). Die Marktimplementierung - trotz vorhandener Infrastrukturen - ist jedoch auch vor dem Hintergrund der verhaltenen Entwicklungen der Biomethanbranche sehr ungewiss. Die Entwicklung dieser Anlagenkonzepte unter Erschließung von Kostensenkungspotenzialen wird angestrebt, da Lignozellulose aus Reststoffen (Stroh, Waldrestholz) als Input genutzt werden kann. Die Nutzung ist vergleichbar mit Biomethan aus anaerober Vergärung mit Fokus auf Strom (Systemintegration) und Kraftstoffen aber auch zukünftig stofflicher Nutzung von Syntheseprodukten. Eine Förderung von Bio-SNG müsste auch größere Anlagen umfassen, da eher Anlagenkapazitäten ab ca. 20-40 MW zu erwarten sind. Bio-SNG könnte zukünftig mit anderen industriellen Prozessen (Bioraffinerien) gekoppelt und vor Ort verbraucht werden.

Anlagen zur Bereitstellung von flüssigen Kraftstoffen aus Lignozellulose (Fischer-Tropsch-Kraftstoffe, BtL) befinden sich derzeit noch im Pilotstatus. Die Realisierung großer, komplexer BtL-Anlagen ist aus derzeitiger Sicht auch mit Blick auf die damit verbundenen technischen und ökonomischen Risiken unsicher. Der Einsatz von flüssigen Kraftstoffen aus Vergasungs- und weiteren Syntheseschritten (z. B. FT-Kerosin) kann demgegenüber, günstige ökonomische Bedingungen vorausgesetzt, vorrangig in speziellen Anwendungsfeldern wie dem Luftverkehr als zukünftig zunehmende Technologie erwartet werden. Große Vergaser können zukünftig auch eine Rolle bei der Versorgung der Chemieindustrie (Synthesegas, H₂) spielen.

Biomass gasification

In the area of thermochemical gasification, there is a wide range of technologies both for electricity and heat generation and for the supply of a wide range of gaseous (Bio-SNG) (cf. Rönsch & Ortwein 2011) and liquid (FT diesel, FT kerosene) fuels.

Small gasifiers are capable of being regulated good and fast during their operation. With increasing plant sizes and its complexity and heat-up demand, larger gasification plants for electricity generation are to be regarded as relatively inflexible owing to the requirements of the electricity system and with respect to e.g. biogas or biomethane. They would be ideally suitable, depending on the technology, for further covering the base load in the future electricity system. The production of hydrogen by means of gasification is technically possible (Zech et al. 2013) but tends not (yet) to be economically viable without subsidies (see for example current developments (EEG 2014) in the German biogas sector).

From 2020 onwards, Bio-SNG (biomethane) could be produced by means of thermochemical gasification processes and syntheses and be used, for example, in the transport sector (Rönsch et al. 2009). Its implementation on the market is, however, very uncertain as one can observe the current developments of the biomethane (via biogas) industry. The development of these plant concepts, with achieving necessary cost reductions, is being pursued since lignocellulose derived from residues (straw, residual forest wood) can be used as input. Its use is comparable with biomethane derived from anaerobic digestion focusing on electricity (system integration) and fuels, but in future the material utilisation of synthetic products will also be possible. The promotion of Bio-SNG would also have to include larger-scale plants, since larger plant capacities are to be expected (from approx. 20-40 MW upwards). Bio-SNG could be combined with other industrial processes (biorefineries) and consumed locally.

Plants for producing liquid fuels from lignocellulose (Fischer-Tropsch fuels, BtL) are currently only in the pilot phase. From today's perspective, also having technical and economic risks in mind, the construction of large complex BtL plants remains uncertain. On the other hand, the utilisation of liquid fuels derived from gasification and other synthesis cycles (e.g. FT kerosene) is anticipated to become a growing technology - provided the economic conditions are favourable - particularly in special fields of application such as aviation. Large gasifiers could possibly also provide the chemical industry with synthesis gas or hydrogen.

Fazit

In vielen nationalen wie globalen Studien ist Bioenergie ein relevanter, in der Regel quantitativ weiter steigender Bestandteil der Wärmeversorgung sowie der Strom- und Kraftstoffbereitstellung. Bioenergie trägt heute global zu einem Großteil der erneuerbaren Energiebereitstellung bei und spielt zukünftig aufgrund der Erwartungen an Bioenergie - Treibhausgasminderungspotenzial, Ausgleichsfunktion im Stromsystem, Kostenreduktion, Alternativlosigkeit beziehungsweise Notwendigkeit in ausgewählten Anwendungsfeldern - eine weiterhin relevante Rolle.

Die gezielte Bioenergieforschung und die Optimierung und Weiterentwicklung der Technologien, Prozessschritte und Anwendungen hin zu einer, insbesondere bezüglich der Rohstoffe und der Nachfrageseite, flexiblen und effizienten Bioenergiebereitstellung ist notwendig. Die Übersicht über Entwicklungstrends verschiedener Technologien und Einordnung bestimmter Kenngrößen können weiteren Studien, Szenarien und Modellierungen helfen, die Rolle der zukünftigen Bioenergie herauszuarbeiten und deren Integration in Energie- und Stoffsysteme noch besser abzubilden.

Für die Weiterentwicklung von vielversprechenden innovativen Technologieansätzen - insbesondere für fortschrittliche Biokraftstoffe¹³, bedarfsgerechte Strombereitstellung und smarte Wärmebereitstellungskonzepte (Thrän 2015) - sind für die Planungssicherheit aller Akteure aus Wirtschaft, Zivilgesellschaft, Forschung und Politik vor allem langfristig verbindliche politische Rahmenbedingungen entscheidend. Ein Ausbau der Biokraftstoffproduktion und die Marktetablierung innovativer Technologieansätze sind, bedingt durch die mangelnde Ziel- und Planungssicherheit, nur in Einzelfällen zu erwarten. Dies resultiert aus den politischen Rahmenbedingungen bis 2020 und darüber hinaus¹⁴. Wichtig sind daher insbesondere weiterführende Fördersysteme (z. B. Forschungsförderung, Roadmaps, Quoten, Marktanzreizprogramme, Steuerbefreiungen) für die Weiterentwicklung der biogenen Wärme- und Strombereitstellung und die Etablierung alternativer Kraftstoffe, die Quantifizierung und Nutzbarmachung der Potenziale präferierter Rohstoffe sowie die Anpassung und Weiterentwicklung flankierender Kontroll- und Zertifizierungssysteme.

¹³ Derzeit bilden die seitens der Europäischen Kommission vorgegebenen Direktiven bereits einen verbindlichen Rahmen. Hier sind maßgeblich die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (kurz RED) 2009/28/EG und die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (kurz FQD) 2009/30/EG zu nennen, die beide jedoch zunächst nur bis 2020 gelten. Auch ist die Infrastrukturrichtlinie 2014/94/EG relevant.

¹⁴ Für Biokraftstoffe relevant sind vor allem die vor dem Hintergrund der seit 2012 diskutierten und am 9. September 2015 verabschiedeten Änderungen zur RED und FQD (Richtlinie [EU] 2015/1513).

Summary

In many national and international studies, bioenergy is a relevant and growing source for supplying power, heat and fuel. Today, bioenergy makes a large contribution to renewable energy provision and owing to the expectations of bioenergy - the potential to reduce greenhouse gas emissions, the balancing function in the electricity supply system, the reduction of costs, and the lack of alternatives or necessity for selected fields of application - it will continue to play a relevant role in the future.

It is necessary to conduct targeted bioenergy research and to optimise and further develop the technologies, process steps and applications in order to achieve more flexible and efficient bioenergy supplies, in particular as regards the feedstocks and the demand side. This overview of developmental trends in various technologies and the classification of certain parameters will be able to help further studies, scenarios and model simulations to identify the role of future bioenergy and to describe its integration into energy and material systems more clearly.

For the further development of highly promising, innovative technology approaches - in particular for advanced biofuels¹³, demand-driven power supply and smart heat concepts (Thrän 2015) - a long-term political framework is the fundamental basis for the planning security of all stakeholders in economy, civil society, research and policy. The expansion of biofuel production and the market implementation of innovative technology approaches are currently expected only in individual cases which is a result of the current political framework until 2020 and beyond¹⁴. Important measures for the future will be pursuing support systems (e.g. research agenda, roadmaps, quotas, tax exemptions) both for the further integration of bioenergy technologies in the heat and power sector and the establishment of alternative biofuels, the quantification and utilization of preferred feedstocks as well as the adaptation and enhancement of accompanying control and certification systems.

¹³ Currently the directives given by the European Commission have formed already a binding framework. Here, the most relevant are the Renewable Energy Directive (short RED) 2009/28/EC and the "Fuel Quality Directive" (short FQD) 2009/30/EC, which, however, apply only until 2020. Further, the „Infrastructure Directive" 2014/94/EU is relevant.

¹⁴ For liquid biofuels the amendments of the RED and FQD adopted on the 9th of September, 2015 (Directive [EU] 2015/1513), which have been discussed since 2012, are relevant.

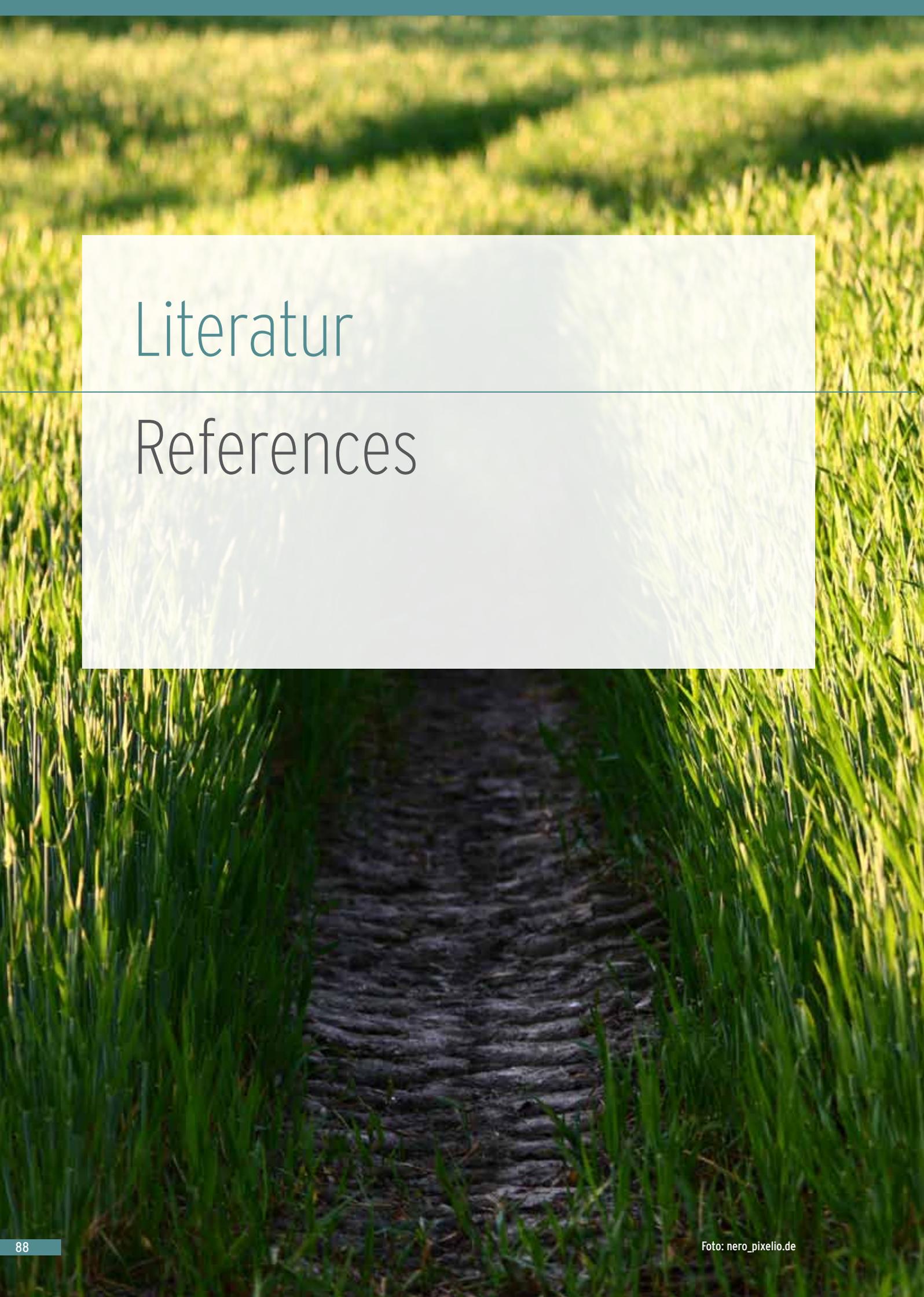
Abkürzungsverzeichnis

Abbreviations

Abkürzung Abbreviation	Erklärung	Explanation
a	Jahr(e)	year(s)
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik	Working Group on Renewable Energies - Statistics
BAU	business as usual-Szenarium mit unveränderten Rahmenbedingungen	Business as usual
BHKW	Blockheizkraftwerk	Combined heat and power plant (see CHP)
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung	German Ordinance on Federal Immission Control
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft	Federal Ministry of Food and Agriculture
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	Federal Ministry of Economics and Technology
BtL	Biomasseverflüssigung	Biomass to liquid
C.A.R.M.E.N.	Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk	Central Agrarian Raw Material Marketing and Development Network
cap	Kapazität	Capacity
CCS	Kohlenstoffabscheidung und -speicherung	Carbon capture and storage
CHP	Kraft-Wärme-Kopplung (siehe KWK)	Combined heat and power plant
CO / CO₂	Kohlenstoffmonoxid / -dioxid	Carbonmonoxid / -dioxid
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig	German Biomass Research Centre, Leipzig
DDGS	Trockenschlempe	Dried distillers grains with solubles
DEPV	Deutscher Energieholz- und Pellet-Verband	German Association for Energy Wood and Pellets
DIN EN (ISO)	Deutsche Übernahme einer europäischen Norm (unter Federführung der Internationale Organisation für Normung)	German adoption of an european norm (led by the International Organization for Standardization)
DM	Trockenmasse	Dry matter
DME	Dimethyläther	Dimethyl ether
DT	Dampfturbine	Steam turbine (see ST)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	Renewable Energies Act
EJ	Exajoule (1 Trillion Joule)	Exajoule (1 Trillion Joule)
EURO 6	Abgasnorm für Kraftfahrzeuge (seit 2015)	Emission standard for motor vehicles (since 2015)
EWI	Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln	Institute of Energy Economics, University Cologne
FAME	Fettsäuremethylester	Fatty acid methyl ester
FM	Frischmasse	Fresh material
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.	Specialist Agency of Renewable Resources e.V.
FT	Fischer-Tropsch (Kraftstoffe)	Fischer-Tropsch (fuels)
FWL	Feuerungswärmeleistung	Total rated thermal input
gCO₂eq	Gramm CO ₂ äquivalent	Grams of CO ₂ equivalent

Abkürzung Abbreviation	Erklärung	Explanation
getr.	getrocknet	Dried
GHG	Treibhausgas (siehe THG)	Greenhouse gas
GJ _(out_el/out_th)	Gigajoule (output elektrisch / thermisch)	Gigajoule (output electrical / thermal)
GtL	Gasverflüssigung	Gas to liquid
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk	Gas and steam power plant
GW	Gigawatt	Gigawatt
GWS	Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung, Osnabrück	Institute of Economic Structures Research, Osnabrück
HEFA	Wasserstoffbehandelte Ester und Fettsäuren	Hydrotreated esters and fatty acids
HHS	Holz hackschnitzel	Wood chips (see WC)
HTC	Hydrothermale Verkohlung	Hydrothermal carbonization
HTG	Hydrothermale Vergasung	Hydrothermal gasification
HTL	Hydrothermale Verflüssigung	Hydrothermal liquefaction
HTP	Hydrothermale Prozesse	Hydrothermal processes
HVO	Hydrierte Pflanzenöle	Hydrogenated vegetable oil
i. N.	Im Normzustand	At normal condition (at standrad temerature and pressure)
IE Leipzig	Leipziger Institut für Energie	Leipzig Institute for Energy
IEA WEO	Internationale Energieagentur – Weltenergieausblick	International Energy Agency – World Energy Outlook
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg	Institute for Energy and Environmental Research
IMF	Internationaler Währungsfond	International Monetary Fund
IPCC	Zwischenstaatliches Gremium für Klimaänderung	Intergovernmental Panel on Climate Change
kg _(FM/DM)	Kilogramm (Frischmasse / Trockenmasse)	Kilogramm (fresh matter / dry matter)
KIT	Karlsruher Institut für Technologie	Karlsruhe Institute of Technology
KS	Kraftstoff	Fuel (liquid)
KUP	Kurzumtriebsplantage	Short-rotation plantation (see SRP)
kW _(el/th)	Kilowatt (elektrisch / thermisch)	Kilowatt (electric / thermic)
kWh _(cap/el/Hs)	Kilowattstunde (Kapazität / elektrisch / Brennwert H ₂)	Kilowatt hour (capacity / electric / higher heating value)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	Combined heat and power (see CHP)

Abkürzung Abbreviation	Erklärung	Explanation
LCOE	Gestehungskosten	Levelised costs of energy
LPG	Flüssiggas	Liquefied petroleum gas
m³	Kubikmeter	Cubic metre(s)
MJ	Megajoule	megajoule
MW_(cap/el/Hs)	Megawatt (Kapazität / elektrisch / Brennwert Hs)	Megawatt (capacity / electric / higher heating value)
Nawaro	Nachwachsende Rohstoffe	Renewable raw materials
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung	Organisation for Economic Co-operation and Development
O&W	Betrieb und Wartung	Operation & maintenance
ORC	Organic Rankine Cycle (KWK-Verfahren)	Organic rankine cycle (CHP-Process)
p.a.	pro anno – jährlich	Pro anno – yearly
PEV / PEC	Primärenergieverbrauch	Primary energy consumption
PJ	Petajoule (1 PJ= 3,6 TWh; 1 TWh = 1 Mrd. kWh)	Petajoule (1 PJ= 3,6 TWh; 1 TWh = 1 Mrd. kWh)
PöI-BHKW	Pflanzenöl-Blockheizkraftwerk	Plant oil combined power and heat plant
RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie	Renewable Energy Directive
RME	Rapsöl-Methylester	Rape oil methylester
SNG	Synthetisches Erdgas	Synthetic natural gas
SRC	Kurzumtrieb	Short-rotation coppice
SRP	Kurzumtriebsplantage (siehe KUP)	Short-rotation plantation
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen	Council of Experts on Environmental Issues
ST	Dampfturbine (siehe DT)	Steam turbine
SynGas	Synthetisches Gas	Synthesis gas
t	Tonne(n)	Ton(s)
t_{atro}	Tonne(n) absolut trocken	Ton(s) absolute dry mass
THG	Treibhausgas	Greenhouse gas (see GHG)
TWh	Terawattstunde(n) (1 TWh = 1 Mrd. kWh)	Terawatt hour(s)
UCO	Altspeiseöl	Used cooking oil
UFOP	Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen, Berlin	German Union for the Promotion of Oils and Protein Plants, Berlin
UFZ	Helmholtz Zentrum für Umweltforschung, Leipzig	Helmholtz Centre for Environmental Research, Leipzig
WBGU	Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen	German Advisory Council on Global Change
WC	Holzchackschnitzel (siehe HHS)	Wood chips

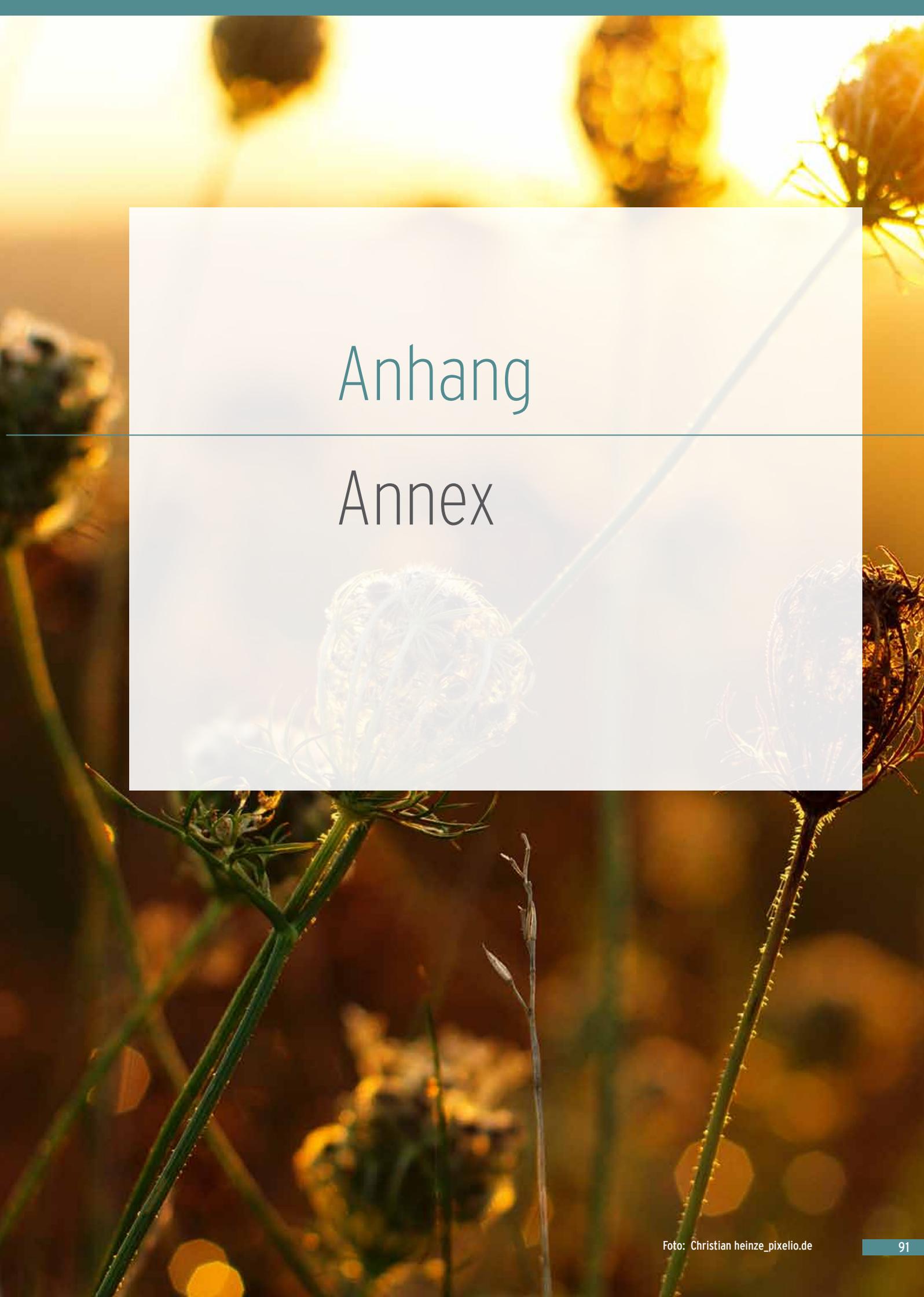


Literatur

References

- Adler, P.; Billig, E.; Brosowski, A.; Daniel-Gromke, J.; Falke, I.; Fischer, E.; Grope, J.; Holzhammer, U.; Postel, J.; Schnutenhaus, J.; Stecher, K.; Szomzed, G.; Trommler, M.; Urban, W. (2014): Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Hrsg.), Gülzow-Prüzen – ISBN 3-00-014333-5
- Ahring, G. (2009): Combined Sugar and Ethanol Production from Beet – Technical Issues. presented at the International Conference on World Perspectives for Sugar Crops as Food and Energy Suppliers. Luxor, 2009.
- Arnold, K.; Ramesohl, S.; Grube, T.; Menzer, R.; Peters, R. (2006): Strategische Bewertung der Perspektiven synthetischer Kraftstoffe auf Basis fester Biomasse in NRW. Wuppertal-Institut u. Forschungszentrum Jülich, Endbericht, Wuppertal, Jülich. Abgerufen am 05.10.2015 von <http://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/2385>
- Asadi, M. (2006): Beet-Sugar Handbook. Hoboken. doi.wiley.com/10.1002/0471790990
- Büchner, D. & Lenz, V. (2012): Biomass Energy Small-Scale Combined Heat and Power Systems. In: Encyclopedia of Sustainability Science and Technology. ed. by Meyers, R. A., New York. pp 1400-1426.
- BMEL (Hrsg.) (2014): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2013. Münster – ISBN 978-3-7843-5325-8
- BMWi (2015): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990 – 2014 unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2015).
- BMWi/BMU (Hrsg.) (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.
- C.A.R.M.E.N. e.V. (2014): C.A.R.M.E.N. - Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln - der Energieholz-Index. Abgerufen am 04.03.2014 von <http://www.carmen-ev.de/infotek/preisindizes/hackschnitzel/jahresmittelwerte/226-preisentwicklung-bei-waldhackschnitzeln-der-energieholz-index>
- Chum, H.; Faaij, A.; Moreira, J.; Berndes, G.; Dhamija, P.; Dong, H.; Gabrielle, B.; Goss Eng, A.; Wolfgang Lucht; Mapako, M.; Masera Cerutti, O.; McIntyre, T.; Minowa, T.; Pingoud, K. (2011): Bioenergy. In: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge, New York.
- DBFZ (Hrsg.) (2014): EEG-Monitoring (Datenbankauswertung Stand 05/2014, unveröffentlicht)
- Deutscher Energieholz- und Pellet-Verband (DEPV) e.V. (2013): Marktdaten zur Pellets-Preisentwicklung, Entwicklung Pelletheizungen und Entwicklung Pelletproduktion sowie andere Daten bis 2012. Abgerufen am 04.03.2014 von http://www.depv.de/de/home/marktdaten/pellets_preisentwicklung/
- Dodic, S.; Popov, S.; Dodic, J.; Grahovac, J.; Zavargo, Z.; Jevtić Mučibabić, R. (2009): Bioethanol production from thick juice as intermediate of sugar beet processing. Biomass and Bioenergy 33:822–827. doi: 10.1016/j.biombioe.2009.01.002
- European Commission (Hrsg.) (2013): EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050 – ISBN 978-92-79-33728-4
- FNR (2009): Ökonomische und ökologische Bewertung von Erdgassubstituten aus nachwachsenden Rohstoffen. Endbericht im Auftrag der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Franziska Müller-Langer, Stefan Rönsch, Marco Weithäuser, Katja Oehmichen, Frank Scholwin, Sebastian Höra, Mattes Scheftelowitz, Michael Seiffert), Juni 2009.
- FNR (2010): Pelletheizungen. Marktübersicht. 6. Auflage. Gülzow-Prüzen.
- FNR (2013): Basisdaten Bioenergie Deutschland (August 2013). Festbrennstoffe, Biokraftstoffe, Biogas. Gülzow-Prüzen. Abgerufen am 22.01.2015 von http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/a/basisdaten_9x16_2013_web_neu2.pdf
- FNR (2015): Preise Glycerin - Preise und Kosten - Daten und Fakten - Grafiken FNR-Mediathek. Abgerufen am 22.01.2015 von <http://mediathek.fnr.de/grafiken/daten-und-fakten/preise-und-kosten/preise-glycerin-interaktiv.html>
- Gärtner, S.; Cornelius, C.; Müller-Lindenlauf, M. (2014): Ansätze zu den Entwicklungen in der Landwirtschaft. Erläuterung der Ökobilanzdaten für die Bereitstellung von Biomasse bis zum Jahr 2050. ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH. Heidelberg.
- Gömann, H.; Witte, T. de; Peter, G.; Tietz, A. (2013): Auswirkungen der Biogaserzeugung auf die Landwirtschaft. Johann Heinrich von Thünen-Institut. Braunschweig.
- IEA (2013): World Energy Outlook 2013. International Energy Agency. Paris.
- IEA (2015): Renewables Information 2015.
- IPCC (2014): Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (2009): Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Auflage Berlin, Heidelberg – ISBN 978-3540850946
- Kirchner, A. & Matthes, F.C. (2009): Modell Deutschland, Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. WWF, Prognos AG, Öko-Institut e.V. Basel, Berlin.
- Koppejan, J.; Sokhansanj, S.; Melin, S.; Madrali, S. (2012): Status overview of torrefaction technologies. IEA Bioenergy Task 32 report. Enschede.
- Kunde, R.; Volz, F.; Gaderer, M.; Spliethoff, H. (2009): Felduntersuchungen an Pellet-Zentralheizungsanlagen, BWK Das Energiefachmagazin 1-2 2009, S. 58-66.
- Naumann, K.; Oehmichen, K.; Zeymer, M.; Meisel, K. (2014): Monitoring Biokraftstoffsektor. (DBFZ-Report 11). DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Leipzig.
- Nitsch, J.; Pregarer, T.; Naegler, T.; Heide, D.; de Tena, D.L.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; Oehsen, A.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M.; Wenzel, B. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht. DLR, IWES, IFNE.

- OECD/IEA (2011): Technology Roadmap - Biofuels for Transport. International Energy Agency. Paris.
- OECD/IEA (2012): Technology Roadmap - Bioenergy for Heat and Power.
- OECD/IEA (Hrsg.) (2010): Energy technology perspectives 2010. Scenarios & Strategies to 2050.
- Prognos/ewi/gws (Hrsg.) (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose. Endbericht Nr. Projekt Nr. 57/12. Basel, Köln, Osnabrück.
- Repenning, J.; Emele, L.; Braungardt, S.; Eichhammer, W.; Athman, U. (2014): Klimaschutzszenario 2050 - Zusammenfassung. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- Rönsch, S.; Müller-Langer, F.; Kaltschmitt, M. (2009): Produktion des Erdgassubstitutes Bio-SNG im Leistungsbereich um 30 MW_{BWL} - Eine techno-ökonomische Analyse und Bewertung. In: Chemie Ingenieur Technik. Bd. 81 (Nr. 9). S. 1417–1428. doi: 10.1002/cite.200900041.
- Rönsch, S. & Ortwein, A. (2011): Methanisierung von Synthesegasen – Grundlagen und Verfahrensentwicklungen. In: Chemie Ingenieur Technik. Bd. 83. S. 1200–1208. doi: 10.1002/cite.201100013.
- Scheftelowitz, M.; Daniel-Gromke, J.; Denysenko, V.; Sauter, P.; Naumann, K.; Krautz, A.; Beil, M.; Beyrich, W.; Peters, W.; Schicketanz, S.; Schulze, C.; Deumelandt, P.; Reinicke, F. (2013): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben O3MAP250). Zwischenbericht. Deutsches Biomasseforschungszentrum. Leipzig. (unveröffentlicht)
- Scheftelowitz, M.; Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Hildebrand, K.; Naumann, K.; Ziegler, D.; Witt, J. (2014): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse). Deutsches Biomasseforschungszentrum. Leipzig. (unveröffentlicht)
- Scheftelowitz, M.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J.; Stinner, W.; Hildebrand, K.; Naumann, K.; Peetz, D.; Hennig, C.; Thrän, D.; Beil, M.; Kasten, J.; Vogel, L. (2015a): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse). preliminary report. Deutsches Biomasseforschungszentrum. Leipzig.
- Scheftelowitz, M.; Denysenko, V.; Hennig, C. (2015b): Prognose zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG. Leipzig. 2015. (unveröffentlicht)
- Schlesinger, M.; Lindenberger, D.; Lutz, C. (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Prognos AG, EWI, GWS. Köln.
- Schraube, C.; Jung, T.; Wilmolte, J.-Y.; Mabilat, C.; Castagno, F. (2010): Long-Term Monitoring of Small Pellet Boiler Based Heating Systems in Domestic Applications. doi: 10.5071/18thEUBCE2010-OA8.3
- Smith, P.; Bustamante, M.; Ahammad, H.; Clark, H.; Dong, H.; Elsidig, E.A.; Haberl, H.; Harper, R.; House, J.; Jafari, M.; Masera, O.; Mbow, C.; Ravindranath, N.H.; Rice, C.W.; Robledo Abad, C.; Romanovskaya, A.; Sperling, F.; Tubiello, F.N. (2014): Agriculture, Forestry and Other Land Use (AFOLU). In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge. United Kingdom and New York, NY, USA.
- SRU (2011): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung - Sondergutachten. Sachverständigenrat für Umweltfragen. Berlin.
- Thrän, D. (Hrsg.) (2015): Smart Bioenergy. Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems. Springer-Verlag, Heidelberg, Berlin.
- Thrän, D.; Arendt, O.; Ponitka, J.; Braun, J.; Millinger, M.; Wolf, V.; Banse, M.; Schaldach, R.; Schüngel, J.; Gärtner, S.; Rettenmaier, N.; Hünecke, K.; Hennenberg, K.; Wern, B.; Baur, F.; Fritsche, U.; Gress, H.-W. (2015): Meilensteine 2030. Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. Schriftenreihe des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ Bd. 18. Leipzig.
- Thrän, D.; Bunzel, K.; Viehmann, C.; Büchner, D.; Fischer, E.; Fischer, E.; Gröngroft, A.; Hennig, C.; Müller-Langer, F.; Oehmichen, K.; Rönsch, S.; Scholwin, F. (2010): Bioenergie heute und morgen - 11 Bereitstellungskonzepte. Leipzig.
- Thrän, D. & Pfeiffer, D. (Hrsg.) (2015): Method Handbook – Material flow-oriented assessment of greenhouse gas effects (Series of the funding programme „Biomass energy use“, Vol. 04). 01. Aufl. Leipzig – ISSN online - 2364-897X.
- Thrän, D.; Pfeiffer, D.; Adler, P.; Brosowski, A.; Erik, F.; Herrmann, A.; Majer, S.; Oehmichen, K.; Schmersahl; Schröder; Stecher, Kitty; Stinner, Walter; Zeller, Vanessa; Zeymer, Martin; Ciroth, A.; Zschunke, T.; Fritsche, U.; Hennenberg, K.; Gödeke, K. (2013): Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseneffekte. Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.), Leipzig – ISSN 2192-1806
- Toews, T. & Kuhlmann, F. (2009): Ökonomische Bewertung des Anbaus und der Nutzung von Energiepflanzen - Endbericht (Projekt-Nr. 22002505). Gießen.
- WBGU (Hrsg.) (2009): Welt im Wandel: Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. WBGU. Berlin.
- WWF; ECOFYS; OMA (2011): The energy report 100% renewable energy by 2050. WWF International. Switzerland.
- Zech, K.; Grasemann, E.; Oehmichen, K.; Kiendl, I.; Schmersahl, R.; Rönsch, S.; Weindorf, W.; Funke, S.; Michaelis, J.; Wietschel, M.; Seiffert, M.; Müller-Langer, F. (2013): Hy-NOW Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse. Nr. 3410010. DBFZ im Auftrag Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. Leipzig.
- Zeller, V.; Thrän, D.; Zeymer, Martin; Bürzle, B.; Adler, P.; Ponitka, J.; Postel, J.; Müller-Langer, F.; Rönsch, S.; Gröngroft, A.; Kirsten, C.; Weller, N.; Schenker, M.; Wedwitschka, H.; Wagner, B.; Deumelandt, P.; Reinicke, F.; Vetter, A.; Weiser, C.; Henneberg, K.; Wiegmann, K. (2012): Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung. Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.), Leipzig – ISSN 2192-1806



Anhang

Annex

Weitere (nicht-technische) Parameter

Neben den dargelegten technischen Parametern sind im Rahmen von zum Beispiel Simulationsrechnungen in die Zukunft eine Reihe weiterer Daten und Datenreihen rund um die Bioenergie-Anlagen notwendig. Die Rohstoffkosten und -entwicklung, Erlöse für Neben- und Koppelprodukte und Annahmen zu Preisentwicklungen, THG-Gutschriften und Ertragssteigerungen werden, da nicht explizit Teil der Steckbriefe, folgend kurz beschrieben und entsprechende Vorschläge gegeben.

Rohstoffkosten und -entwicklung und Erlöse für Neben- und Koppelprodukte

Für die Berücksichtigung der Rohstoffkosten und eventueller Erlöse für Neben- und Koppelprodukte sind der Startpreis und die Entwicklung entscheidend. Hierfür können in Anlehnung an Energiepreisentwicklungen und -prognosen und bisherigen Korrelationen von Energie und Agrarprodukten und Energieholz von Preissteigerungen von 2 %/a angenommen werden. Alternativ können Rohstoffpreise über Marktmodelle (Thrän et al. 2015) ermittelt werden. Beispielfhaft geben die folgenden Tabellen exemplarische Trends bei Rohstoffen (Tabelle A-1) und Erlösen für Neben- und Koppelprodukte (Tabelle A-2) wieder.

Additional (non-technical) parameters

In addition to technical parameters, further information relating to the different bioenergy plants are to be considered (e.g. simulation calculations in the future). This includes a variety of economic aspects such as feedstock costs, revenues from by-products, as well as their potential cost developments, GHG reduction credits and estimated yield improvements. These will be briefly described in the following section.

Feedstock costs and their development and revenues from by- and co-products

When considering feedstock costs and revenues from by- and co-products, the decisive factors are the initial price as well as its annual percentage increases or development curve. These parameters are also important in the case of energy price developments. From a related study (Thrän et al. 2015), the correlations between energy and agricultural products and fuel wood showed price increases of 2 % per annum. Alternatively, feedstock prices can be calculated on the basis of market models. Taking various crops and the given initial prices as the basis, the following trends are identified by way of example for feedstocks costs (Table A-1) and revenues from by- and co-products (Table A-2).

Tabelle A-1: Rohstoffkosten und -entwicklung

Table A-1: Feedstock costs and their development

Rohstoff Feedstock	(Start-) Preis (Initial) price	Preis bzw. Preisspanne 2050 Price or price range 2050	Einheit Unit	Quelle (Start) Preis Reference initial price	Quelle 2050 Preisentwicklung Reference price development
Weizen Wheat	198	214–469	€ ₂₀₁₀ /t _{TM}	(BMEL 2014)	Marktmodell (Thrän et al. 2015) Market model
Zuckerrübe Sugarbeet	116	122–256	€ ₂₀₁₀ /t _{TM}	(BMEL 2014)	Marktmodell (Thrän et al. 2015) Market model
Ölsaaten = Raps Oilseed = Rape	361	416–985	€ ₂₀₁₀ /t _{TM}	(BMEL 2014)	Marktmodell (Thrän et al. 2015) Market model
Holz- (hackschnitzel) Wood (chips)	85	173	€ ₂₀₁₀ /t _{TM}	in Anlehnung an based on (C.A.R.M.E.N. e.V. 2014; Thrän et al. 2013)	Kopplung an Weizenpreisentwicklung aus Markt- modell (alternativ: Kopplung an Ölpreis (2 % p. a.) Coupled to development of wheat prices on the market model (alternative: coupling to oil price (2 % p. a.))
Stroh Straw	60	60	€ ₂₀₁₀ /t	(Zeller et al. 2012)	konstant constant
Maissilage Maize silage	106	117–270	€ ₂₀₁₀ /t _{TM}	Abgeleitet über Weizenpreis in Anlehnung an Derived from the wheat price based on (Gömann et al. 2013; Toews & Kuhlmann 2009)	Kopplung an Weizenpreisentwicklung aus Markt- modell (Thrän et al. 2015) Coupled to wheat price development on basis of market model

Tabelle A-2: Erlöse für Neben- und Koppelprodukte und Annahmen zu Preisentwicklungen

Table A-2: Revenues from by- and co-products and assumptions concerning price developments

Rohstoff Feedstock	(Start-) Preis (Initial) price	Einheit Unit	Quelle (Start) Preis Reference initial price	Quelle 2050 Preisentwicklung Reference price development
Wärme (bis 130 °C) Heat (up to 130 °C)	0,83	€ct ₂₀₁₀ /MJ _{in}	(Thrän et al. 2013)	Kopplung an Ölpreis (2 % p. a. steigend in Anlehnung an (EC 2013)) Coupled to oil price (2 % p. a. increase based on (EC 2013))
Hochdruckdampf High-pressure steam	1,39	€ct ₂₀₁₀ /MJ _{in}	(Thrän et al. 2013)	Kopplung an Ölpreis (2 % p. a. steigend in Anlehnung an (EC 2013)) Coupled to oil price (2 % p. a. increase based on (EC 2013))
Rapspresskuchen Rapeseed cake	211	€ ₂₀₁₀ /t _{TM}	UFOP Marktinformationen UFOP market information	Kopplung an Rohstoffpreisentwicklungen Coupled to feedstock price developments
Gepresste Trockenschlempe (DDGS) Distillers' grains (DDGS)	140	€ ₂₀₁₀ /t	(Thrän et al. 2013)	Kopplung an Rohstoffpreisentwicklungen Coupled to feedstock price developments
Vinasse	70	€ ₂₀₁₀ /t	(Thrän et al. 2013)	Kopplung an Rohstoffpreisentwicklungen Coupled to feedstock price developments
Pharmaglycerin	600	€ ₂₀₁₀ /t	In Anlehnung an based on (FNR 2015)	konstant constant
Gärrest Digestate	0	€ ₂₀₁₀ /t	Starke regionale Preisunterschiede, daher vereinfachend keine Preisentwicklung für Güllekauf oder für Düng-Gutschrift Major regional price differences; therefore, for the sake of simplicity, no price development for the purchase of liquid manure or for manure credits	

THG-Gutschriften

Je nachdem, wie und ob CO₂-Emissionen in Simulationsrechnungen berücksichtigt werden sollen, können Annahmen zu CO₂-Zertifikatpreisen nötig sein. In Anlehnung an die Europäische Kommission (EC 2013) kann bis 2050 mit Zertifikatpreisen von etwa 100 €/t_{CO2} gerechnet werden. Die Gestehungskosten in den Steckbriefen beinhalten keine Zuschläge bzw. Gutschriften für vermiedene Emissionen.

Ertragssteigerungen

Die zukünftig realisierbaren Ertragssteigerungen sind aufgrund vielfältiger Einflussfaktoren (Klimawandel, Produktivitätssteigerungen, Nährstoffverfügbarkeit, Erfolge der Züchtungsforschung) häufiger Gegenstand von Diskussion. Um den unterschiedlichen Stand verschiedener Länder und Pflanzenarten zu berücksichtigen, werden für zum Beispiel Simulationsrechnungen in die Zukunft folgende jährliche Ertragssteigerungsraten, in Anlehnung an (Gärtner et al. 2014), als Orientierung vorgeschlagen:

- Industrieländer generell: 0,3 %/a
- Global generell: 0,7 %/a
- Bereits etablierte Bioenergiepflanzenarten (Mais, Weizen, Raps, und Zuckerrübe): 0,6 %/a
- Weniger etablierte Bioenergiepflanzen und KUP: 1 %/a

Für den Status quo an Flächenerträgen und Eigenschaften der Brennstoffe siehe „Basisdaten Bioenergie in Deutschland“ (FNR 2014)¹⁵. Für weitere Annahmen für Wirtschaftlichkeitsberechnungen wie zum Beispiel Kalkulationszinsätzen stehen Informationen im „Methodenhandbuch“ (Thrän et al. 2013; Thrän & Pfeiffer 2015) zur Verfügung.

GHG reduction credits

Depending on how and whether CO₂ emissions are to be taken into account in simulation calculations, assumptions about CO₂ certificate prices may be necessary. Based on European Commission (EC 2013), it is to be expected that certificate prices will be approximately 100 €/t_{CO2} by 2050. The levelised cost of energy set out in the profiles does not include any subsidies or credits for avoided emissions.

Yield increase

The increase in yields that can be achieved in the future has been the subject of much discussion owing to a wide range of influencing factors (climate change, increases in productivity, nutrient availability, successes in plant breeding). In order to take the different situations of various countries and plant species into account, the following annual rates of yield increases are suggested as guidelines for such purposes as simulation calculations concerning the future, following the example of (Gärtner et al. 2014):

- Industrial countries, overall: 0.3 % p.a.
- Global, overall: 0.7 % p.a.
- Already established bioenergy crop species (maize, wheat, rapeseed and sugarbeet): 0.6 % p.a.
- Less well established bioenergy crop species and short-rotation coppice (SRC): 1 % p.a.

For the status quo concerning yields per unit area and the characteristics of the fuels see “Basisdaten Bioenergie in Deutschland” (FNR 2014)¹⁵. For further assumptions used for the calculation of efficiency, such as calculation interest rates, see “Method Handbook (Thrän et al. 2013; Thrän & Pfeiffer 2015).

¹⁵ <https://mediathek.fnr.de/basisdaten-bioenergie.html> (German only)

Impressum

Imprint

Herausgeber/Publisher:

Daniela Thrän, Jens Ponitka, Oliver Arendt

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Str. 116
Germany, 04347 Leipzig
www.energetische-biomassenutzung.de

Geschäftsführung:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles (wiss. Geschäftsführer)
Daniel Mayer (admin. Geschäftsführer)

Redaktion/V.i.S.d.P.:

Angela Gröber

Autoren/Authors:

Jens Ponitka, Oliver Arendt, Volker Lenz, Jaqueline Daniel-Gromke,
Walter Stinner, Andreas Ortwein, Martin Zeymer, Arne Gröngroft,
Franziska Müller-Langer, Marco Klemm, Julian Braun, Walter Zeug (DBFZ)
Daniela Thrän (DBFZ / UFZ)
Sinead O'Keeffe, Markus Millinger (UFZ)

Englische Übersetzung & Lektorat/English translation & proof reading:

ICC Sprachinstitut Leipzig, Sinead O' Keeffe, Jens Ponitka, Diana Pfeiffer, Kathrin Greve, Alyssa Lane, Jaime Pence

Bilder/Photos:

DBFZ, pixelio, and see the sources below the photos

Layout:

Steffen Kronberg, Angela Gröber

Druck/Print:

Druckerei Billig OHG, Mittweida

Förderung/Funding:

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Des Weiteren wurde die Arbeit unterstützt durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) und durch das Helmholtz Zentrum für Umweltforschung – UFZ.

Co-funded by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy pursuant to a resolution of the German Bundestag.

The work was also supported by the Federal Ministry of Food and Agriculture and the Helmholtz Centre for Environmental Research – UFZ.

2. Auflage**© 2016 DBFZ gGmbH**

Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM.

Copyright: All rights reserved. No part of this printed product may be reproduced or distributed without the publisher's written approval. This prohibition shall in particular also include the commercial reproduction via copying, the inclusion on electronic databases, and the reproduction on other digital data media.

ISSN: 2192-1156

Gefördert vom:
Supported by:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projektträger:
Project management:



Programmbegleitung:
Programme support:

