



# Methodenhandbuch

## Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte

Methoden zur Bestimmung von Technologiekennwerten,  
Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen  
der energetischen Biomassenutzung



**Energetische  
Biomassenutzung**



# Energetische Biomassenutzung

Schriftenreihe des BMWi-Forschungsnetzwerkes Bioenergie/  
BMWi-Förderbereich „Energetische Biomassenutzung“  
**BAND 4**

## METHODENHANDBUCH

### Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte

Methoden zur Bestimmung von Technologiekenwerten,  
Gestehungskosten und Klimagaseffekten von Vorhaben im Rahmen  
des BMWi-Forschungsnetzwerkes Bioenergie/  
BMWi-Förderbereich „Energetische Biomassenutzung“

Herausgegeben von Daniela Thrän und Diana Pfeiffer

Version 5 (Juni 2021)

Förderung

BMWi-Forschungsnetzwerk

BMWi-Förderbereich

Projekträger

Begleitvorhaben



## IMPRESSUM

### Herausgeberinnen

Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

### Kontakt

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116, D-04347 Leipzig  
Telefon: +49 (0)341 2434-554  
E-Mail: begleitvorhaben@dbfz.de  
www.energetische-biomassenutzung.de

### Geschäftsführung

Wissenschaftlicher Geschäftsführer: Prof. Dr. mont. Michael Nelles  
Administrativer Geschäftsführer: Dipl.-Kfm. (FH) LL.M. Daniel Mayer

### Koordination

Begleitvorhaben Förderbereich „Energetische Biomassenutzung“ – Diana Pfeiffer

### Bildnachweis

Umschlag: Sophie Reinisch  
Wenn nicht anders am Bild verzeichnet, liegen die Bildrechte beim DBFZ.

### Layout & Herstellung

Stefanie Bader  
Diana Pfeiffer

### Förderung

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

### Version

5

ISBN 978-3-946629-58-0  
ISSN (online): 2701-2719  
DOI: 10.48480/ddpt-ys74

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

© DBFZ, Leipzig 2021

## AUTOR\*INNEN

### DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH/ Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ/Universität Leipzig

Daniela Thrän

### DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Philipp Adler, André Brosowski, Martin Dotzauer, Hendrik Etzold, Elmar Fischer, Christiane Hennig, André Herrmann, Jasmin Kalcher, Peter Kornatz, Volker Lenz, Stefan Majer, Katja Oehmichen, Diana Pfeiffer, Marcel Pohl, Ralf Schmersahl, Torsten Schröder, Kitty Stecher, Walter Stinner, Vanessa Zeller, Martin Zeymer

### GreenDeltaTC GmbH

Andreas Ciroth

### Hochschule Zittau/Görlitz

Tobias Zschunke

### International Institute for Sustainability Analysis and Strategy – IINAS

Uwe Fritsche

### Öko-Institut e. V.

Klaus Hennenberg

### Technische Hochschule Ingolstadt

Uwe Holzhammer, Tanja Mast

### Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft – TLL

Katja Gödeke

### Universität Stuttgart

Sylvio Nagel

Unter Mitwirkung der Arbeitsgruppen AG Ökobilanzierung, AG Biomassevergasung des Förderbereichs „Energetische Biomassenutzung“, der Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE) und dem Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu).

## VORWORT

Optimierungen mit mehr als einer Zielgröße haben es in sich – das weiß jeder Forscher und jede Forscherin, die sich mit der Weiterentwicklung von Prozessen und Konzepten beschäftigt hat. Reduktion der Treibhausgasemissionen und Energieeffizienz bei gleichzeitiger Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit sind die Ziele, denen sich das BMWi-Forschungsnetzwerk Bioenergie im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms verschrieben hat. Um diesem Zielbündel gerecht zu werden, müssen Begrifflichkeiten (z. B. was ist ein nachhaltiges Biomassepotenzial), generelle Bewertungsgrößen (z. B. für die gemeinsame Betrachtung von Treibhausgasreduktion und Energieeffizienz) als auch Erwartungen an die Detailtiefe, also was kann weggelassen werden, ohne das Gesamtergebnis zu verfälschen bzw. zu sehr zu beeinflussen (z. B. bei der Betrachtung von Umwelteffekten) im Vorfeld und projektübergreifend festgelegt werden. Und Verbesserung und Optimierung braucht immer Messgrößen für ihre Bestimmung. Auch hier sind von generellen Fragen bis hin zur spezifischen Festlegung der Systemgrenzen ein Strauß von Einzelfragen aufgeworfen – ohne Aussicht auf zweifelsfreie und allgemeingültige Antworten. In der Summe heißt das: Der Versuch, Bewertungsmethoden zu harmonisieren und einfach und transparent möglichst vielen Forschungsvorhaben verfügbar zu machen, ist risikobehaftet, mühsam und im Ergebnis immer ein Kompromiss.

Das hier vorgelegte Methodenhandbuch versteht sich als eben solcher Kompromiss: es bietet Ansatzstellen, die vielfältigen Einzelvorhaben des Forschungsnetzwerkes Bioenergie zusammen zu führen und die Anschlussfähigkeit der Bewertungsergebnisse zu verbessern. Die vorgeschlagenen Dokumentationsvorlagen und Methoden basieren dabei auf dem Stand der Wissenschaft und reichen von der Berichterstattung (wie vorgegangen wurde) bis zur detailliert benannten Berechnungsmethode. Sie beschränken sich auf ausgewählte Fragestellungen und liefern keine vollständige Nachhaltigkeitsbewertung. Die nun 5. Ausgabe ist das Ergebnis eines dreijährigen Diskussionsprozesses, für dessen Unterstützung ich allen Beteiligten danke. Wertvolle Beiträge wurden in Arbeitsgruppen und Workshops des Netzwerks generiert. Erstmals beziehen die Bewertungsansätze auch die flexible Energiebereitstellung mit in die Betrachtungen ein.

Die hier vorgelegte Fassung des Methodenhandbuchs steht nun zur Anwendung zur Verfügung und bildet mit den abgestimmten Referenzsystemen nicht zuletzt auch eine Brücke zur Gesamtanordnung der Forschungsvorhaben und des Netzwerks in das Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Zweifelsohne können die dargestellten Ansätze und Berechnungsverfahren nur einen ersten Aufschlag darstellen, der sowohl wissenschaftlich als auch in der praktischen Anwendung weiterentwickelt werden kann und soll. Für diese und die weiteren Herausforderungen rund um Methodenharmonisierungen ist auch in Zukunft die konstruktive und fruchtbare Zusammenarbeit im Netzwerk unerlässlich. Dahinter stehen unverändert das Ziel und die Notwendigkeit, die energetische Biomassenutzung Schritt für Schritt weiter zu optimieren.

Leipzig, 2020

### **Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän**

Leiterin der Begleitforschung des BMWi-Förderbereichs „Energetische Biomassenutzung“  
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ, Universität Leipzig

## PREFACE

It is not an easy task trying to optimise the production of bioenergy with more than one target in mind – every researcher who deals with the development of processes and ideas is well aware of this. The reduction of greenhouse gas emissions and energy efficiency combined with security of supply and competitiveness are the goals to which the BMWi Bioenergy Research Network has committed itself within the framework of the 7th Energy Research Programme. To meet this set of goals, concepts (e.g. what is a sustainable biomass potential), general evaluation parameters (e.g. for the joint assessment of greenhouse gas reduction and energy efficiency) as well as expectations of the level of detail, i.e. what can be omitted without distorting the overall result or influencing it too much (e.g. when considering environmental effects) must be defined in advance and across the projects. Furthermore, improvement and optimisation always requires more empirical data to determine the limits of the system. Without these pieces of information the level of uncertainty becomes even more greater making the validity of results more difficult to conclude. The implications of this is that there is a great need to provide transparency and harmonisation amongst evaluation methods. The only means of doing so is by providing information and empirical data for as many research projects as possible. This is an arduous task and in many cases can be fraught with risk for the researcher involved and will no doubt always end in some sort of compromise.

This method handbook considers itself to be such a compromise: it provides points of contact which bring together the diverse projects of the Bioenergy Research Network and as such improves the connectivity of the evaluation findings. The suggested method documentations are based on the current state of scientific knowledge and range from qualitative descriptions of methods to detailed calculation methods. They are limited to selected questions and provide no guideline for complete evaluation of sustainability. The 5th edition of the method handbook is the result of a three-year discussion process, for which I would like to thank all those who participated. Valuable contributions were generated in working groups and workshops of the research network. For the first time, the assessment approaches also include flexible energy supply.

This version of the method handbook is now ready to be used and through its coordinated reference systems, forms a bridge for the overall classification of the research projects and the research network as part of the federal government's energy research programme. Without doubt, the approaches and calculation procedures listed here only represent a starting point; from further developments can be based upon, both scientifically and in practical applications. Future constructive and fruitful collaborations within the network are essential for this and other challenges surrounding the harmonisation of methods. All this is still driven by the need and the goal to further optimise, little by little, the use of biomass in energy production.

Leipzig, October 2020

### **Prof D.Eng. Daniela Thrän**

Head of the scientific accompanying research of the BMWi funding area "Biomass energy use"  
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, Helmholtz Centre for Environmental Research – UFZ, Leipzig University

# INHALT

<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>9</b>
<b>Symbolverzeichnis</b> .....	<b>11</b>
Chemische Symbole .....	11
Einheiten .....	11
Formelzeichen .....	12
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>17</b>
<b>2 Die Kenngrößen auf einen Blick</b> .....	<b>19</b>
<b>3 Genereller Rahmen &amp; Definitionen</b> .....	<b>21</b>
3.1 Grundlegende Referenzen und Begriffsbestimmungen .....	21
3.2 Relevante Begriffsdefinitionen im Forschungsnetzwerk Bioenergie .....	22
3.2.1 Rohstoff und produktspezifische Definitionen .....	22
3.2.2 Ökonomische Definitionen .....	25
3.2.3 Ökobilanzielle Definitionen .....	27
3.2.4 Energietechnische Definitionen .....	28
3.2.5 Definitionen von Flexibilität bzw. Flexibilisierung zur Systemintegration .....	32
3.3 Systemgrenzen und Systemelemente:	
Die Prozesskette der energetischen Biomassenutzung .....	33
3.4 Übergeordneter Bewertungsrahmen .....	37
3.4.1 Räumlicher Bezug .....	37
3.4.2 Zeitlicher Bezug .....	38
3.4.3 Energietechnischer Bezug .....	39
3.4.4 Nachhaltigkeitsanforderungen .....	39
3.4.5 Ergebnisdarstellung .....	43
<b>4 Methodik zur Ermittlung von Biomassepotenzialen</b> .....	<b>46</b>
4.1 Hintergrund .....	46
4.2 Definitionen Biomassepotenzial .....	47
4.2.1 Ebene der Potenzialbetrachtung .....	47
4.2.2 Theoretisches, technisches, wirtschaftliches und erschließbares Potenzial .....	47
4.3 Methodik .....	50
4.4 Ergebnisdarstellung und Weiterverarbeitung .....	54
<b>5 Flexible Bereitstellung von Bioenergie</b> .....	<b>56</b>
5.1 Systemische Aspekte der Flexibilisierung .....	57
5.1.1 Flexibilitätsprodukte im Stromsektor .....	57
5.1.2 Beiträge der Bioenergie im Energiesystem .....	59
5.1.3 Marktmechanismen zur Vermarktung von Energie und Vergütung der Flexibilität .....	64

5.1.4 Adäquate Abbildung der Bioenergie in Energiesystem- oder Energiemarktmodellen .....	69
5.2 Technische Beschreibung von Flexibilität auf der Anlagenebene .....	73
5.2.1 Aggregierte Beschreibung der Flexibilität für technologieübergreifende Bewertungsansätze .....	73
5.2.2 Indikatoren für die technische Beschreibung von flexibler Strombereitstellung .....	76
5.2.3 Beschreibung der einzelnen Parameter im Detail .....	78
5.2.4 Fallbeispiele für die drei Technologiebereiche .....	81
5.2.5 Produktflexibilität, Sektorkopplung und stoffliche Nutzung .....	84
5.3 Ökonomische und ökologische Faktoren bei flexibler Fahrweise .....	86
5.3.1 Ökonomische Faktoren .....	86
5.3.2 Ökologische Faktoren (hier nur bezogen auf die THG Emissionen) .....	101
5.4 Kennzahlen für die Bestimmung der THG-Vermeidungskosten von flexiblen Bioenergieanlagen im Forschungsnetzwerk .....	103
<b>6 Methoden zur Energie- und Stoffbilanzierung des Konversionsprozesses</b> .....	<b>109</b>
6.1 Hintergrund .....	109
6.2 Generelle Methodik .....	114
6.2.1 Verwendete Einheiten für die Masse und den zeitlichen Bezug .....	115
6.2.2 Durchführung der Stoffbilanz .....	115
6.2.3 Durchführung der Energiebilanz .....	115
6.3 Annahmen und Rahmenbedingungen .....	116
6.4 Datenerhebung und Ergebnisdarstellung .....	116
6.4.1 Technologiebereich Verbrennung .....	117
6.4.2 Technologiebereich Vergasung .....	121
6.4.3 Technologiebereich Biogaserzeugung .....	128
6.5 Brennwert und Heizwert – Exkurs zu den Bilanzeffekten .....	134
6.5.1 Grundlagen .....	134
6.5.2 Bezugszustand in Technologiebewertungen .....	134
6.5.3 Schlussfolgerungen/Auswirkungen .....	136
6.5.4 Beispielrechnung: Vergärung nasser Biomasse/Biochemische Konversion .....	137
6.5.5 Beispielrechnung: Biomassevergasung/Thermochemische Konversion .....	138
<b>7 Methodik zur Berechnung von Gestehungskosten</b> .....	<b>140</b>
7.1 Hintergrund .....	140
7.2 Generelle Methodik und Systemgrenzen .....	140
7.3 Annahmen und Rahmenbedingungen .....	144
7.4 Ergebnisdarstellung .....	154
<b>8 Methodik der Bilanzierung von Treibhausgasemissionen und weiteren Emissionen</b> .....	<b>160</b>
8.1 Hintergrund .....	160
8.2 Generelle Methodik .....	161
8.3 Annahmen und Rahmenbedingungen .....	162
8.4 Berechnung des Treibhausgasemissionspotenzials .....	168

8.5 Berechnung des Versauerungspotenzials und der Partikelemissionen.....	169
8.6 Ergebnisdarstellung .....	169
8.7 Weitere Nachhaltigkeitsaspekte.....	170
<b>9 Referenzsysteme.....</b>	<b>175</b>
9.1 Definition, Systemraum und Zeitbezug der Referenzsysteme.....	176
9.2 Referenzsysteme zur Strombereitstellung.....	176
9.3 Referenzsysteme zur Wärmebereitstellung.....	180
9.4 Referenzsysteme zur Kraftstoffbereitstellung und -nutzung.....	182
<b>10 Forschen mit Weitblick.....</b>	<b>185</b>
<b>11 Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>186</b>
<b>12 Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>188</b>
<b>ANHANG I: Definition Biomasse nach BiomasseV.....</b>	<b>191</b>
<b>ANHANG II: Datenerhebung Stoff- und Energiebilanzierung .....</b>	<b>193</b>
<b>ANHANG III: Methodik zur THG-Bilanzierung .....</b>	<b>220</b>
RED II Anhang V, Teil C: Regeln für die Berechnung des Beitrags von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen zum Treibhauseffekt .....	220
RED II Anhang VI, Teil B: Regeln für die Berechnung des Beitrags von Biomasse-Brennstoffen zum Treibhauseffekt .....	226

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AltHolzV	Altholzverordnung
API	Application Programming Interface (digitale Schnittstelle)
ATKIS	Amtliches Topographisch-Kartographisches Informationssystem
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BlmSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BioAbfV	Bioabfallverordnung
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BiomasseV	Biomasseverordnung
Bio-SNG	Synthetic Natural Gas from biomass
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BM	Betriebsmodi
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNEtzA	Bundesnetzagentur
CBD	Convention on Biological Diversity
chem	Chemisch
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
dLUC	Direkte Landnutzungsänderungen (direct land use change)
DSM	Demand Side Management
DT	Dampfturbine
ebd.	ebenda
E/ZFH	Ein-/Zweifamilienhaus
EE	Erneuerbare Energien (Renewable energy)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange (Europäische Energiebörse)
EKT	Entnahmekondensationsturbine
elektr/el	Elektrisch
EPEX	European Power Exchange (Europäische Strombörse)
ES	Einsatzstoffgruppen
EU KOM	EU Kommission
EU RED	Erneuerbare-Energien-Direktive (European Renewable-Energy Directive)
FWL	Feuerungswärmeleistung
GIS	Geographisches Informationssystem
GK	Gestehungskosten
GuD	Gas und Dampf
HHS	Holz hackschnitzel
HKW	Heizkraftwerk
i. d. R.	in der Regel
IEA	International Energy Agency
i. N.	Im Normalzustand
iLUC	Indirekte Landnutzungsänderungen (indirect land use change)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KEV	Primärenergieverbrauch
Krw-AbfG	Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
KUP	Kurzumtriebsplantage

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Assessment
LCOE	Mittlere Gestehungskosten (Level cost of energy)
LR	Lastrampe
LUC	Landnutzungsänderungen (land use change)
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
MSR	Mess-, Steuerungs-, und Regelungstechnik
MwSt.	Mehrwertsteuer
NAP	Netzanschlusspunkt
Nawaro	Nachwachsende Rohstoffe
nb	Nicht bekannt
ND	Anfahren auf Nenndrehzahl
NL	Nennlast
org	Organisch
PCD	ProcessNet Chemieanlagenindex Deutschland
prEN	Draft European Standards
PV	Photovoltaik
RE	Renewable energy
RME	Rapsölmethylester
ROE	Rohöleinheiten
RSB	Round table on sustainable biofuels
S	Synchronisierung mit Netzfrequenz
s. o.	siehe oben
SDL	Systemdienstleistungen
SNG	Synthetic Natural Gas
therm/th	Thermisch
THG	Treibhausgas
TM	Trockenmasse
TS	Trockensubstanz
Ufop	Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V.
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
vbh	Vollbenutzungsstunden
VDI	Verein-Deutscher-Ingenieure
VLH	Jahresvolllaststunden
VS	Vorschmierung
WEO	World Energy Outlook
WG	Wassergehalt
Z	Zündung/Startvorgang

## SYMBOLVERZEICHNIS

### Chemische Symbole

CaCO <sub>3</sub>	Calciumcarbonat
CH <sub>4</sub>	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
FeOH	Eisenhydroxid
FeCl <sub>2</sub>	Eisen(II)-chlorid
HFCs	Teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe
K	Kalium
N	Stickstoff
NH <sub>4</sub>	Ammonium
NO	Stickstoffmonoxid
N <sub>2</sub> O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
NOx	Stickoxide
NaOH	Natriumhydroxid
N <sub>2</sub> O	Distickstoffmonoxid
P	Phosphor
PFCs	perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe
SF <sub>6</sub>	Schwefelhexafluorid
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
SO <sub>3</sub>	Schwefeldioxid
ZnO	Zinkoxid

### Einheiten

a	Jahr
Äq/äq	Äquivalente
°C	Grad Celsius
d	Tag
g <sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>	Gramm Kohlendioxidäquivalent
GJ	Giga-Joule
g/MJ	Gramm pro Mega-Joule
h	Stunde
ha	Hektar
kg	Kilogramm
kg <sub>st</sub>	Kilogramm absolut trockener Biomasse
kg <sub>FM</sub>	Kilogramm Frischmasse
kg <sub>TS</sub>	Kilogramm Trockensubstanz
kg/h	Kilogramm pro Stunde
km	Kilometer
kmol	Kilomol
kPa	Kilopascal

kW	Kilowatt
kW <sub>FWL</sub>	Kilowatt Feuerungswärmeleistung
kWh	Kilowattstunde
kWh <sub>el</sub>	Kilowattstunde elektrisch
kWh <sub>th</sub>	Kilowattstunde thermisch
m <sup>3</sup> <sub>N</sub>	Kubikmeter bei Normbedingungen (Normkubikmeter)
L	Liter
MA	Mitarbeiter
Ma.-%	Masseprozent
MBtu	Million British thermal units
Mg/d	Milligramm pro Tag
MJ	Mega-Joule
MJ <sub>Biomethan</sub>	Mega-Joule bezogen auf Biomethan
MJ <sub>end</sub>	Mega-Joule endenergiebezogen
MJ <sub>el</sub>	Mega-Joule elektrisch
MW <sub>output</sub>	Megawatt des Outputs
MJ <sub>primär</sub>	Mega-Joule an Primärenergie
MJ <sub>th</sub>	Mega-Joule thermisch
MW	Megawatt
MW <sub>Biogas</sub>	Megawatt Biogasanlage
MW <sub>FWL</sub>	Megawatt Feuerungswärmeleistung
PJ	Peta-Joule
PM <sub>10</sub>	Particulate Matter (Feinstaub) < 10 µm
ppm	Parts per million
s	Sekunde
t	Tonne
t <sub>atro</sub>	Tonne absolut trockener Biomasse
t <sub>CO2.Äq</sub>	Tonnen Kohlendioxidäquivalent
t <sub>FM</sub>	Tonne Frischmasse
t/d	Tonne pro Tag
t <sub>franko</sub>	Tonne „frei Haus“
t <sub>Rotterdam</sub>	Tonne gehandelt im Rotterdam
t <sub>TS</sub>	Tonne Trockensubstanz
Vol.-% <sub>Abs</sub>	Volumenprozent absolut
TM	Transportmittel
W	Watt
€ct	Eurocent
€ <sub>2010</sub>	Reale Gestehungskosten im Jahr 2010

## Formelzeichen

A	Annuität
B	Biomassebedarf
bm	Betriebsmodi
BM1	Betriebsmodus 1
BM2	Betriebsmodus 2
C	Carnot Effizienz
C <sub>el</sub>	Carnot-Effizienz für Strombereitstellung

C <sub>FCLR</sub>	Konstante der Brennstoffverbrauchsfunktion für die Lastrampe
C <sub>FCs</sub>	Konstante der Brennstoffverbrauchsfunktion für die Anfahrphase vom Start des Konversionsprozesses bis Beginn der Lastrampe
C <sub>h</sub>	Carnot-Effizienz (die thermodynamische Qualität der Wärme)
C <sub>Ibhw</sub>	Investitionssumme für das BHKW
C <sub>M</sub>	Wartungskosten
C <sub>Mb</sub>	Unabhängige Wartungskosten
C <sub>MbhwQx</sub>	Wartungskosten in Abhängigkeit zur zugewiesenen Gruppe
C <sub>Mbm</sub>	Wartungskosten in Abhängigkeit von Jahreslaufleistung und Taktanzahl unter Berücksichtigung des Betriebsmodus
C <sub>Md</sub>	Laufzeitabhängige Wartungskosten
C <sub>Ms</sub>	Taktanzahlabhängige Wartungskosten
C <sub>p</sub>	Spezifische isobare Wärmekapazität des Wärmeträgers
C <sub>PLR</sub>	Konstante der Anfahrampenfunktion in Abhängigkeit zum Anfahrzeitpunkt
D	Jahreslaufleistung
E	Energiebereitstellung
Ė	Energiestrom
E <sub>B</sub>	Gesamtemissionen bei der Verwendung der Biomasse
EC <sub>el</sub>	gesamten Treibhausgasemissionen aus der Strombereitstellung
EC <sub>h</sub>	gesamten Treibhausgasemissionen aus der Wärmebereitstellung
E <sub>el</sub>	Tatsächlich produzierte elektrische Energiemenge innerhalb eines Jahres
E <sub>F</sub>	Gesamtemissionen der fossilen Referenzsysteme
E <sub>t</sub>	Energiebereitstellung in Periode t
F <sub>Mbhw</sub>	Wartungskostenfaktoren des BHKW
FC <sub>LR</sub>	Brennstoffverbrauch der Lastrampe
FC <sub>S</sub>	Brennstoffverbrauch der Anfahrphase vom Start des Konversionsprozesses bis Beginn der Lastrampe
FC <sub>sum</sub>	Gesamtbrennstoffverbrauch vom Start des Konversionsprozesses bis zum Erreichen der Nennlast in Masse oder Volumeneinheiten
FC(t)	Brennstoffverbrauch in Periode t
F <sub>MQx</sub>	Wartungskostenfaktor für die Gruppe Qx
GSK <sub>m</sub>	Mittlere Gestehungskosten
GWP <sub>100</sub>	Spezifisches Treibhauspotenzial bei 100 Jahren Integrationszeit (Definition siehe Kapitel 3.2.3)
H <sub>Äq</sub>	Humusäquivalente
H <sub>I</sub>	Heizwert (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
H <sub>I,Bm</sub>	Heizwert der Biomasse
H <sub>I,Br-roh</sub>	Heizwert des rohen Brennstoffs (im Anlieferungszustand)
H <sub>I,Br-vorb</sub>	Heizwert des vorbehandelten Brennstoffs
H <sub>I,x</sub>	Heizwert der Komponente x einer Gasmischung
H <sub>I,NP</sub>	Heizwert der Nebenprodukte
H <sub>I,Rest</sub>	Heizwert der Reststoffe
H <sub>I,WRH</sub>	Heizwert von Waldrestholz
H <sub>S</sub>	Brennwert (biochemischer Konversionsprozesse), (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
H <sub>S,FM-roh</sub>	Brennwert unbehandelte Frischmasse (Input)
i	Kalkulationszinssatz
I <sub>o</sub>	Investitionssumme (schlüsselfertig, Definition siehe Kapitel 3.2.2)
I <sub>hw</sub>	Verhältnis der Betriebsmittelkosten zwischen flexiblen und Dauerbetrieb
K <sub>o</sub>	Opportunitätskosten des Anfahrprozesses



$K_{B_{AN}}$	Kostenbilanz des Anfahrprozesses je Anfahrprozess
$K_{d_{bi}}$	Jahresbeschaffungskosten für das Betriebsmittel i im Dauerbetrieb
$K_{p_{bm}}$	Koeffizient für laufzeitabhängige Kosten in Abhängigkeit zum Betriebsmodus
$K_{d_{ei}}$	Jahresentsorgungskosten für das Betriebsmittel i im Dauerbetrieb
$K_{f_{bi}}$	Jahresbeschaffungskosten für das Betriebsmittel i im flexiblen Betrieb
$K_{F_{CLR}}$	Brennstoffverbrauchscoeffizient der Lastrampe in Abhängigkeit zur Anfahrdauer und Nennlast
$k_{F_{CS}}$	Brennstoffverbrauchscoeffizient der Anfahrphase vom Start des Konversionsprozesses bis Beginn der Lastrampe in Abhängigkeit zur Anfahrdauer und Nennlast
$K_{f_{ei}}$	Jahresentsorgungskosten für das Betriebsmittel i im flexiblen Betrieb
$K_G$	Gesamtkosten für die gekoppelte Produktion
$K_{L_{LR}}$	Kostenbilanz für die Phase der Lastrampe
$K_{q_{iHP}}$	Opportunitätskosten/Gutschrift für das Hauptprodukt
$k_{P_{LR}}$	Koeffizient der Anfahrampenfunktion in Abhängigkeit zur Anfahrdauer und Nennlast
$K_{RNP}$	Produktspezifische Kosten für das Nebenprodukt
$K_s$	Kosten der Anfahrphase vom Start des Konversionsprozesses bis Beginn der Lastrampe
$K_{S_{bm}}$	Koeffizient für taktzahlabhängige Kosten in Abhängigkeit zum Betriebsmodus
$K(t)$	Kosten in Periode t
$K_v$	Startvorbereitungskosten des Konversionsaggregates
$K_{vt}$	Spezifische Startvorbereitungskosten
$\dot{m}$	Massenstrom
$\dot{m}_{Abgas}$	Massenstrom Abgas
$\dot{m}_{Bm}$	Massenstrom der Biomasse
$\dot{m}_{Br-roh}$	Massenstrom Brennstoff im Anlieferungszustand
$\dot{m}_{Br-vorb}$	Massenstrom des vorbehandelten Brennstoffs
$\dot{m}_{FM-roh}$	Massenstrom unbehandelte Frischmasse Input
$\dot{m}_{FM-Verl}$	Massenstrom Silageverluste
$\dot{m}_{Holz(atro)}$	Massenstrom des Holzes bezogen auf den absoluten trockenen Zustand
$\dot{m}_{Np}$	Massenstrom der Nebenprodukte
$m_{pD}$	Startvorgang
$m_{pD-k}$	Kaltstartrampe
$m_{pD-w}$	Warmstartrampe
$m_{p+}$	positive Laständerungsgeschwindigkeit/positive Lastrampe
$m_{p-}$	negative Laständerungsgeschwindigkeit/negative Lastrampe
$m_{poff}$	Stopprampe
$m_{pon}$	Startrampe
$\dot{m}_{Rest}$	Massenstrom der Reststoffe
$\dot{m}_{Wt}$	Wärmeträgermassenstrom (i. d. R. Wasser)
$n$	Drehzahl
$NE_t$	Nebenprodukterlöse in Periode t
$P_0$	Leistung bei Start (Startrampe)
$P_{Abgas,chem}$	Chemische Verlustwärmeströme der Abgase
$P_{Abgas,th}$	Thermische Verlustwärmeströme der Abgase
$P_{Betriebsmittel}$ , $P_{Betr}$	Leistung der Betriebsmittel
$P_{Bettmaterial}$ , $P_{Bett}$	Leistung des Bettmaterials
$P_{Bez}$	Bezugsleistung (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{Bez,chem}$	Chemische Bezugsleistung (Hilfsenergie) – Chemische Leistung der Betriebs- und Hilfsmittel
$P_{Bez,DL}$	Bezugsleistung durch Druckluftbereitstellung

$P_{Bez,el}$	Elektrische Bezugsleistung (Hilfsenergie)
$P_{Bez,th}$	Thermische Bezugsleistung (Hilfsenergie)
$P_{Bez,Zünd}$	Bezugsleistung durch Zündöl (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{Bem}$	Elektrische Bemessungsleistung (Definition siehe Kapitel 3.2.5)
$P_{BM}$	Leistung der Biomasse
$P_{Br}$	Brennstoffleistung (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{chem}$	Chemische Leistung (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{chem,Np}$	Chemische Leistung der austretenden Nebenprodukte
$P_{chem,Bez}$	Chemische Bezugsleistung (Hilfsenergie)
$P_{chem,Rest}$	Chemische Leistung der austretenden Reststoffe
$P_{DL}$	Leistung zur Kompression der notwendigen Druckluft
$P_{DL,el}$	Elektrische Leistung zur Kompression der notwendigen Druckluft
$P_{el}$	Elektrische Nennleistung (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{el,Km}$	Elektrische Leistung der Kraftmaschine
$P_{el,netto}$	Elektrische Netto-Nennleistung (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{FM}$	Substrateleistung Frischmaterial/Frischmasse (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{FM-sil}$	Substrateleistung der Silage
$P_{FW}$	Feuerungswärmeleistung (Heizwert bezogen) (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{Gas}$	Gasleistung
$P_{Gas,trocken}$	Gasleistung bezogen auf trockenes Gas (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{in}$	Inputleistung der Bioenergieanlage (Leistung aller eingehenden Energien)
$P_{inst}$	Installierte elektrische Leistung (Definition siehe Kapitel 3.2.5)
$P_{LR}$	Verkaufsfähige elektrischen Energie, die in der Phase der Lastrampe bereitgestellt wird
$P_{max}$	Hochlast, maximale Last/Leistung
$P_{min}$	Niedriglast, minimale Last/Leistung
$P_{Q\ int}$	Intern genutzte Wärmeleistung (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{Out}$	Outputleistung der Bioenergieanlage (Leistung aller nutzbaren Energien)
$P_S$	Substrateleistung
$P_{Syn}$	Nennsyntheseleistung
$P_{Syntheseedukter}$ , $P_{Syn,Ed}$	Leistung der Edukte einer Synthese (Vergasung nachgeschaltet)
$P_{Syntheseprodukte}$ , $P_{Syn,Prod}$	Leistung der Produkte einer Synthese (Vergasung nachgeschaltet)
$P_{th}$	Thermische Leistung
$P_{th,Np}$	Thermische Leistung der austretenden Nebenprodukte
$P_{th,Km}$	Thermische Leistung der Kraftmaschine
$P_{th,Rest}$	Thermische Leistung der austretenden Reststoffe
$P_{TW}$	Trocknungswärmeleistung (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{Rück}$	Leistung der unverbrannten Bestandteile (Rückstand)
$P_{Verl}$	Verlustleistung der Bioenergieanlage (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$P_{Verl\ Ks}$	Verlustleistung der Konversionsstufen
$P_{Zuschlagsstoffe}$ , $P_{ZS}$	Leistung der Zuschlagsstoffe
$P_{Zusatz}$	zusätzlich bereitgestellten Leistung
$\Delta p$	Druckdifferenz
$\Delta_p$	(Teil-)Lasthub/Differenz zwischen maximaler und minimaler Last
$\dot{Q}_{Ferm}$	Leistung der Fermenterbeheizung (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$\dot{Q}_{Nutz}$	Nutzwärmeleistung (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$\dot{Q}_{Nenn}$	Nennwärmeleistung (Definition siehe Kapitel 3.2.4)
$Q_P$	Leistungsquotient
$\dot{Q}_{Bem}$	Bemessungswärmeleistung

$r$	Diskontierungsrate
$S$	Jahrestaktzahl
$\Delta_t$	Zeitspanne
$t_0$	Beginn der Anfahrphase
$T_0$	auf 273 Kelvin festgelegte Umgebungstemperatur oder Umgebungstemperatur (gleich 0 °C)
$t_d$	Typische Dauer der Bereitstellung von Flexibilität (Dauer)
$T_h$	Temperatur der Wärme
$t_i$	Kleinste Periode der auszuregelnden Schwankungen (Intervall)
$t_{LRb}$	Zeitpunkt des Beginns der Lastrampe in [s] absolut zum Beginn des Anfahrprozesses ( $t_0$ )
$t_{LRe}$	Zeitpunkt des Endes der Lastrampe in [s] absolut zum Beginn des Anfahrprozesses ( $t_0$ )
$t_{Pinst}$	Maximale Dauerlastfähigkeit
$t_{Pmax}$	Dauer bei Hochlast/maximale Last $P_{max}$
$t_{Pmin}$	Dauer bei Niedriglast/minimaler Last $P_{min}$ /minimale Dauerlastfähigkeit
$t_r$	Notwendige Reaktionszeit auf Schwankungen (Responsivität)
$t_s$	Startdauer/Startzeit
$t_{s,K}$	Kaltstartzeit (Zeitintervall für einen Kaltstart)
$t_{s,W}$	Warmstartzeit (Zeitintervall für einen Warmstart)
$t_{VBS}$	Theoretische Volllaststunden bzw. volle Zeitstunden eines Jahres
$\Delta V_H$	Standardverbrennungsenthalpie
$\dot{V}$	Volumenstrom
$V_{LHtheo}$	Vollbetriebsstunden
$\dot{V}_{N,x}$	Volumenstrom der Komponente x einer Gasmischung im Normzustand
$\dot{V}_{N,Gas}$	Brenngasvolumenstrom im Normzustand
$W_{el}$	elektrische Arbeit
$W_{th}$	Wärme (thermische Energie)
$w$	Wassergehalt ( <i>Definition siehe Kapitel 3.2.4</i> )
$w_{Br-roh}$	Wassergehalt des Brennstoffs im Anlieferungszustand
$w_{Br-vorb}$	Wassergehalt des vorbehandelten Brennstoffs
$\eta$	Wirkungsgrad
$\eta_{chem}$	Chemischer Anlagenwirkungsgrad
$\eta_{chem,netto}$	Chemischer Anlagenwirkungsgrad abzüglich der Bezugsleistung ( <i>Definition siehe Kapitel 3.2.4</i> )
$\eta_{DL}$	Wirkungsgrad externer Drucklufterzeuger (Pumpe/Verdichter)
$\eta_{el}$	Elektrischer Anlagenwirkungsgrad
$\eta_{el,Km}$	Elektrischer Wirkungsgrad der Kraftmaschine
$\eta_{el,netto}$	Elektrischer Anlagenwirkungsgrad abzüglich der Bezugsleistung ( <i>Definition siehe Kapitel 3.2.4</i> )
$\eta_{ges}$	Gesamtanlagenwirkungsgrad
$\eta_{ges,Km}$	Gesamtwirkungsgrad der Kraftmaschine zur Wärme/Strombereitstellung
$\eta_{ges,netto}$	Gesamtanlagenwirkungsgrad abzüglich der Bezugsleistung ( <i>Definition siehe Kapitel 3.2.4</i> )
$\eta_h$	Wärmeeffizienz
$\eta_K$	Kesselwirkungsgrad ( <i>Definition siehe Kapitel 3.2.4</i> )
$\eta_{Kg}$	Kaltgaswirkungsgrad ( <i>Definition siehe Kapitel 3.2.4</i> )
$\eta_Q$	Wärmenutzungsgrad ( <i>Definition siehe Kapitel 3.2.4</i> )
$\eta_{Synthese}$	Wirkungsgrad der Vergasung nachgeschalteten Synthese
$\eta_{th}$	Thermischer Anlagenwirkungsgrad
$\eta_{th,Km}$	Thermischer Wirkungsgrad der Kraftmaschine
$\eta_{th,netto}$	Thermischer Anlagenwirkungsgrad abzüglich der Bezugsleistung ( <i>Definition siehe Kapitel 3.2.4</i> )

## 1 EINLEITUNG

Das BMWi-Forschungsnetzwerk Bioenergie hat zum Ziel, die gegenwärtig in der Diskussion befindlichen offenen Fragen der Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen aus Biomasse, insbesondere Rest- und Abfallstoffe weiter zu entwickeln und damit das Energiekonzept der Bundesregierung zu unterstützen.<sup>1</sup> Zentrales Anliegen ist es, die erzielbaren Klimaschutzeffekte durch die Bioenergiebereitstellung und -nutzung im Vergleich zum heutigen Stand der Technik signifikant zu verbessern und verstetigen, die Akteure weitergehend zu vernetzen und das Umsetzungspotenzial über das einzelne Vorhaben hinaus gezielt vorzubereiten. Im Fokus steht dabei die technische Anlage zur Bioenergiebereitstellung. Dies erfordert eine einzelwirtschaftliche Einordnung des Anlagenkonzeptes und Ihrer jeweiligen Treibhauseinsparungen unter den gegenwärtigen bzw. absehbaren Rahmenbedingungen. Diese innerhalb des Netzwerks in vergleichbarer Form zu ermitteln und darzustellen, ist die Voraussetzung für die übergreifende Interpretation und die Ableitung von Handlungsempfehlungen.

Um mit den Ergebnissen der Einzel- und Verbundvorhaben im Forschungsnetzwerk übergreifend den angestrebten Mehrwert zu erzielen, sind transparente und möglichst harmonisierte Bilanzierungsmethoden notwendig. Diese müssen zum einen der in Art und Umfang sehr unterschiedlichen Vorhabensansätze gerecht werden und damit möglichst einfach, übersichtlich und nachvollziehbar sein, gleichzeitig aber auch die Datenbasis für weitgehend vergleichbare Ergebnisse sicherstellen. Folglich ist ein bestimmtes Maß an Komplexität unumgänglich.

Vor diesem Hintergrund hat die neue Auflage des Methodenhandbuchs zum Ziel, eine durchgängige Dokumentations- und Methodenbasis für wesentliche Kalkulations- und Bewertungsverfahren ausgewählter energetisch-ökonomisch-ökologischer Analysen anzubieten, die von allen Vorhaben als generelle bzw. zusätzliche Basis für die Bewertung genutzt wird. Dazu gliedert sich das Methodenhandbuch in folgende sieben Kapitel:

- Genereller Rahmen
- Biomassepotenziale
- Flexible Bereitstellung von Bioenergie
- Energie- und Stoffbilanzierung der Konversionsprozesse
- Wirtschaftlichkeit
- Treibhausgasminderung und weitere Umwelteffekte
- Referenzsysteme

Die vorgestellten Methoden sollen bei begrenztem Aufwand ein transparent erzeugtes und zwischen verschiedenen Vorhaben vergleichbares Ergebnis liefern. Um dem gerecht zu werden, müssen einerseits einige Vereinfachungen getroffen werden (z. B. Nutzungsgrad,

<sup>1</sup> BMWi (2018): Förderbekanntmachung Angewandte nichtnukleare Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm „Innovationen für die Energiewende“ vom 1. Oktober 2018. BAnz AT 18.10.2018 B1. Bundesanzeiger.

Anfahrvorgänge etc.). Auch wird für verschiedene Bereiche eine vereinheitlichte Datenbasis bereitgestellt, (z. B. Brennstoffpreise). Andererseits kann per se nicht für alle Vorhaben sichergestellt werden, dass diese Vereinfachungen und Vereinheitlichungen angemessen und geeignet sind und das gewünschte Resultat erzeugen. Konkret bedeutet dies, dass die einzelnen Vorhaben und Verbünde die vorgeschlagenen Daten und Ansätze für die Berechnungen verwenden und in begründeten Einzelfällen davon abweichen können. Zur Nachvollziehbarkeit sind die Abweichungen transparent zu dokumentieren. In den Fällen, wo eine konsistente Datenbasis nicht einheitlich hinterlegt werden konnte (z. B. prozessspezifische Kennwerte für die THG-Bilanzierung oder Potenzialanalyse) liegt der Schwerpunkt der Harmonisierung auf der methodischen Transparenz, die anhand von Dokumentationslisten nachverfolgt werden soll.

Das vorliegende Handbuch ist eine Zusammenführung verschiedener Methoden. Bei den gewählten Annahmen werden die gegenwärtigen Anforderungen an eine nachhaltige Bioenergienutzung berücksichtigt. Es ist im momentanen Bearbeitungsstand kein Werkzeug für die vollständige Bewertung zur Nachhaltigkeit von Bioenergiesystemen. Für eine solche Aufgabe ist die Berücksichtigung weiterer Parameter<sup>2</sup> sowie eine zusätzliche Hilfestellung für die Ergebnisinterpretation erforderlich. Die Weiterentwicklung des vorliegenden Methodenhandbuches in Richtung eines Bewertungswerkzeuges für Bioenergiesysteme bleibt ein wichtiger Diskussionsgegenstand in der Begleitforschung des BMWi-Forschungsnetzwerkes Bioenergie und erscheint mittelfristig sinnvoll. Der Anspruch einer vereinfachten Methodik unter Vermeidung der Nivellierung von Besonderheiten einzelner Technologien ist dabei unbedingt zu erfüllen.

<sup>2</sup> Weitergehende Parameter werden in Kapitel 8.7 beschrieben

## 2 DIE KENNGRÖSSEN AUF EINEN BLICK

Vor dem Hintergrund der genannten Zielstellung werden in diesem Handbuch die Systemgrenzen und Vorgehensweisen festgelegt, die die Vergleichbarkeit der Ergebnisse bei begrenztem Aufwand ermöglichen sollen. Zusammenfassend umfasst dies i. d. R. folgende Kenngrößen:

1. Beschreibung der Energiegehalte der Biomasse und (Bio-)Energieträger als Heizwerte, Darstellung der energiespezifischen Kennwerte in Joule. Bei feuchten Biomassen muss entschieden werden, ob der Heizwert in Bezug auf die Trockenmasse angegeben wird oder bei der Nutzung von biochemischen Konversionsverfahren zum Beispiel der resultierende Biogasertag als (Primär-) Energiegehalt angesetzt wird. Eine genauere energetische Bewertung der Umwandlungseffizienz für solche Konversionsverfahren ist ebenfalls möglich, gestaltet sich im Detail jedoch sehr kompliziert.
2. Beschreibung der Rohstoffverfügbarkeit durch Potenzialanalyse (Energieträgerpotenzial) oder Beschreibung der spezifischen Referenznutzung (wie die vorgesehenen Reststoffe gegenwärtig verwertet werden)
3. Berechnung der Wirkungsgrade der vorhabensspezifischen Bioenergieanlagen sowie – daraus abgeleitet – die erwarteten Wirkungsgrade einer erprobten, markteingeführten Anlage (mit Angabe des Zeithorizontes, wann dies erreicht sein kann). Hierbei sind jeweils die Systemgrenzen der Berechnung festzulegen, wobei im Idealfall der Primärenergieträger in Form der genutzten Biomasse der Startpunkt der Berechnung ist.
4. Beschreibung der Anlage X für Deutschland in Bezug auf das Jahr 2017 bzw. 2020 unter der Annahme einer erfolgreichen Systementwicklung und Markteinführung der beforschten Konzepte und Versuchs-, Pilot- und Demonstrationsanlagen.
5. Die Kostenberechnung der Energiebereitstellung basiert auf einem dynamischen Verfahren, der Annuitätenmethode, unter Verwendung typischer Kostendaten.

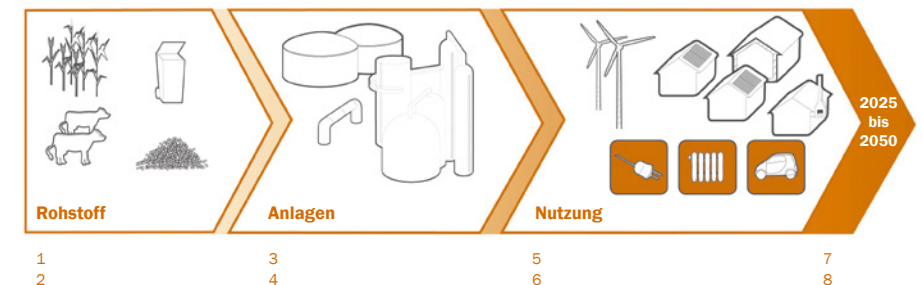


Abbildung 2-1: Definitionen im Forschungsnetzwerk Bioenergie (Quelle: Eigene Darstellung)

6. THG-Berechnung der gesamten Prozesskette nach EU RED (2009), teilweise modifiziert um deutschlandspezifische Komparatoren.
7. Ausblick der Kosten- und THG-Entwicklung unter Berücksichtigung sich wandelnder Beschaffungskosten für (Bio-)energieträger und THG-Emissionen der Energieversorgung in Deutschland (Referenzsysteme) in die Jahre 2025, 2030, 2040 und wenn möglich 2050 (als Stützjahre).
8. Zusammenführung der „erwarteten“ Kosten- und THG-Minderungsergebnisse in THG-Vermeidungskosten, wenn möglich ebenfalls mit einem Ausblick von 2025 bis 2040 (2050 optional).

## 3 GENERELLER RAHMEN & DEFINITIONEN

**Autor\*innen:** Daniela Thrän<sup>1</sup>, André Brosowski<sup>1</sup>, Martin Dotzauer<sup>1</sup>, Klaus Hennenberg<sup>2</sup>, Christiane Hennig<sup>1</sup>, André Herrmann<sup>1</sup>, Uwe Holzhammer<sup>3</sup>, Jasmin Kalcher<sup>1</sup>, Peter Kornatz<sup>1</sup>, Volker Lenz<sup>1</sup>, Tanja Mast<sup>3</sup>, Sylvio Nagel<sup>4</sup>, Katja Oehmichen<sup>1</sup>, Marcel Pohl<sup>1</sup>

<sup>1</sup> DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

<sup>2</sup> Öko-Institut e. V.

<sup>3</sup> Technische Hochschule Ingolstadt

<sup>4</sup> ehemals Universität Stuttgart

Als genereller Rahmen sind die übergeordneten Annahmen und Betrachtungsweisen dargestellt, die bei den nachfolgenden Bilanzierungen und Bewertungen zu Grunde gelegt werden. Hierfür wurde entscheidend berücksichtigt, dass die Optimierung der energetischen Biomassennutzung – und hier vor allem der technischen Elemente – mit dem Ziel eines hohen Klimaschutzbeitrages und Energieeffizienz für Deutschland im Zentrum des Forschungsnetzwerkes steht, und die energetisch-ökonomisch-ökologische Bewertung diese Blickrichtung abdecken soll.

### 3.1 Grundlegende Referenzen und Begriffsbestimmungen

Die Basis für die nachfolgend beschriebenen Methoden zur Bestimmung der Technologiewerte, Gestehungskosten und Klimagaseffekte von Verfahren zur energetischen Biomassennutzung bilden Begriffsbestimmungen und Standards, als Verweis auf möglichst etablierte Vorgehensweisen. Wesentliche Referenzen, auf die die vorliegenden Harmonisierungsansätze aufbauen, sind:

- Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV 2009)
- Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV 2012)
- Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG (EU RED)
- Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001 (RED II)
- Erneuerbare-Energien-Gesetze (EEG 2009, 2012, 2014, 2017, 2021) und Biomasseverordnung (BiomasseV 2001, letzte Fassung von 2016)
- ISO-Normen zu Ökobilanzierung (ISO 14040 2006 & 2021 und ISO 14044 2006)
- VDI-Richtlinie für Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen (VDI-Richtlinie 6025 1996)
- Norm zu Terminologie, Definitionen und Beschreibungen von festen Biobrennstoffen (DIN EN ISO 16559:2014)
- Report from the Communication to the council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling (COM 2010, EU KOM 2010a)
- Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) (2012, zuletzt geändert am 2020)
- Altholzverordnung (AltHolzV)
- Bioabfallverordnung (BioAbfV)

Die relevanten Grundlagen aus diesen Referenzen werden in den folgenden Kapiteln aufgegriffen.

### 3.2 Relevante Begriffsdefinitionen im Forschungsnetzwerk Bioenergie

Nachfolgend werden zentrale Begriffe mit hoher Relevanz für das Forschungsnetzwerk definiert. Grundsätzlich gibt es hier teilweise verschiedene Definitionsgrundlagen, die zum einen aus wissenschaftlich-technischer Sicht und zum anderen in einem rechtlichen Kontext entstanden sind.

#### 3.2.1 Rohstoff und produktspezifische Definitionen

##### Bioenergie

aus Biomasse gewonnene Energie

Anmerkung: Biomasse kann entweder direkt in Energie umgewandelt oder zu Feststoffen, Flüssigkeiten oder Gasen verarbeitet werden (DIN EN ISO 16559:2014).

##### Bioenergieträger

Bioenergieträger sind Energieträger, welche direkt oder indirekt aus Biomasse erzeugt werden (DIN EN ISO 16559:2014). Sie sind Einsatzstoff und/oder Zwischenprodukt verschiedener Umwandlungstechnologien (Verbrennung, Vergasung, Vergärung) zur Bereitstellung von Bioenergie.

Der **Biomasse**-Begriff ist rechtlich definiert in

- §2 Abs. 1 der Biomasseverordnung (BiomasseV 2001, zuletzt geändert 13.10.2016): als „Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt.“
- Artikel 2; e) der Richtlinie 2009/28/EG (Erneuerbare Energien Richtlinie, EU RED 2009) und Artikel 2 Nr. 24 der RICHTLINIE (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen: der biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs.
- In der Literatur finden sich verschiedene Biomassedefinitionen, die je nach Disziplin weiter oder enger als die rechtlichen Definitionen gefasst sind. Es subsumieren sich unter diesen Begriff verschiedene Anbau- (z.B. Energiepflanzen) oder Anfallbiomassen (z.B. Landschaftspflegeholz) sowie biogene Abfälle, Reststoffe und Nebenprodukte.

Die Begriffe **Hauptprodukt**, **Nebenprodukt** und **Abfälle** sind im Abfallrecht definiert.

- Hauptprodukte im Sinne dieses Handbuchs sind Biomassen oder Biomasseerzeugnisse, die keine Nebenprodukte oder Abfälle sind.
- Ein Nebenprodukt ist nach Art. 5 Nummer 1 der Abfallrahmenrichtlinie (2008) definiert als ein Stoff oder Gegenstand, der das Ergebnis eines Herstellungsverfahrens ist, dessen Hauptziel nicht die Herstellung dieses Stoffes oder Gegenstands ist. Ein Stoff oder Gegenstand kann nur dann als Nebenprodukt und nicht als Abfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 1 gelten, wenn die folgenden Voraussetzungen erfüllt sind:
  - a) es ist sicher, dass der Stoff oder Gegenstand weiter verwendet wird,
  - b) der Stoff oder Gegenstand kann direkt ohne weitere Verarbeitung, die über die normalen industriellen Verfahren hinausgeht, verwendet werden,
  - c) der Stoff oder Gegenstand wird als integraler Bestandteil eines Herstellungsprozesses erzeugt und
  - d) die weitere Verwendung ist rechtmäßig, d.h. der Stoff oder Gegenstand erfüllt alle einschlägigen Produkt-, Umwelt- und Gesundheitsschutzanforderungen für die jeweilige Verwendung und führt insgesamt nicht zu schädlichen Umwelt oder Gesundheitsfolgen.
- Abfall ist in Art. 3 Nummer 1 der Europäischen Abfallrahmenrichtlinie (EU RL 2018/851) definiert als Stoff oder Gegenstand, dessen sich sein Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss. Im deutschen Recht verbindlich ist die (gleichlautende) Abfalldefinition des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrwAbfG 2012, zuletzt geändert durch 2020), das die Europäische Definition u. a. durch in zwei Anlagen zum Gesetz aufgeführte Stoffe bzw. Gegenstände konkretisiert.

Der Begriff **Reststoff** wird zwar in verschiedenen Gesetzen genannt, allerdings nicht weiter definiert. Bislang gibt es keine verbindliche Regelung, die eine umfassende Kategorisierung von Reststoffen vorschreibt (Brosowski et al. 2016). Demnach können Reststoffe je nach Ziel- und Fragestellung unterschiedlich kategorisiert und entsprechend unterschiedlich dargestellt werden.

So ist z. B. die Abgrenzung zwischen Reststoffen und Nebenprodukten derzeit unklar. In der Richtlinie 2009/28/EG (EU RED) bzw. RED II sind Reststoffe eine eigenständige Kategorie, die sich zusammen mit der Kategorie Abfälle von den Nebenprodukten abgrenzen. Reststoffe und Abfälle haben in der Richtlinie einen anderen rechtlichen Status als Nebenprodukte (z.T. Doppelanrechnung auf die Biokraftstoffquote). So stellen Nebenprodukte ein primäres Ziel des Produktionsprozesses dar. Im Kontext der THG-Bilanzierung sind demnach z.B. Ernterückstände, wie Stroh, Reststoffe und keine Nebenprodukte, gleiches gilt für auch u. a. für Bagasse, Hülsen, Maiskolben und Nusschalen.

Für das Forschungsnetzwerk wird der weit definierte Begriff (biogener) Reststoff verwendet, der – vor dem Hintergrund des energietechnisch-wissenschaftlichen Schwerpunkt des Netzwerkes – für die relevanten Disziplinen (Potenzialanalyse) geeignet ist. Unabhängig von der Art der Einsatzstoffe, die in biogene Hauptprodukte und Reststoffe definiert sind

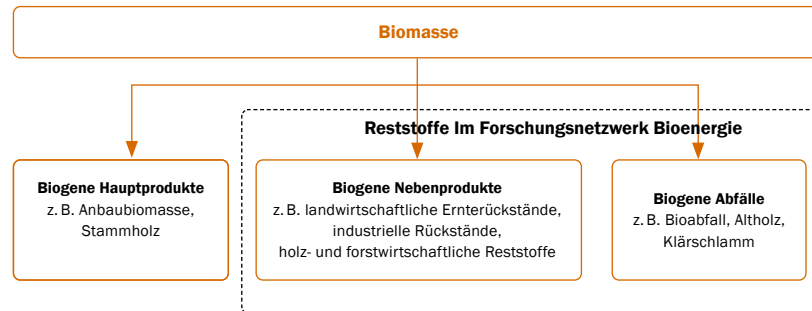


Abbildung 3-1: Definitionen im Forschungsnetzwerk (Quelle: Eigene Darstellung)

(vgl. Abb. 3.1) entstehen auch in der Bioenergieanlage Stoffströme, die keiner weiteren energetischen Nutzung oder Kompostierung zugeführt werden (Nebenprodukte der Konversion). Sie können landwirtschaftlich genutzt oder müssen deponiert werden und sind daher als Verluste der Bioenergieanlage zu betrachten. Es ist zu berücksichtigen, dass diese Definition mit Blick auf die Nebenprodukte jedoch im Kontext der THG-Bilanzierung (Kap. 8), die sich auf die Definition gemäß RED II stützt, wie oben beschrieben, abweicht.

Biogene Reststoffe sind vorhandene organische Stoffströme, die Nebenprodukte bzw. Rückstände und Abfälle beinhalten, d. h. alle biogenen Stoffströme, die nicht als Hauptprodukt hergestellt werden (vgl. Abbildung 3-1).

### Biomethan

Biomethan ist bisher nicht in einschlägigen Normen oder Richtlinien definiert, aber Bestandteil verschiedener Forschungsvorhaben. Für das Netzwerk wird folgende technisch-wissenschaftliche Definition verwendet:

Biomethan ist Methan, das in technischen Prozessen aus biogenen Rohstoffen erzeugt wird. Biomethan kann durch bio-chemische Umwandlung (über Biogas) oder thermochemische Umwandlung (als Bio-SNG) generiert werden. Es wird durch entsprechende Aufbereitung der Gaszusammensetzung insbesondere der Methangehalt an Erdgasqualität angepasst.

### Endenergie (nach VDI 4608 2005)

Endenergie ist die gehandelte Energie – elektrische Energie, Fern- und Nahwärme, Brennstoffe und Nebenprodukte – die der Erzeugung bzw. Umwandlung von Nutzenergie beim Verbraucher dienen und somit endgültig als Energieträger dem Markt entzogen werden.

### Nutzenergie (nach VDI 4608 2005)

Nutzenergie umfasst alle technischen Formen der Energie, welche der Verbraucher letztendlich benötigt, also Wärme, mechanische Energie, Licht, elektrische und magnetische Feldenergie [...] und elektromagnetische Strahlung, um Energiedienstleistungen ausführen zu können. Nutzenergie muss zum Zeitpunkt am Ort des Bedarfs aus Endenergie mittels Energiewandler erzeugt werden.

### Primärenergie (nach VDI 4661 2003)

Primärenergie ist der Energiegehalt von Energieträgern, die in der Natur vorkommen und technisch noch nicht umgewandelt wurden.

## 3.2.2 Ökonomische Definitionen

Die ökonomischen Definitionen sind insbesondere relevant für Kapitel 5 Flexible Bereitstellung von Bioenergie und 7 Gestehungskosten. In diesem Kapitel wird im Wesentlichen auf notwendige technische und finanzmathematische Definitionen eingegangen. Die Einhaltung der nachfolgenden Definitionen sowie die Angabe der Kennzahlen sind für einen projektübergreifenden Vergleich dringend erforderlich.

Folgende Begriffe und Kennzahlen werden benutzt und sind bei ökonomischen Berechnungen zu beachten:

### Annuität

Eine Annuität ist eine Folge gleich hoher Zahlungen, die in jeder Periode des Betrachtungszeitraumes anfallen (Götz 2008).

### Annuitätenmethode

Die Annuitätenmethode geht von dem Modell der Kapitalwertmethode aus, wobei nichtperiodische und periodische Zahlungen mit veränderbaren Beträgen während eines Betrachtungszeitraumes in periodisch konstante Zahlungen transformiert werden. Damit ist es möglich, zu verschiedenen Zeitpunkten und in unterschiedlicher Höhe anfallende Zahlungen in einheitliche Zahlungsfolgen zu transformieren und diese zur weiteren Berechnung der mittleren Gestehungskosten zu nutzen (Götz 2008), (VDI 6025).

### Barwert

In der Finanzmathematik werden Zahlungen und Zahlungsreihen, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, rechnerisch erfasst und vergleichbar gemacht. Grund hierfür ist, dass angelegtes Kapital im Laufe der Zeit Zinsen erwirtschaften kann. Deshalb wird ein heute angelegter Geldbetrag zu einem späteren Zeitpunkt durch die akkumulierten Zinsen einen höheren Wert haben als der ursprünglich angelegte Betrag und umgekehrt. Der Wert der Zahlung zum heutigen Zeitpunkt wird Barwert genannt. Nach dem Äquivalenzprinzip der Finanzmathematik sind Zahlungen nur dann vergleichbar und können addiert oder subtrahiert werden, wenn sie vorher auf denselben Bezugszeitpunkt auf- oder abgezinst (diskontiert) wurden (Konstantin 2007), (Götz 2008).

**Brennstoffwärmepreis (€/GJ)**

Aus dem Biomassepreis frei Kraftwerk (z. B.  $76 \text{ €/t}_{\text{atro}}$ ) und dem Heizwert der Biomasse (z. B.  $19 \text{ GJ/t}_{\text{atro}}$ ) ergibt sich der Brennstoffwärmepreis ( $4 \text{ €/GJ}$ ) (Konstantin 2007).

**Instandhaltung**

Maßnahmen zur Bewahrung und Wiederherstellung des Sollzustandes sowie zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes von technischen Mitteln eines Systems zählen unter die Instandhaltung. Somit umfasst die Instandhaltung, Wartung, Reinigung, Inspektion und Instandsetzung. Während Wartung, Reinging und Inspektion periodisch wiederkehrend und laufend sind, ist die Instandsetzung als einmalige Maßnahme in Form von Erstinstallationen oder Erneuerungen zur Wiederherstellung des Sollzustandes von technischen Mitteln eines Systems zu verstehen (Konstantin 2007).

**Investitionssumme  $I_0$ <sup>1</sup> (€<sub>Inbetriebnahmezeitpunkt/Bezugsjahr</sub>)**

Die Investitionssumme „ $I_0$ “ ist der Barwert aller Investitionsausgaben während der Bauphase, aufgezinnt auf den Inbetriebnahmezeitpunkt. Bei großen Projekten fallen die Investitionsausgaben in mehreren Raten während der Bauphase an, die sich über mehrere Jahre erstrecken können. In der Praxis werden die Bauzinsen separat berechnet und zum Barwert der Investitionsausgaben hinzuaddiert (Konstantin 2007).

**Jahresvolllaststunden (Jahresvollbetriebsstunden/Jahresvollbenutzungsstunden) VHL (h/a)**

Die Jahresvolllaststunden werden rechnerisch nachgängig über die bereitgestellte Energie durch die Kraftwerksnennleistung (netto) berechnet. Für eine Kalkulation der Gesteungskosten, sind die Jahresvolllaststunden definiert als die Stunden pro Jahr in denen das Kraftwerk mit seiner vollen Leistung Energie bereitstellen soll. Zum einen sind dabei die Jahresvolllaststunden von der Verfügbarkeit der Gesamtanlage (technologiespezifisch) und zum anderen von dem Anlagenbetrieb (wärme-, stromgeführt oder im Volllastbetrieb) abhängig. Mit Hilfe der Jahresvolllaststunden werden die jährliche Strombereitstellung (kWh/a) und der Brennstoffverbrauch ermittelt (Konstantin 2007).

Als Synonym werden die Begriffe Jahresvollbetriebsstunden und Jahresvollbenutzungsstunden verwendet.

**Kalkulationszinsfuß**

Der Kalkulationszinsfuß stellt den Preis für Kapital dar bzw. die Opportunitätskosten. Damit ist der dieser Zinsfuß die Renditeanforderung einer Investition, der zum einen durch den Fremdkapitalzins und zum anderen durch die Anforderung hinsichtlich der Eigenkapitalrendite bestimmt ist.

**Kapitalwertmethode**

Mittels der Kapitalwertmethode ist es möglich den prognostizierten Überschuss, der auch negativ sein kann, einer Investition über einen Betrachtungszeitraum hinweg auf den Zeit-

<sup>1</sup> Veröffentlichte Angaben über die Investitionssumme von Projekten beziehen sich gewöhnlich auf die Nominalwerte der Investitionsausgaben ohne Finanzierungskosten während der Bauzeit. Der Vollständigkeit halber sollten diese je nach geplanter Bauzeit ergänzt werden.

punkt der Inbetriebnahmezeitpunkt ( $t=0$ ) zu berechnen. Der Kapitalwert ist demzufolge der Barwert aller im Betrachtungszeitraum einer Investition anfallenden Zahlungen und berechnet sich aus der Summe aller diskontierten Zahlungen einer Investition, wobei Einzahlungen positiv und Auszahlungen negativ in die Berechnung einfließen. Ein positiver Kapitalwert zeigt an, dass das eingesetzte Kapital unter den angenommenen Rahmenbedingungen höher verzinst wird als der Kalkulationszinsfuß bzw. minimale Renditeforderung.

**Zahlung**

Unter dem Begriff „Zahlung“ versteht man im Allgemeinen einen Geldbetrag, der eingenommen oder ausgegeben wird. Für den Wert einer Zahlung ist neben der Höhe auch der Fälligkeitszeitpunkt maßgebend.

**3.2.3 Ökobilanzielle Definitionen**

Die ökobilanziellen Definitionen sind insbesondere relevant für Kapitel 8 Methodik der Bilanzierung von Treibhausgasemissionen und weiteren Emissionen.

**Allokation**

Innerhalb von Ökobilanzen werden bei einer Allokation die Inputs und Outputs eines Systems zwischen den unterschiedlichen Produkten und Funktionen aufgeteilt. Dies kann auf der Grundlage physikalischer, ökonomischer oder anderer Beziehungen zwischen den Produkten geschehen.

**Treibhauspotenzial (GWP 100)**

Treibhausgase, wie Kohlenstoffdioxid ( $\text{CO}_2$ ), Methan ( $\text{CH}_4$ ), Distickstoffoxid (Lachgas,  $\text{N}_2\text{O}$ ), Schwefelhexafluorid ( $\text{SF}_6$ ), teilhalogenierte (HFCs) und perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe (PFCs) haben einen unterschiedlich hohen Einfluss auf das Klima. Das Treibhauspotenzial beschreibt die Klimawirkung in Bezug auf das Referenztreibhausgas Kohlenstoffdioxid (Methan entspricht demnach der 25-fachen Klimawirkung von  $\text{CO}_2$ ). Die Treibhauspotenziale wurden vom IPCC (IPCC 2007) für einen Zeithorizont von 100 Jahren ermittelt. Die Angabe der Treibhausgase erfolgt in  $\text{CO}_2$ -Äquivalenten.

**Treibhausgasminderung**

Die Treibhausgasminderung quantifiziert die prozentuale Minderung von THG-Emissionen bei der Verwendung biogener Energieträger im Vergleich zu fossilen Kraft- und Brennstoffen.

**Ökobilanzierung**

Für die Erstellung einer Ökobilanzierung existieren die international gültigen Normen ISO 14040 und ISO 14044. Innerhalb einer Ökobilanzierung wird der Lebensweg des untersuchten Produkts von der Rohstoffgewinnung über die Produktion und Nutzung bis zur Entsorgung analysiert. Dabei werden alle von der Rohstoffbereitstellung bis zur Distribution verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe erfasst, bilanziert und die mit der Produktion dieser Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der sonstigen Produkte und Dienstleistungen verbundenen Emissionen berücksichtigt.

### 3.2.4 Energietechnische Definitionen

Die energietechnischen Definitionen sind insbesondere relevant für Kapitel 6 Energie- und Stoffstrombilanzierung.

Relevant sind folgende Definitionen, die teilweise in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 4661 (VDI 4661 2003) festgelegt wurden:

Der **Energieinhalt** der Primärenergie, Einsatz- und Reststoffe, sowie Produkte ist primär die chemisch gebundene Energie der Biomasse, die im technischen Konversionsprozess zur Umwandlung in andere Energieformen zur Verfügung steht. Jedoch wird auch die thermische Energie dieser Stoffe bei den Berechnungen berücksichtigt. Im Forschungsnetzwerk wird der **chemische Energieinhalt aller Einsatzstoffe und Reststoffe ausschließlich als Heizwert  $H_i$**  ausgewiesen. Die Bezugsgröße zur Berechnung der chemischen Leistung und des Wirkungsgrads ist ebenfalls der Heizwert  $H_i$  (siehe weiterführende Informationen im Kap. 6.5 Brennwert und Heizwert – Exkurs zu den Bilanzeffekten).

#### Bezugsleistung $P_{\text{Bez}}$ (kW)

Die Bezugsleistung entspricht der Summe aller Leistungen, die der Bioenergieanlage als Hilfsleistung zur Verfügung gestellt wird. Diese kann sich aus extern zugeführten thermischen chemischen und elektrischen Leistungen zusammensetzen. Bei der Berechnung der Anlagenwirkungsgrade muss die Bezugsleistung (Summe der Eigenbedarfe) entsprechend berücksichtigt werden.

#### Betriebsmittel

Betriebsmittel sind Einsatzstoffe der Bioenergieanlage, die nicht primär für die Erzeugung der Bioenergeträger benötigt wird. Sie sind an den Prozessen beteiligt fließen aber nicht in die Energie- und Stoffbilanz mit ein, da sie die Konversionsanlage in gleicher Menge wieder verlassen.

#### Brennstoffleistung $P_{\text{Br}}$ (kW)

Die Brennstoffleistung ist die in die Bioenergieanlage eingebrachte chemische Brennstoffenergie pro Zeiteinheit. Bezugsgröße zur Berechnung der Brennstoffleistung ist der Heizwert  $H_i$ . Einfluss nimmt die Brennstoffleistung auf die Berechnung der allgemeinen Anlagenkenngrößen, wie z. B. bei der Vergasung auf den Gesamtanlagenwirkungsgrad.

#### Brennwert $H_s$ (MJ/kg<sub>TS</sub>) (VDI 4661 2003)

Der Brennwert beschreibt den Energiegehalt unter Berücksichtigung der Kondensationswärme, der mit der Standardverbrennungsenthalpie  $\Delta_c H$  identisch ist.

#### Chemische Leistungen $P_{\text{chem}}$ (kW)

Die chemische Leistung flüssiger und fester Bioenergeträger ist das Produkt aus dem Massenstrom und dem Heizwert ( $H_i$ ) des Bioenergeträgers, der das System Konversionsanlage verlässt.

#### Chemischer Netto-Anlagenwirkungsgrad $\eta_{\text{chem,netto}}$ (%)

Der chemische Netto-Anlagenwirkungsgrad beschreibt das Verhältnis der chemischen Leistung der Bioenergeträger als Produkt der Bioenergieanlage und ihrer Brennstoffleistung unter Berücksichtigung ihrer Bezugsenergie.

#### Elektrische Nennleistung $P_{\text{el}}$ (kW)

Die elektrische Nennleistung ist die höchste abgebbare Dauerleistung einer Bioenergieanlage (Nennbetrieb, DIN EN 60034-1:2015).

#### Elektrischer Netto-Anlagenwirkungsgrad $\eta_{\text{el,netto}}$ (%)

Der elektrische Netto-Anlagenwirkungsgrad beschreibt das Verhältnis von elektrischer Bruttoleistung zur bezogenen Brennstoffleistung der Bioenergieanlage im Nennbetrieb unter Berücksichtigung ihrer Bezugsenergie.

#### Elektrische Netto-Nennleistung $P_{\text{el,netto}}$ (kW)

Die elektrische Nettoleistung einer Bioenergieanlage ist die elektrische Nennleistung abzüglich der bezogenen Bezugsleistung  $P_{\text{Bez}}$ .

#### Emissionen

Emissionen sind Gase, die die Bioenergieanlage ungenutzt verlassen und sind als deren Verluste zu betrachten.

#### Feuerungswärmeleistung $P_{\text{Fw}}$ (kW)

Die Feuerungswärmeleistung ist die in den Biomassekonversionsprozess (Verbrennung, Vergasung, Vergärung), d.h. nach der Biomasseaufbereitung, eingebrachte chemische Leistung. Bezugsgröße zur Berechnung der Feuerungswärmeleistung ist der Heizwert  $H_i$ . Einfluss nimmt die Feuerungswärmeleistung lediglich auf die prozessspezifischen Kenngrößen, wie z. B. bei der Vergasung auf den Kaltgaswirkungsgrad.

#### Fortwärme (nach VDI 4608 2005)

Die Fortwärme ist der Wärmeanteil, der bei einem Konversionsprozess ungenutzt in die Umwelt abgegeben wird, darunter fallen sowohl Abstrahlungsverluste, Abgasverluste, wie auch die Abgabe von Wärmeüberschüssen über Notkühleinrichtungen.

#### Gasleistung $P_{\text{Gas,trocken}}$ (kW)

Die Gasleistung beschreibt die chemische Leistung des erzeugten Brenngases. Diese setzt sich aus der Summe der Heizwerte der Einzelkomponenten des trockenen Gases zusammen. Die chemische Leistung dieser Einzelkomponenten ist das Produkt aus Normvolumenstrom und dem volumenbezogenen Heizwert  $H_i$ .

#### Gesamtanlagenwirkungsgrad $\eta_{\text{ges,netto}}$ (kW)

Der Gesamtanlagenwirkungsgrad beschreibt die Summe des elektrischen, chemischen und thermischen Netto-Anlagenwirkungsgrades.



**Heizwert  $H_i$  (MJ/kg<sub>TS</sub>) (VDI 4661 2003)**

Der Heizwert beschreibt den Energiegehalt unter Berücksichtigung der Reaktionswärme der vollständigen Verbrennung bei gasförmigem Zustand des gebildeten Wassers.

- Biomassen, die in Verbrennungs- oder Vergasungsprozessen konvertiert werden, sind mit dem Heizwert bei Bezugsfeuchte anzugeben. Für die Charakterisierung des Energieinhalts der Biomasse ist neben dem Heizwert auch die Angabe des Wassergehalts erforderlich.
- Biomassen (Substrate), die in Vergärungsanlagen eingesetzt werden, sind mit dem Heizwert im getrockneten Zustand (105 °C) anzugeben.

**Hilfsmittel**

Hilfsmittel sind Einsatzstoffe der Bioenergieanlage, die direkt zur Erzeugung der Bioenergeträger benötigt werden. Sie fließen in vollem Umfang mit in die Energie- und Massenbilanz mit ein.

**Intern genutzte Wärmeleistung  $P_{Q_{int}}$  (kW)**

Die intern genutzte Wärmeleistung umfasst alle Wärmeleistungen, die vom Konversionsprozess ausgekoppelt werden und in der Bioenergieanlage intern für z. B. Trocknung, Fermenterbeheizung oder Luftvorwärmung eingesetzt werden.

**Kaltgaswirkungsgrad  $\eta_{kg}$  (%)**

Der Kaltgaswirkungsgrad, oft auch als chemischer Wirkungsgrad bezeichnet, charakterisiert die stoffgebundene Energiewandlung einer Vergasungsanlage. Im Rahmen des Forschungsnetzwerkes wird der Kaltgaswirkungsgrad der Vergasungsanlage als Reingaswirkungsgrad definiert. Er ist das Verhältnis der chemischen Gasleistung am Ausgang der Gasreinigungsstrecke zur bezogenen Brennstoffleistung am Eingang des Vergasers. Die Bezugsgröße ist der jeweilige Heizwert –  $H_i$ .

**Kesselwirkungsgrad  $\eta_k$  (%) (DIN-EN 303-5 1999)**

Der Kesselwirkungsgrad ist das Verhältnis der abgegebenen nutzbaren Wärmeleistung (Nennwärmeleistung) zur Feuerungswärmeleistung.

**Leistung Fermenterbeheizung  $\dot{Q}_{Ferm}$  (kW)**

Die Leistung der Fermenterbeheizung entspricht der Wärmeleistung, welche dem Abgas- und Kühlwassermassenstrom der Wärme-Kraft-Maschine entzogen und dem Fermenter zur Einstellung der erforderlichen Prozesstemperatur zugeführt wird.

**Nennwärmeleistung  $\dot{Q}_{Nenn}$  (kW)**

Die Nennwärmeleistung ist der Teil der in den Konversionsprozessen entstehenden Wärmeleistung, die im Nennbetrieb auf einen stofflichen Wärmeträger übertragen wird und für Anwendungen außerhalb des Konversionsprozesses zur Verfügung steht. Wärmeleistung, die in Teilprozessen der Bioenergieanlage – beispielsweise zur Brennstoff- oder Gärrest-

trocknung – eingesetzt wird, ist in diesem Sinne keine Nennwärmeleistung, sondern intern Wärmeleistung beispielsweise Trocknungswärmeleistung.

**Nutzwärmeleistung  $\dot{Q}_{Nutz}$  (kW)**

Die Nutzwärmeleistung entspricht dem Anteil der Nennwärme, der für externe Anwendungen oder Prozesse z. B. Einspeisung in Wärmenetze tatsächlich genutzt wird.

**Substrateleistung  $P_{Fm}$  (kW)**

Die Substrateleistung ist die chemische Leistung (unterer Heizwert multipliziert mit dem Massenstrom) des Substrates (Input-Material einer Biogasanlage/Frischmasse), welche einer Bioenergieanlage zugeführt wird.

**Thermischer Netto-Anlagenwirkungsgrad  $\eta_{th,netto}$  (%)**

Der thermische Netto-Anlagenwirkungsgrad beschreibt das Verhältnis von Nennwärme zur eingesetzten Brennstoffleistung (brennwertbezogen) der Bioenergieanlage unter Berücksichtigung ihrer Bezugsenergie. Der Wärmenutzungsgrad ist als Zusatzinformation hierbei stets mit anzugeben.

**Trocknungswärmeleistung  $P_{Tw}$  (kW)**

Die Trocknungswärmeleistung ist die intern bereitgestellte Wärmeleistung, die zur Trocknung, der im Konversionsprozess eingesetzten und unkontrollierten Biomassen, bereitgestellt wird.

**Verlustleistung  $P_{Verl}$  (kW)**

Die Verlustleistung beschreibt alle die Bioenergieanlage verlassenden Leistungen, die nicht intern oder extern genutzt werden.

**Wärmenutzungsgrad  $\eta_Q$  (%)**

Der Wärmenutzungsgrad beschreibt das Verhältnis aus der Nutzwärme und der Nennwärme.

**Wassergehalt  $w$  (%)**

Der Wassergehalt  $w$  gibt den Anteil von Wasser an der Gesamtmasse der Biomasse an. Er wird als Trocknungsverlust nach der europäischen Norm CEN/TS 14774 (2003) bei 105 °C bestimmt.

**Zündölleistung  $P_{Bez,Zünd}$  (kW)**

Die Zündölleistung entspricht der chemischen Leistung des dem BHKW zugeführten Zündöls. Bezugsgröße bei der Berechnung der Zündölleistung ist der Heizwert  $H_i$ . Weiterhin wird das Zündöl bei der Berechnung des Kraftmaschinenwirkungsgrades bei der motorischen Gasnutzung als Brennstoff betrachtet und geht damit bei der Berechnung im Nenner bei der Gasleistung mit ein.

Die im Zündöl zugeführte Leistung wird hier als Bezugsleistung (Hilfsleistung) betrachtet.

### 3.2.5 Definitionen von Flexibilität bzw. Flexibilisierung zur Systemintegration

Die Definitionen im Rahmen der Flexibilisierung zur Systemintegration sind insbesondere relevant für das Kapitel 5 Flexible Bereitstellung von Bioenergie.

#### Flexibilisierung

Flexibilität beschreibt im Kontext der Energiebereitstellung aus Biomasse die Fähigkeit einer Konversionsanlage, auf wechselnde Anforderungen in einer definierten Bandbreite und mit bestimmter Geschwindigkeit reagieren zu können. Die variablen Anforderungen können dabei entlang der Konversionskette durch wechselnde Brennstoffe, zeitlich schwankende Bedarfe für die zu erzeugenden Endenergiearten oder in Form veränderlicher Produktportfolien charakterisiert sein. Flexibilität als Oberbegriff ist in diesen drei Dimensionen jeweils spezifisch zu betrachten, da jeweils sehr unterschiedliche Abschnitte der Konversionskette als auch verschiedene Zielsysteme adressiert werden.

#### Installierte elektrische Leistung $P_{\text{inst}}$ (kW)

Die installierte Leistung beschreibt hingegen die technische Spitzenleistung (elektrisch) einer Konversionsanlage (z. B. BHKW) (Next Kraftwerke GmbH 2017). Je nach Bauart, Hersteller und Funktionsweise der Anlage können Nennleistung und installierte Leistung mehr oder weniger identisch sein (Next Kraftwerke GmbH 2017).

#### Elektrische Bemessungsleistung $P_{\text{Bem}}$ (kW)

Die elektrische Bemessungsleistung ist eine bilanzielle Kenngröße. Sie ergibt sich aus der effektiv produzierten elektrischen Energiemenge eines Jahres geteilt durch die Summe aller Jahresstunden und dient zur Berechnung der Vergütung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) (Next Kraftwerke GmbH 2017). Für die Praxis von Biogasanlagen entspricht dies der theoretischen elektrischen Leistung einer unterbrechungsfreien Stromerzeugung bei kontinuierlicher Gasproduktion.

Zur Berechnung der Bemessungsleistung findet die theoretische Volllaststundenzahl Berücksichtigung. D. h. die Anzahl der vollen Zeitstunden eines Jahres (Next Kraftwerke GmbH 2017):

- kein Schaltjahr:  $VLH_{\text{theo}} = 8.760 \text{ h}$
- Schaltjahr:  $VLH_{\text{theo}} = 8.784 \text{ h}$

$$P_{\text{Bem}} = \frac{E_{\text{el}}}{VLH_{\text{theo}}} \quad \text{Formel 3-1}$$

$P_{\text{Bem}}$  = Elektrische Bemessungsleistung [kW]

$E_{\text{el}}$  = Tatsächlich produzierte elektrische Energiemenge innerhalb eines Jahres [kWh]

$VLH_{\text{theo}}$  = Theoretische Volllaststunden bzw. volle Zeitstunden eines Jahres [h]

#### Jahresvolllaststunden VLH (h/a)

Siehe Definition unter Kap. 3.2.2.

#### Leistungsquotient (Überbauung)

Im Kontext der Flexibilisierung von Biogasanlagen ist eine zentrale Kenngröße das Verhältnis von installierter elektrischer Leistung und elektrischer Bemessungsleistung. Im Sprachgebrauch hat sich dafür der Begriff der „Überbauung“ etabliert, die oft in % angegeben wird. Da aus dem Begriff nicht hervorgeht ob diese Überbauung das Verhältnis von zusätzlich installierter Leistung zur Bemessungsleistung oder dasjenige von insgesamt installierter Leistung meint, soll mit dem Begriff Leistungsquotient ein klarerer Begriff genutzt werden, der eindeutig die Relation von insgesamt installierter Leistung zur Bemessungsleistung beschreibt. Methodik zur Berechnung des Leistungsquotienten ist in Kapitel 5.1.3.3 zu finden.

#### Flexibilitätsprämie/Flexibilitätszuschlag

Die Flexibilitätsprämie, der der Flexibilitätszuschlag sind zwei Vergütungsinstrumente des EEG mit denen ein finanzieller Anreiz für die Refinanzierung von flexibilisierungsbedingten Mehrkosten für Biogasanlagen gesetzt wird. Dabei ist die Flexibilitätsprämie als optionaler Bonus für bestehende Biogasanlagen konzipiert und der Flexibilitätszuschlag eine obligatorische Vergütungskomponente für neu errichtete Anlagen. Die explizite Methodik zur Berechnung der Flexibilitätsprämie und des Flexibilitätszuschlags ist in Kapitel 5.1.2.3 zu finden.

### 3.3 Systemgrenzen und Systemelemente: Die Prozesskette der energetischen Biomassenutzung

#### Systemgrenzen für die technische, ökonomische und ökologische Analyse

Die Systemgrenzen sind so gewählt, dass sie sich möglichst an den Zielen des Forschungsnetzwerkes Bioenergie orientieren und zu einer wenig aufwendigen Betrachtung gelangen. Die Betrachtungen und Beurteilungen orientieren sich an der Prozesskette der energetischen Biomassenutzung. Die Abbildung 3-2 gibt einen Überblick über die verschiedenen Bewertungsfelder, die parallel verfolgt werden. Sie umfassen Potenziale, Kosten, Energie- und Stoffströme und Treibhausgasemissionen. Dargestellt sind jeweils die Einheiten für die Bewertungsfelder, die wichtigsten Kenngrößen und ihre Systemgrenzen innerhalb der Prozesskette von der Rohstoffherzeugung bis zur Endenergienutzung sowie die relevanten Referenzsysteme. Die verschiedenen Bewertungsfelder unterscheiden sich in den gewählten Einheiten als auch in der Relevanz der einzelnen Prozesse entlang der Kette.

Um zu einer möglichst zielorientierten und wenig aufwendigen Betrachtung zu gelangen, werden dabei folgende Vereinfachungen vorgeschlagen:

**Potenziale** können für einzelne Bereiche der Prozesskette beschrieben werden. Ausgangspunkt ist das Rohstoffpotenzial (in Tonnen), welches durch zahlreiche Systemzusammenhänge (Flächennutzung, industrielle Verarbeitung, Recycling/Entsorgung) und Zielansprüche (Nachhaltigkeit, Biodiversität, Emissionseinsparung), beeinflusst wird. Das Bioenergieträgerpotenzial (in Massen- oder Volumeneinheit) berücksichtigt darüber hinaus

Aufbereitungs- und Lagerverluste. Das Bioenergiepotenzial (in Energieeinheiten) beinhaltet zusätzlich die Umwandlungsverluste, die – je nachdem ob Strom, Wärme oder Kraftstoffe bereitgestellt werden – von unterschiedlicher Bedeutung sind. Die klare Bezeichnung des Potenzials ist daher entscheidend für die Interpretation und den Vergleich von Ergebnissen. Potenzialanalysen sind optional und vor allem vor dem Hintergrund der verfahrensspezifischen Rohstoffverfügbarkeit durchzuführen. Eine transparente Dokumentation der Berechnungen ist anzustreben (vorzugsweise des Bioenergieträgerpotenzials).

Die verfahrenstechnischen **Stoff- und Energiebilanzen** werden nur für ausgewählte Fragestellungen rund um die Konversionsanlage aufgestellt – und sind überall dort relevant, wo prozesstechnische Verbesserungen Gegenstand der Förderung sind. Sie beschränken sich auf die Analyse des Teilsystems des Konversionsprozesses und bilden daher nur ein Teilsystem der Prozesskette ab.<sup>2</sup> Die generierten Daten fließen in die Kosten- und THG-Bilanzen als entsprechende Parameter ein, wobei manche Parameter mehrere Bedeutungsdimensionen haben (z. B. Methan als Anlagenemission (Klimagas) oder als Produkt des Konversionsprozesses). Eine detaillierte Abbildung der Bilanzräume und Kenngrößen für die Stoff- und Energiebilanzierung zur Bereitstellung von Endenergieträgern im Forschungsnetzwerk ist in der Abbildung 6-1 (Kapitel 6) dargestellt

Die **Gestehungskostenberechnung** bezieht sich (vor dem Hintergrund der Ziele des Forschungsnetzwerkes) auf Bioenergie (frei Netz bzw. Anlage). Zur Vervollständigung der Prozesskette vom Rohstoff bis zur Nutzenergie wären weitere Informationen über Netznutzungskosten, Verteilungskosten und Nutzungskosten etc. notwendig. Da bei den betrachteten Systemen aber keine signifikanten Unterschiede zwischen fossilen und biogenen Energieträgern erwartet werden (z. B. Stromnetz, Gasnetz, Kraftstoffverteilung), werden diese Kosten gleichgesetzt und müssen daher für den Vergleich nicht berücksichtigt werden. Entsprechend stellen die fossilen Gestehungskosten einen zentralen Bezugswert für die Interpretation dar. Eine Ausnahme bei der Betrachtung stellen Kleinf Feuerungsanlagen dar, weil hier zwischen Endenergie (Wärme frei Kessel) und Nutzenergie (abgegebene Wärme des Heizsystems) nicht unterschieden werden kann. Für diese Anlagenkonzepte, für die eine Berücksichtigung der Nutzenergie zwingend ist (vor allem Kleinf Feuerungsanlagen), ist die Systemgrenze für **Stoff- und Energiebilanzen, Kosten sowie THG-Emissionen** einheitlich auf die Bioenergienutzung auszuweiten (siehe Abbildung 3-2).

Die **THG-Emissionen** werden entlang der gesamten Kette von der Rohstoffbereitstellung bis zur Nutzenergie bilanziert. Hier lassen sich keine sinnvollen Bilanzierungsgrößen für einzelne Prozesse darstellen, da die Klimaschutzeffekte durch Erneuerbare Energien erst bei der eigentlichen Nutzung zum Tragen kommen. Eine detaillierte Abbildung der Bilanzräume und Kenngrößen ist in der Abbildung 8-2 in Kapitel 8 dargestellt. D.h. die technologie-spezifischen Stoff- und Energiebilanzen werden um Angaben zur Biomassebereitstellung und der Bioenergie-distribution und -nutzung erweitert. Weiterhin existieren entlang der

<sup>2</sup> Die technische Analyse beschränkt sich auf den Konversionsprozess als zentrale Fragestellung im Förderbereich. Technische Analysen der Bereitstellungs- und Nutzungstechnologien sind in anderen Programmen und Netzwerken verortet und werden daher nicht betrachtet.

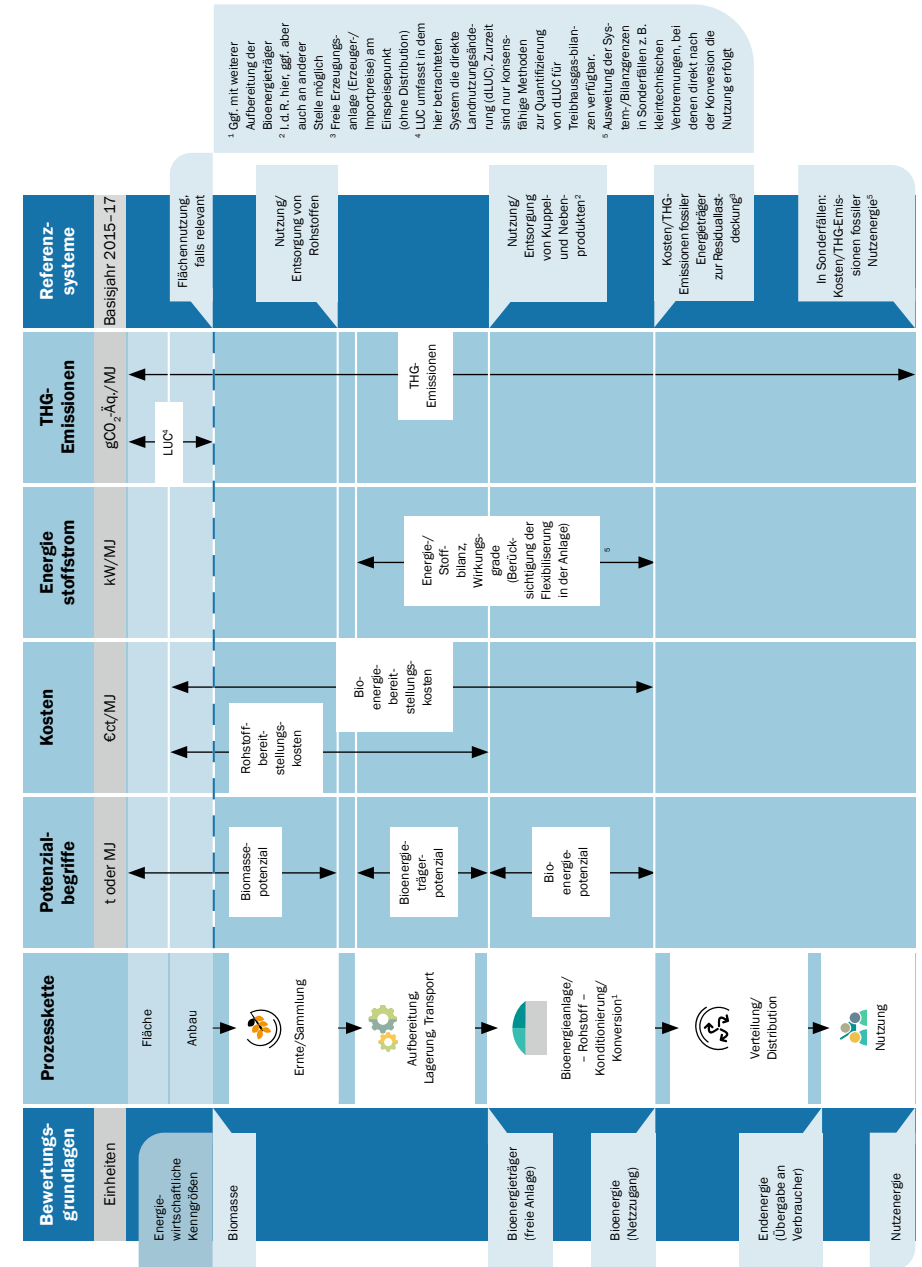


Abbildung 3-2: Systemgrenzen und Elemente (Quelle: Eigene Darstellung)

Prozesskette verschiedene elementare Einflussgrößen, die Ergebnis entscheidend sind. Diese umfassen sowohl die Rohstoffseite (Flächennutzung bzw. Reststoffnutzung), die Nebenprodukte aus dem Prozess sowie die substituierten Energieträger (Strom, Wärme, Kraftstoff). Für diese werden Referenzsysteme formuliert (Kapitel 9). Aspekte der Landnutzungsänderung (LUC) sind dabei erfahrungsgemäß sehr ergebnisrelevant, dürften aber vor dem Hintergrund des Schwerpunktes des Forschungsnetzwerkes (Reststoffnutzung) nur in wenigen Forschungsvorhaben zu betrachten sein. Zurzeit sind nur konsensfähige Methoden zur Quantifizierung von direkten Landnutzungsänderungen (dLUC) für Treibhausgasbilanzen verfügbar; diese werden nachfolgend entsprechend berücksichtigt.

Die genannten Bewertungsfelder sind damit durch unterschiedliche Systemgrenzen und Schnittstellen gekennzeichnet. Eine Querverbindung zwischen den Bewertungsfeldern besteht in der Regel nicht (d. h. die Prozessketten in der Graphik sind strikt von oben nach unten zu verfolgen). Für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse (innerhalb des Bewertungsfeldes bzw. auch bei der Zusammenführung verschiedener Bewertungsfelder wie z. B. der ökologisch-ökonomischen Analyse) muss die Darstellung der gesamten Prozesskette gewährleistet sein. Für Kosten und THG-Emissionen ist das mit der gewählten Methode gegeben.

#### Bezugsgröße Energie

Bioenergieträger werden eingesetzt, um Strom, Wärme und Kraftstoffe zu generieren. Die Substitution von fossilen Energieträgern erfolgt zum einen durch den Austausch des Primärenergieträgers, und zum anderen über die Bereitstellung von Bioenergie unter Verwendung entsprechender Konversionstechnologien. Während Strom, Kraftstoff und bedingt auch Biomethan als Energieträger den fossilen Systemen gleichartig sind und damit in gleichartigen Systemen genutzt werden können, unterscheiden sich jedoch die Technologien zur Wärmebereitstellung aus biogenen Rohstoffen und fossiler Rohstoffen. Deutliche Unterschiede bestehen u. a. vor allem bei den Umsetzungseffizienzen und den Aufwendungen für Geräte (z. B. Pelletkessel vs. Gasbrennwerttherme). Daher sind abweichend die THG-Emissionen für Kleinfeuerungsanlagen auf Nutzenergie zu beziehen. Für Kraftstoffe sind die THG-Emissionen bis zur Endenergie zuzüglich der THG-Emissionen einer 100%-igen Umsetzung in einem Fahrzeug anzusetzen, um die THG-Vermeidungskosten zu berechnen.

#### Referenzsysteme

Entlang der Prozesskette sind verschiedene Referenzsysteme für die technisch-ökonomisch-ökologische Einordnung der Konzepte und Verfahren zur energetischen Biomassenutzung relevant. Diese umfassen:

- Flächenreferenz (Nutzung der Anbauflächen für Energiepflanzen): beschreibt, wie die Flächen genutzt werden, wenn darauf kein Biomasseanbau stattfindet
- Reststoffreferenz (Nutzung der biogenen Rest- und Abfallstoffe): beschreibt, wie die Rest- und Abfallstoffe verwertet/entsorgt werden, wenn keine Bioenergieträgerbereitstellung daraus erfolgt, alternativ kann eine Potenzialanalyse (Kapitel 4) erfolgen.
- Referenz für die Nutzung von Nebenprodukten (z. B. biogenes Pharmaglyzerin bei der Biodieselbereitstellung): beschreibt konventionelle Produkte die den Nutzen bereitstellen, wenn die Nebenprodukte nicht genutzt werden.

- Referenz der Energiebereitstellung (Nutzung des biogenen Energieträgers): beschreibt die Energiebereitstellung, die durch die Bioenergie ersetzt wird (Für die ökologische Bewertung sind nur Referenzwerte für Energiebereitstellung relevant.)

Für Nebenprodukte ist aufgrund der vorgeschlagenen Allokation zwischen den Nebenprodukten eines Prozesses keine Referenz notwendig.

#### Zusammenführung der Bewertungsgrößen

Werden die Schnittstellen entsprechend berücksichtigt, können Vermeidungskosten abgeleitet werden. Es wird vorgeschlagen, dem Ansatz zur Berechnung der Treibhausgasvermeidungskosten in folgender Formel zu folgen:

Formel 3-2

$$\text{THG-Vermeidungskosten} = \frac{\left( \frac{\text{Energiegestehungskosten}}{\text{Bioenergie}} \right) - \left( \frac{\text{Energiegestehungskosten}}{\text{fossile Referenz}^a} \right)}{(\text{THG fossile Referenz}^b) - (\text{THG Bioenergie}^b)}$$

a = Fossile Erzeugerkosten (siehe Kapitel 8 „Referenzsysteme“)

b = Bei Kleinfeuerungsanlagen ist als Bezugsgröße für die Berechnung der THG-Emissionen die Nutzenergie zu verwenden, bei Kraftstoffen die Endenergie zuzüglich der THG-Emissionen einer 100%-igen Umsetzung in einem Fahrzeug anzusetzen, da erst bei der Umwandlung in Nutzenergie alle THG-Emissionen frei werden. Eine Anpassung der Kosten muss hingegen nicht erfolgen, da zur Vereinfachung von einer gleichartigen Distribution fossiler Energie und Bioenergie ausgegangen werden kann.

## 3.4 Übergeordneter Bewertungsrahmen

### 3.4.1 Räumlicher Bezug

Der Bezugsrahmen für die Berechnungen ist Deutschland. D. h. es wird der Betrieb einer in Deutschland stehenden Anlage zur Konversion von Biomasse in Strom und/oder Wärme und/oder Kraftstoff angenommen. Um diesen räumlichen Bezug zu erreichen sind folgende Anpassungen anzustreben:

- Lokale Potenzialabschätzungen sollen – soweit dies sinnvoll möglich ist – auf Deutschland hochgerechnet werden.
- Bei internationalen Potenzialabschätzungen soll die potenzielle Verfügbarkeit für den deutschen Markt eingeordnet werden.
- Bei Kostenbetrachtungen sind die Rahmenbedingungen und Marktpreise für Deutschland zu Grunde zu legen soweit die Technologieetablierung in Deutschland anvisiert ist. Dies kann auch beinhalten, dass die Rohstoff- und/oder Brennstoffbeschaffung über internationale Märkte erfolgt.

- Bei Technologieeinführung im internationalen Kontext (z. B. Biomethan aus Osteuropa) sollen die für Deutschland relevanten Bereitstellungskosten dargestellt werden und – soweit möglich – mit lokalen Alternativnutzungen verglichen werden.
- Bei der Treibhausgasbilanzierung werden für die fossilen Referenzen deutschlandweite Daten angelegt. Vorläufig wird hier der deutsche Strom-, Wärme und Kraftstoffmix diskutiert. Dies widerspricht teilweise den Komparatoren der EU-Direktive.
- Weitere Effekte (z. B. Wertschöpfung und Akzeptanzeinordnung) werden nur für Einzelfälle vorgenommen (vielfach Fallbeispiele), da Hochrechnungen i. d. R. nicht möglich sind.

### 3.4.2 Zeitlicher Bezug

Bezugspunkt für die technisch-ökonomisch-ökologische Analyse ist die Darstellung der hypothetischen IST-Situation für das Jahr 2017–20. Dabei wird die erfolgreiche Systementwicklung und Markteinführung der beforschten Technologie unterstellt, d. h. es wird eine technisch und kostenmäßig weitgehend optimierte Anlage zu Grunde gelegt (Anlage X). Damit beschrieben wird das theoretische Klimagaseinsparungspotenzial der Technologien.

Generell gilt: Der zeitliche Bezug der Berechnungen muss deutlich ausgewiesen sein. Je nach Vorhabensart können diese in die Vergangenheit (statistische Auswertungen) oder in die Zukunft (Szenarien) reichen. Vorzugsweise zu Grunde zu legende Bezugszeitpunkte sind, wie folgt, beschrieben.

#### Beschreibung der Ist-Situation:

Bei Datenauswertungen ist ein möglichst zeitnaher Bezugszeitpunkt zu wählen, weil dann eine große Datenaktualität besteht, was insbesondere bei den Kostenbetrachtungen von hoher Relevanz für die erreichten Aussagen ist; idealerweise sollte das Jahr 2017–2020 gewählt werden. Für die meisten anderen Beurteilungsansätze muss – zumindest bei Verwendung statistischer Daten – vielfach auch auf ältere Datensätze zurückgegriffen werden. Hier ist jeweils die aktuellste Version zu wählen. Bei stark schwankenden Größen (z. B. Erntemengen) sind möglichst drei bis fünf Jahresmittel anzusetzen; womit der Zeitpunkt 2017–2020 u. U. nicht darstellbar ist.

#### Beschreibung der Entwicklungsperspektiven:

Für die Generierung von Szenarien und andere Abschätzungen künftiger Entwicklungen werden folgende Zeitpunkte<sup>3</sup> vorgeschlagen:

- 2025: Kurzfristiger Ausblick für den weiteren Ausbau der Biomassenutzung
- 2030: Mittelfristiger Ausblick für den weiteren Ausbau der Biomassenutzung (optional)
- 2040: Mittelfristiger Ausblick für den weiteren Ausbau der Biomassenutzung
- 2050: Langfristiger Ausblick (optional)

<sup>3</sup> Der Begriff „Referenzzeitpunkt“ wird hier nicht gewählt, weil in der EU RED und der BioSt-NachV der Begriff „Referenzjahr“ bzw. „Referenzzeitpunkt“ belegt ist und sich auf das Jahr 2008 (Januar) bezieht.

Die Beschreibung der Entwicklungsperspektiven ist relevant für die Einordnung der erreichbaren Klimagaseinsparungen.

### 3.4.3 Energietechnischer Bezug

Für die Darstellung der energietechnischen Kenngrößen sind vielfältige Bezugsgrößen möglich und etabliert (z. B. Heizwert, Brennwert). Die Darstellung des Energiegehaltes der Biomasse erfolgt nachfolgend als **Heizwert  $H_i$** , bei gleichzeitiger Angabe des Wassergehaltes. Ebenso werden die fossilen Referenzsysteme auf den Heizwert  $H_i$ , bezogen dargestellt. Damit ergeben sich für Teilbereiche unübliche Werte; gleichzeitig werden Fehlerquellen, die bei der Verwendung unterschiedlicher Bezugssysteme entstehen, stark reduziert.

Der thermische, chemische und elektrische Netto-Anlagenwirkungsgrad sind allgemeine Prozesskenngrößen, die zum Vergleich verschiedener Technologien (z. B. Vergasung und Vergärung) genutzt werden sollen, da diese heizwertbezogen berechnet werden.

Diese prozessspezifischen Kenngrößen gibt es in allen drei Technologiebereichen (Verbrennung, Vergasung, Vergärung). Der Kaltgaswirkungsgrad beispielsweise ist eine prozessspezifische Kenngröße, die lediglich zum Vergleich von Vergasungsanlagen verwendet werden kann.<sup>4</sup>

### 3.4.4 Nachhaltigkeitsanforderungen

Ziel einer nachhaltigen Bioenergienutzung ist es, positive Effekte für den Klimaschutz (Reduktion von Treibhausgasen) und für die Landwirtschaft (Beschäftigung, Einnahmequellen) zu erreichen. Gleichzeitig sollen aber negative Effekte, die beim Biomasseanbau, insbesondere auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand und mit hoher biologischer Vielfalt auftreten können, vermieden werden.

Auf EU-Ebene sind Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß der Erneuerbare Energien Richtlinie (EU RED 2009, Art. 17) definiert, die in Deutschland z. B. in der BioSt-NachV umgesetzt wurden. Diese Kriterien gelten für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe. Mit der Neufassung der erneuerbaren Energien Richtlinie 2008/2001 (RED II) wird nun die gesamte Biomasse – also flüssig, fest und gasförmig – berücksichtigt. Voraussichtlich wird die RED II Ende 2020 in Kraft treten. Die Anforderungen der RED II sind als Minimalstandards zu sehen. Um eine Vergleichbarkeit zwischen Studien zu erreichen, sollten Ergebnisse unter diesen Annahmen entsprechend ausgewiesen sein. Zudem kann es durchaus sinnvoll sein, in Szenarien und Varianten ambitioniertere Standards als die in Gesetzen vorgeschriebenen Anforderungen heranzuziehen (z. B. Sozialstandards nach dem Round Table on Sustainable Biofuels, RSB).

<sup>4</sup> Näheres hierzu im Kapitel 6.

Die Nachhaltigkeitsanforderungen der RED II werden als verpflichtend gelten, wenn sie auf die Zielerreichung von Erneuerbaren Energien oder Treibhausgasminderungen angerechnet oder finanziell gefördert werden. Allerdings wird eine Nachweisführung für Anlagen bis zu einer Gesamtfeuerungsleistung von 20 MW für feste Biomasse und von 2 MW für Biogas ausgesetzt.

Die Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß Art. 29 der RED II sind in Tabelle 3-1 zusammengefasst. Sie umfassen zum einen Anforderungen an die Minderung von Treibhausgasemissionen und zum anderen flächenbezogene Anforderungen.

In Bezug auf die Treibhausgasminderungen gelten bis 2020 die Anforderungen der EU RED, d. h. eine THG-Minderung von 50/60 % gegenüber der fossilen Referenz ist nachzuweisen. Ab 2021 müssen dann gemäß RED II folgende Minderungsvorgaben eingehalten werden:

- bei Biokraftstoffen
  - mindestens 50 % für Anlagen, die am 5. Oktober 2015 oder davor in Betrieb waren
  - mindestens 60 % für Anlagen den Betrieb seit dem 6. Oktober 2015 bis zum 31. Dezember 2020 aufgenommen haben
  - Mindestens 65 % die den Betrieb ab dem 1. Januar 2021 aufnehmen
- bei der Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomasse-Brennstoffen
  - mindestens 70 %, für Anlagen die den Betrieb zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 31. Dezember 2025 aufnehmen,
  - mindestens 80 %, für Anlagen die den Betrieb nach dem 1. Januar 2026 aufnehmen

**Tabelle 3-1: Nachhaltigkeitsanforderungen nach RED II (EU RED 2018)**

Anforderungen an die landwirtschaftliche Energiepflanzenproduktion	Anforderungen an die forstwirtschaftliche Energiepflanzenproduktion	THG-Minderungsanforderungen für die Endnutzung gegenüber fossilen Brennstoffen
<p>Die Biomasse darf auf folgenden Flächen nicht bzw. mit Einschränkungen angebaut werden:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Schutz von Flächen mit einem Flächen mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt:           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Primärwald und andere bewaldete Flächen; komplett geschützt</li> <li>• Wald mit großer biologischer Vielfalt; Biomassegewinnung darf dem Naturschutzzweck nicht zuwider laufen</li> <li>• Naturschutzzwecken dienende Flächen (Schutzgebiete sowie noch auszuweisende Gebiete zum Schutz von seltener, bedrohter oder gefährdeter Ökosysteme oder Arten); Biomassegewinnung darf dem Naturschutzzweck nicht zuwider laufen</li> <li>• Natürliches Grünland mit großer biologischer Vielfalt; komplett geschützt</li> <li>• Künstlich geschaffenes Grünland mit großer biologischer Vielfalt; Ernte des Rohstoffs ist erforderlich zur Erhaltung des Grünlandstatus</li> </ul> </li> <li>2. Schutz von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand:           <ul style="list-style-type: none"> <li>• Feuchtgebiete; trotz Biomassegewinnung muss der Status erhalten bleiben</li> <li>• Kontinuierlich bewaldete Gebiete; trotz Biomassegewinnung muss der Status erhalten bleiben</li> <li>• Flächen mit einem Überschirmungsgrad von 10–30 %; trotz Biomassegewinnung muss der Status erhalten bleiben; es sei denn, die Verwendung der angebauten Bioenergie zeigt eine positive THG-Bilanz</li> </ul> </li> <li>3. Torfmoor: Anbau und die Ernte des betreffenden Rohstoffs darf keine Entwässerung von zuvor nicht entwässerten Torfmoorflächen erfordern</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Die Erntetätigkeiten muss legal sein</li> <li>2. Auf den Ernteflächen muss Walderneuerung stattfinden.</li> <li>3. Schutzgebiete werden geschützt.</li> <li>4. Bei der Ernte wird auf die Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt geachtet, um Beeinträchtigungen möglichst gering zu halten.</li> <li>5. Durch die Erntetätigkeiten werden die langfristigen Produktionskapazitäten des Waldes erhalten oder verbessert</li> <li>6. Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) werden erfüllt. Dazu zählt insbesondere, dass Änderungen des Kohlenstoffbestands von Wäldern in THG-Inventare eingerechnet werden, im Erntegebiet Kohlenstoffbestände und -senken erhalten und verbessern werden und die für den LULUCF-Sektor gemeldeten CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht höher ausfallen als CO<sub>2</sub>-Festlegungen.</li> </ol>	<p>Biokraftstoffe, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas und flüssigen Biobrennstoffen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 50 % bei Anlagen mit Betriebsbeginn vor 2015</li> <li>• 60 % bei Anlagen mit Betriebsbeginn von 2015 bis 2020</li> <li>• 65 % bei Anlagen mit Betriebsbeginn ab 2021</li> </ul> <p>Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung aus gasförmige oder feste Biomasse-Brennstoffe</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 70 % bei Anlagen mit Betriebsbeginn von 2021 bis 2025</li> <li>• 80 % bei Anlagen mit Betriebsbeginn ab 2026</li> <li>• Bei Anlagen mit Betriebsbeginn vor 2021 wird keine THG-Minderung verlangt</li> </ul> <p>Einhaltung mindestens der Teilstandardwerte auf jeder Stufe der Herstellungs- und Lieferkette</p> <p>Die Komparatoren betragen für Bioenergie gegenüber der fossilen Referenz:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verkehr: 94 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>/MJ für die Verwendung als Kraftstoff</li> <li>• Elektrizität: 183 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>/MJ Elektrizität (für Gebiete in äußerster Randlage 212 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>/MJ Elektrizität)</li> <li>• Wärme- und/oder Kälte: 80 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>/MJ Wärme (bei nachgewiesener direkter physischer Substitution von Kohle 124 g<sub>CO<sub>2</sub>-Äq</sub>/MJ Wärme)</li> </ul>

Die Nachweisführung zu diesen Kriterien ist für Anlagen bis zu einer Gesamtfeuerungsleistung von 20 MW für feste Biomasse und von 2 MW für Biogas ausgesetzt.

### Landwirtschaftlich erzeugte Biomasse

In Bezug auf landwirtschaftlich erzeugte Biomasse werden als flächenbezogene Anforderungen, ein Schutz von Flächen mit großer biologischer Vielfalt, von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand und von Torfmoor adressiert. Als Referenzzeitpunkt zur Überprüfung des Status einer Fläche gilt Januar 2008.

Gebiete mit großer biologischer Vielfalt umfassen Primärwald, Wald mit großer biologischer Vielfalt, Naturschutzzwecken dienende Flächen (Schutzgebiete sowie noch auszuweisende Gebiete zum Schutz von seltener, bedrohter oder gefährdeter Ökosysteme oder Arten) und Grünland mit großer biologischer Vielfalt. Spezifizierungen zu Grünland sind in der Grünland-Regulierung hinterlegt (EU KOM 1307/2014).

Als Gebiete mit hohem Kohlenstoffbestand werden Feuchtgebiete, Bewaldete Gebiete und Gebiete mit einer Überschirmung von 10–30% genannt. Hinzu kommen Torfmoore, die sowohl durch eine hohe biologische Vielfalt als auch einen hohen Kohlenstoffbestand gekennzeichnet sind. Zu diesen Flächentypen hat die EU-Kommission im Juni 2010 Spezifizierungen veröffentlicht<sup>5</sup>, wie voraussichtlich in ähnlicher Weise für die RED II ausfallen werden.

Zur landwirtschaftlichen Anbaumethoden werden keine Anforderungen festgelegt mit der Ausnahme, dass bei der Entnahme von Rest- und Abfallstoffen von landwirtschaftlichen Flächen (z.B. Stroh) einer Beeinträchtigung der Bodenqualität und des Kohlenstoffbestands des Bodens zu begegnen ist (Überwachungs- oder Bewirtschaftungspläne der Betreiber oder nationaler Behörden).

Lediglich in Primärwäldern sowie auf natürlichen Grünlandflächen ist eine Biomasseproduktion vollständig untersagt. Für die übrigen geschützten Flächentypen wird für eine Biomassegewinnung im Grundzug gefordert, dass der Schutzzweck erhalten bleibt (vgl. Tabelle 3-1).

### Forstwirtschaftliche erzeugte Biomasse

Für forstwirtschaftlich erzeugte Biomasse werden Anforderungen an die nachhaltige Bewirtschaftung gestellt. Anforderungen im Hinblick auf die Umwandlung von Flächen bezogen auf einen Referenzzeitpunkt fehlen hingegen. Hinzu kommen Anforderungen für Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF).

Als Nachweis für eine nachhaltige forstwirtschaftliche Bewirtschaftung ist zu prüfen, dass eine Ernte legal ist, auf Ernteflächen eine Walderneuerung stattfinden, Schutzgebiete werden geschützt, bei der Ernte eine Beeinträchtigung der Erhaltung der Bodenqualität und der biologischen Vielfalt möglichst gering gehalten wird und durch die Erntetätigkeiten die langfristigen Produktionskapazitäten des Waldes erhalten oder verbessert wird. Im Gegensatz zur landwirtschaftlichen Nutzung (s.o.) werden bei der forstwirtschaftlichen Nutzung in Bezug auf Primärwälder, Wälder mit großer biologischer Vielfalt und Torfmoor keine Anforderungen gestellt.

In Bezug auf den LULUCF-Sektor gilt insbesondere, dass Änderungen des Kohlenstoffbestands von Wäldern in Bilanzen einzurechnen sind, im Erntegebiet Kohlenstoffbestände und -senken erhalten und verbessern werden und die für den LULUCF-Sektor gemeldeten CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht höher ausfallen als CO<sub>2</sub>-Festlegungen.

<sup>5</sup> Communication from the Commission on the practical implementation of the EU biofuels and bioliquids sustainability scheme and on counting rules for biofuels (EU KOM 2010b).

### 3.4.5 Ergebnisdarstellung

Die Ergebnisse der stoffstromorientierten Bilanzierung der Klimagaseffekte werden im Regelfall dargestellt als Kurzbeschreibung des technischen Systems<sup>6</sup> (siehe hierzu auch Abb. 3-2) hinsichtlich

- Wirkungsgrade in % unter Angabe aller Bezugsgrößen und Berücksichtigung der Flexibilisierung in der Anlage
- Flächenbedarf, falls relevant in Hektar pro Einheit bereitgestellter Endenergie, wenn möglich differenziert nach Flächentypen in Anlehnung an die RED II (EU RED 2018)
- Kosten pro Einheit bereitgestellter Bioenergie (für Kleinfeuerungsanlagen: Nutzenergie)
- THG-Minderungskosten pro Bioenergie (Ausnahme: Kleinfeuerungsanlagen und Biokraftstoffe, da pro Nutzenergie angegeben)

Alle Ergebnisse von Energiewerten werden in Joule-Einheiten dargestellt. Ergänzend können weitere, in der Fachwelt gebräuchlichere Maße und Einheiten dargestellt werden (z. B. kWh, tROE etc.).

Für die erzeugte Bioenergie ist die Referenznutzung zu benennen und um Angaben zu Kosten bezogen auf die Endenergie und Treibhausgasbilanzen bezogen auf die Nutzenergie zu ergänzen. Hierfür werden Standardwerte vorgeschlagen (Kapitel 8 Methodik der Bilanzierung von Treibhausgasemissionen und weiteren Emissionen).

Weiterhin ist deutlich bei allen Ergebnissen zu kennzeichnen, wenn von dem vorgeschlagenen Vorgehen abgewichen werden musste, und wenn möglich abzuschätzen, welchen Effekt die Modifikation auf das Ergebnis hat (Formulierungsbeispiel: „Infolge der Annahme von 6.000 Volllaststunden statt 8.000 Volllaststunden sind die Energiegestehungskosten ca. 10% höher.“)

<sup>6</sup> Dies ist im Sinne der Ziele im Forschungsnetzwerk in der Regel das Zentrum des jeweiligen Vorhabens, (siehe [www.energetische-biomassenutzung.de/projekte-partner/](http://www.energetische-biomassenutzung.de/projekte-partner/)).

## Literaturverzeichnis

- Abfallrahmenrichtlinie (2008): Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien (Art. 3 Nr. 1 ARL n. F.).
- AltholzV (2002): Altholzverordnung vom 15. August 2002 (BGBl. I S. 3302), die zuletzt durch Artikel 120 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.
- BioAbfV (2013): Bioabfallverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 4. April 2013 (BGBl. I S. 658), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 2 der Verordnung vom 27. September 2017 (BGBl. I S. 3465) geändert worden ist.
- Biokraft-NachV (2009 & 2012): Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 26. November 2012 (BGBl. I S. 2363).
- BiomasseV (2001): Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist.
- BioSt-NachV (2009): Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.
- Brosowski, André; Thrän, Daniela; Mantau, Udo; Mahro, Bernd; Erdmann, Georgja; Adler, Philipp et al. (2016): A review of biomass potential and current utilisation – Status quo for 93 biogenic wastes and residues in Germany. URL: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0961953416303415?token=C656B4C9C3AF7BD320F509F991DAA39340E0D1269A800C43799A0D6C8C07C9378A2483BB23E675942A6A0C83CE5C452>, (Stand: 06.05.2021).
- CEN/TS 14774 (2003): Feste Biobrennstoffe – Verfahren zur Bestimmung des Wassergehaltes – Verfahren der Ofentrocknung – Teile 1–3. Beuth Verlag, Berlin.
- DIN EN 303-5 (1999): Heizkessel - Teil 5: Heizkessel für feste Brennstoffe, hand- und automatisch beschickte Feuerungen, Nennwärmeleistung bis 300 kW - Begriffe, Anforderungen, Prüfung und Kennzeichnung (DIN EN 303-5:1999-06); Deutsche Fassung EN 303-5:1999.
- DIN EN 60034-1 (2015): DIN EN 60034-1:2015-02; VDE 0530-1:2015-02. Drehende elektrische Maschinen – Teil 1: Bemessung und Betriebsverhalten (IEC 2/1768/CD:2014).
- DIN EN ISO 16559 (2014): Biogene Festbrennstoffe – Terminologie, Definitionen und Beschreibungen (DIN EN ISO 16559:2014-12); Deutsche Fassung EN ISO 16559:2014.
- DIN ISO 14040 (2006 & 2021): Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006 + Amd 1:2020); Deutsche Fassung EN ISO 14040:2006 + A1:2020.
- EEG (2009): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 12 des Gesetzes vom 22. Dezember 2009 (BGBl. I S. 3950).
- EEG 2012 (2008): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist.
- EEG 2014 (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist.
- EEG 2017 (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.
- EEG 2021 (2020): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist.
- EU KOM (2010a) European Commission: Report from the commission to the council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling, COM (2010)11 final, Brüssel. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SEC:2010:0065:FIN:EN:PDF> (Stand: 06.05.2021).
- EU KOM (2010b) European Commission: Communication from the Commission on the practical implementation of the EU biofuels and bioliquids sustainability scheme and on counting rules for biofuels 2010/C 160/02. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52010XC0619%2802%29:EN:NOT> (Stand: 06.05.2021).
- EU KOM 1307 (2014): COMMISSION REGULATION (EU) No 1307/2014 of 8 December 2014 on defining the criteria and geographic ranges of highly biodiverse grassland for the purposes of Article 7b(3)(c) of Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council relating to the quality of petrol and diesel fuels and Article 17(3)(c) of Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources. Official Journal of the European Union (9.12.2014): L 351/3- L 351/5. EU KOM, vom 2014.
- EU KOM 1307 (2014): Verordnung (EU) Nr. 1307/2014 der Kommission vom 8. Dezember 2014 zur Festlegung der Kriterien und geografischen Verbreitungsgebiete zur Bestimmung von Grünland mit großer biologischer Vielfalt für die Zwecke des Artikels 7b Absatz 3 Buchstabe c der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren und des Artikels 17 Absatz 3 Buchstabe c der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. URL: <http://data.europa.eu/eli/reg/2014/1307/oj> (Stand: 07.05.2021).
- EU RED (2009) (deutsche Fassung): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, vom 23. April 2009.
- EU RED (2009) (englische Fassung): Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC; Off. J. of the EU, European Commission, June 5, 2009 L 140 p. 16–62.
- EU RED (2018): DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). Official Journal of the European Union (21.12.2018): L 328/82- L 328/82- L 328/209. EU RED.
- EU RL 2018/851 (2018): Richtlinie (EU) 2018/851 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Änderung der Richtlinie 2008/98/EG über Abfälle.
- Götz, U. (2008): Investitionsrechnung – Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 6. Aufl., Springer Verlag, Berlin.
- IPCC (2007): Forster, P.; Ramaswamy, V.; Artaxo, P.; Bernsten, T.; Betts, R.; Fahey, D. W.; Haywood, J.; Lean, J.; Lowe, D. C.; Myhre, G.; Nganga, J.; Prinn, R.; Raga, G.; Schulz M.; Van Dorland, R.: Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. In: *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K. B. Averyt, M. Tignor and H. L. Miller (eds.)), Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Konstantin, P. (2007): Praxisbuch Energiewirtschaft – Energiewandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 2. Aufl. Springer Verlag, Berlin.
- KrWG (2012): Kreislaufwirtschaftsgesetz vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 2 des Gesetzes vom 9. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2873) geändert worden ist.
- Next Kraftwerke GmbH (2017): Was ist der Kapazitätsmarkt? URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/kapazitaetsmarkt> (Stand: 06.05.2021).
- RED II (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 11. Dezember 2018. Zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbare Energien Richtlinie – RED II).
- VDI 4608 Blatt 1 (2005): Energiesysteme. Kraft-Wärme-Kopplung. Begriffe, Definitionen, Beispiele. VDI-Gesellschaft Energietechnik. Beuth Verlag, Berlin.
- VDI 4661 (2003): Energiekenngrößen – Definitionen, Begriffe, Methodik. VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, Beuth Verlag, Berlin.
- VDI 6025 (1996): Betriebswirtschaftliche Berechnung von Investitionsgütern und Anlagen. VDI-Gesellschaft Bauen und Gebäudetechnik, Beuth Verlag, Berlin.



## 4 METHODIK ZUR ERMITTLUNG VON BIOMASSEPOTENZIALEN

**Autor\*innen:** Philipp Adler, André Brosowski, Jasmin Kalcher, Kitty Stecher & Vanessa Zeller, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

### 4.1 Hintergrund

Die Möglichkeiten der Biomassenutzung im Energiesystem werden wesentlich durch die verfügbaren Potenziale bestimmt. Daher werden in vielen Projekten auch Fragen zur Rohstoffverfügbarkeit behandelt. Aufgrund von unterschiedlichen Fragestellungen und der damit verbundenen Heterogenität bezüglich

- der betrachteten Biomassefraktion (z. B. land- und forstwirtschaftliche Biomassen, Rest- und Abfallstoffe),
- der Potenzialdefinition,
- der räumlichen Ebene (lokal, regional, global),
- dem Zeitbezug,
- der Art der Datenerhebung sowie
- der angewandten Methodik

kommen die Potenzialstudien teilweise zu abweichenden Ergebnissen. Darüber hinaus können die Systematisierung und Terminologie der Biomassefraktionen, die genutzten Daten, Einheiten und Konversionsfaktoren sowie die Szenarienannahmen und Rahmenbedingungen zu Abweichungen zwischen den errechneten Potenzialen führen. Weitere Ursachen für mögliche Disparitäten zwischen den Ergebnissen sind zudem die verschiedenen Annahmen zu konkurrierenden Flächen- und Biomassenutzungen (Nachhaltigkeitsaspekte, Naturschutzbelange, stoffliche Nutzung usw.) (Koch 2011).

Um die Vergleichbarkeit und Genauigkeit von Potenzialangaben im Förderbereich „Energetische Biomassenutzung“ zu erhöhen, ist daher eine konsistente Begleitdokumentation erforderlich. Aufgrund der Vielfalt bei der Berechnung von Biomassepotenzialen kann zwar keine einheitliche Methodik für alle Biomassefraktionen vorgegeben werden, aber einige Definitionen, die Darstellungsart und Herangehensweise können harmonisiert werden.

Das Ziel der Methodenharmonisierung ist nicht nur für das Forschungsnetzwerk Bioenergie relevant, sondern wurde auch auf europäischer Ebene verfolgt. Im BEE-Projekt (vgl. BEE 2009) wurde z. B. ein Handbuch zur Harmonisierung der Biomasse-Potenzialanalyse verfasst, welches für verschiedene Sektoren Definitionen, methodische Vorschläge und Datengrundlagen beschreibt (Vis & Berg 2010). Die im vorliegenden Dokument genutzten Begrifflichkeiten stimmen mit dem europäischen Methodenhandbuch im Wesentlichen überein.

## 4.2 Definitionen Biomassepotenzial

### 4.2.1 Ebene der Potenzialbetrachtung

Das Biomassepotenzial kann je nach Betrachtungsebene unterschiedlich definiert werden. So wird zunächst anhand der Ebene unterschieden, in welcher die Potenzialbestimmung stattfindet: Ein Potenzial kann als Flächen-, Rohstoff-, Brennstoff- oder Bioenergiepotenzial ausgegeben werden (siehe Abbildung 4-1).

Das **Flächenpotenzial** beschreibt dabei, wie viel Fläche für eine bestimmte Biomasse (z. B. Energiepflanzen auf Ackerflächen oder forstliche Biomasse) zu Verfügung steht.

Ausgehend von dieser Information kann über Ertragsdaten auf die Menge an Biomasse geschlossen werden, die als Rohstoff nutzbar sind. Zusätzlich können Reststoffe ein Rohstoffpotenzial darstellen, das keine Flächenrelevanz besitzt. Das **Rohstoffpotenzial** wird in Tonnen Frisch- oder Trockenmasse angegeben.

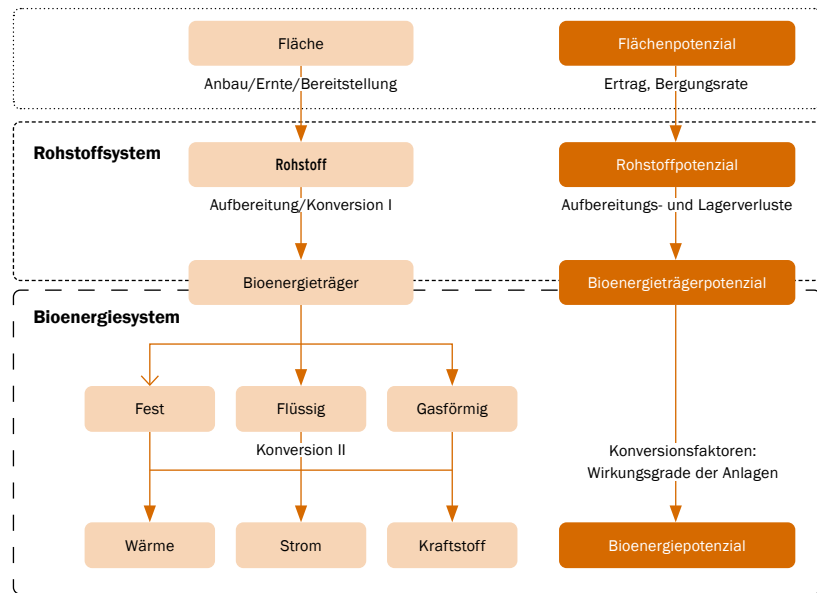
Zur energetischen Nutzung bestimmte Biomasse kann sehr unterschiedliche Substrateigenschaften aufweisen und ist daher auch für verschiedene Konversionspfade geeignet. Damit verbunden ist auch der Aufwand zur Aufbereitung der Biomassen sehr unterschiedlich. Holzartige Biomasse kann durch minimale Aufbereitung energetisch genutzt werden, wohingegen feuchtere Biomassen erst nach einer Konversion, z. B. in Biogas, energetisch nutzbare Substrate darstellen. Das Produkt der mehr oder weniger komplexen Aufbereitung bzw. Konversion der Biomasse beschreibt das **Bioenergieträgerpotenzial**, welches ebenfalls in Massen- oder Volumeneinheit angegeben werden kann.

Für die verschiedenen Bioenergieträger gibt es wiederum verschiedene Nutzungsmöglichkeiten im Energiesystem (Strom, Wärme, Kraftstoff). Das **Bioenergiepotenzial** spiegelt den Anteil der Endenergie wieder, der nach der Konversion in den einzelnen Nutzungspfaden bereitgestellt wird. Es wird in Petajoule angegeben.

### 4.2.2 Theoretisches, technisches, wirtschaftliches und erschließbares Potenzial

Die Bestimmung von Potenzialen bedarf der Definition von Systemgrenzen und Randbedingungen. Daher verwendet die Mehrzahl der bisherigen Untersuchungen Potenzialbegriffe, die durch Adjektive wie „theoretisch“, „technisch“ oder „wirtschaftlich“ konkretisiert werden. Die im Folgenden verwendeten Potenzialbegriffe basieren auf den Definitionen von Kaltschmitt und Hartmann (2009), die im Wesentlichen auch den Definitionsvorschlägen des BEE-Projektes entsprechen (BEE 2010). Diese Definitionen sind als Orientierungshilfen zu verstehen, um Projektergebnisse, die im Rahmen des Forschungsnetzwerks Bioenergie erzielt werden eindeutiger zu kategorisieren.

Das **theoretische Potenzial** ist das in einer gegebenen Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot (z. B. die in der gesamten



**Abbildung 4-1:** Darstellung der verschiedenen Ebenen des Nutzungspfades und der entsprechenden Potenzialbegriffe. Konversion I: Aufbereitung der Rohstoffe (Pelletierung, Pyrolyse, Methanisierung, etc.); Konversion II: energetische Konversion der Energieträger (Verbrennung in B(H)KW, BM(H)KW, Motoren etc.) sowie Aufbereitung zu Kraftstoffen (Quelle: Eigene Darstellung)

Pflanzenmasse gespeicherte Energie). Es ist allein durch die gegebenen physikalischen Nutzungsgrenzen bestimmt und markiert damit die Obergrenze des theoretisch realisierbaren Beitrags zur Energiebereitstellung. Da das theoretische Potenzial aufgrund bestimmter Restriktionen meist nur in sehr geringen Teilen erschlossen werden kann, kommt ihm zur Beurteilung der tatsächlichen Nutzbarkeit der Biomasse keine praktische Relevanz zu.

Das **technische Potenzial** beschreibt den Teil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen (z. B. Bergungsrate, Konversionsverluste) nutzbar ist. Zusätzlich dazu werden die gegebenen strukturellen und gesetzlich verankerten ökologischen oder andere Begrenzungen berücksichtigt, da sie letztlich auch – ähnlich den technisch bedingten Einschränkungen – „unüberwindbar“ sind (z. B.: gesetzlich verankerte (Natur-) Schutzgebiete, rechtlich/administrativ: Cross-Compliance-Regelungen, gesellschaftlich: Berücksichtigung der Nahrungsmittelproduktion und der stofflichen Nutzung). Es beschreibt folglich den zeit- und ortsabhängigen, primär aus technischer Sicht möglichen Beitrag der Biomasse zur Deckung der Energienachfrage. Da das technische Potenzial wesentlich durch die technischen Randbedingungen bestimmt wird, ist es im Unterschied beispielsweise zum wirtschaftlichen Potenzial deutlich geringeren zeitlichen Schwankungen unterworfen. Deshalb wird in Studien häufig das technische Potenzial ausgewiesen.

Das **wirtschaftliche Potenzial** beschreibt den zeit- und ortsabhängigen Anteil des technischen Potenzials, der unter den jeweils betrachteten ökonomischen Rahmenbedingungen wirtschaftlich erschlossen werden kann (dazu zählen auch Subventionen oder Umlagesysteme wie das EEG). Da sich die wirtschaftlichen Randbedingungen kurzfristig verändern können (z. B. Ölpreisänderung, Veränderung der steuerlichen Abschreibungsmöglichkeiten, Energie-, Öko-, oder CO<sub>2</sub>-Steuer) ist das wirtschaftliche Potenzial starken zeitlichen Schwankungen unterworfen.

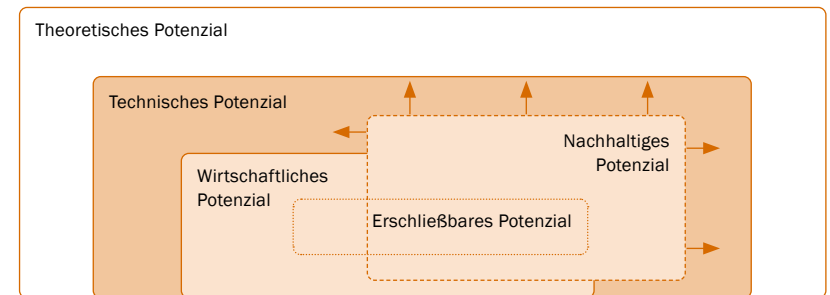
Vom theoretischen über das technische bis zum wirtschaftlichen Potenzial kommen immer stärkere Restriktionen zum Tragen, so dass das wirtschaftliche Potenzial nur noch ein Teil des theoretischen Potenzials ausmacht (vgl. Abbildung 4-2).

Um zu verdeutlichen, welche weiteren Restriktionen bei der Ermittlung des Potenzials berücksichtigt worden sind, werden neben dem theoretischen, technischen und wirtschaftlichen Potenzial zusätzliche Potenzialbegriffe in Projekten und Publikationen verwendet.

Bei einer stärkeren Berücksichtigung von in der Regel ökologischen Faktoren wird von einem (ökologisch) **nachhaltigen Biomassepotenzial** gesprochen (Batidzirai et al. 2012). Das nachhaltige Potenzial berücksichtigt zusätzlich naturschutzfachliche, landschaftsästhetische und ressourcenschutzspezifische Aspekte (z. B. nachhaltiges Holzpotenzial, nachhaltiges Strohpotenzial). Bei konsequenter Integration von Nachhaltigkeitsaspekten bei der Ermittlung technischer Potenziale, sind nachhaltiges und technisches Potenzial deckungsgleich.

Das **erschließbare Potenzial** beschreibt den tatsächlichen Beitrag zur Energieversorgung. Dieses Potenzial hängt von einer Vielzahl weiterer gesellschaftspolitischer und praktischer Randbedingungen ab. Ein wirtschaftliches Potenzial wird erst dann erschließbar, wenn sich Akteure zusammenfinden und alle Betroffenen dem Projekt zugestimmt haben. Das erschließbare Potenzial muss nicht zwangsläufig dem wirtschaftlichen Potenzial entsprechen.

Diese Ausführungen machen deutlich, dass Potenzialdefinitionen und Potenzialbegriffe stets im Kontext der Fragestellungen geschärft werden müssen.



**Abbildung 4-2:** Schematische Darstellung der verschiedenen Potenzialarten und ihrer Beziehung untereinander (Quelle: Eigene Darstellung)

### 4.3 Methodik

Welche Art des Biomassepotenzials in welchem Detaillierungsgrad bestimmt wird, ist abhängig von der Fragestellung des Projektes. Im Vergleich zum theoretischen Potenzial hat das technische Potenzial eine größere Praxisrelevanz und ist im Vergleich zum wirtschaftlichen oder erschließbaren Potenzial geringeren zeitlichen Schwankungen unterworfen.

Vor dem Hintergrund der Programmziele wird daher empfohlen, zusätzlich zu dem im jeweiligen Projekt gewählten Vorgehen auch das technische Potenzial zu bestimmen bzw. mit auszuweisen, um eine weitgehende Vergleichbarkeit zwischen den Vorhaben zu ermöglichen.

Da es keine einheitliche Methodik zur Berechnung des technischen Potenzials gibt und sich die „Unüberwindbarkeit“ der Begrenzungen an der jeweiligen Fragestellung, der zu untersuchenden Region, der betrachteten Biomassefraktion und gegebenenfalls den verwendeten Szenarien orientiert, soll zumindest transparent dargelegt werden, welche Restriktionen in welchem Umfang berücksichtigt worden sind.

Besonders wichtig ist dabei die Frage, wie mit den stofflichen und anderen konkurrierenden Nutzungen von Biomasse umgegangen wird. Hierzu zählen bereits etablierte oder zukünftig genutzte Verwertungswege (z. B. Kompostierung von Bioabfällen) oder – vor allem im Bereich der landwirtschaftlichen Biomassen relevant – die Berücksichtigung der Ernährungssicherheit. Es wird empfohlen, gemäß den oben beschriebenen Definitionen bei der Ermittlung der technischen Potenziale die folgenden Restriktionen zu berücksichtigen:

- Gesellschaftliche Einflussgrößen (als generelle Übereinkunft, ob bestimmte Rohstoffe eine generell präferierte Nutzungsform erfahren sollen)
- Nahrungsmittelnachfrage und die stoffliche Nutzung
- Technische Einflussgrößen (Anbau-, Ernte-, Bergungs- und Konversionstechnik)
- Ökologische Einflussgrößen (Biodiversität, Boden- und Gewässerschutz, gesetzliche Vorgaben zur Sicherstellung einer nachhaltigen Ressourcenbasis).

Ergebnisbestimmend sind zudem Art und Umfang der berücksichtigten Biomassefraktionen und die Vorgehensweise bei der Datenerhebung. Letztere kann durch direkte Erhebungen bei potenziellen Biomasseproduzenten (oder Reststoffherzeugern) oder z. B. auf Basis von statistischen Daten, Literaturangaben oder Expertenschätzungen erfolgen. Hinsichtlich der Transparenz sollte bei der Ermittlung von Biomassepotenzialen in jedem Fall dokumentiert werden, welche Biomassefraktionen in die Untersuchung eingeflossen und welche Restriktionen bei der Ermittlung der jeweiligen Potenzialtypen berücksichtigt worden sind. Um die Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Potenzialstudien zu ermöglichen, sollten zudem die zeitlichen und räumlichen Bezüge sowie die verwendeten Datengrundlagen dokumentiert und hinsichtlich ihrer Datenqualität bewertet werden. Darüber hinaus ist auch

auszuweisen, welche Parameter im Rahmen von Szenarienanalysen variiert wurden und in welchem Format die Berechnungen dokumentiert sind.

Zur Unterstützung projektspezifischer Potenzialanalysen ist seit 01.01.2019 eine umfangreiche und transparent dokumentierte Ressourcendatenbank des DBFZ verfügbar, die für zahlreiche Einzelbiomassen Informationen zum Angebot und zur Nutzung der nationalen technischen Biomassepotenziale zur Verfügung stellt. Diese können zur weiteren Verwendung heruntergeladen oder über eine digitale Schnittstelle (Application Programming Interface API) in externe Webanwendungen überführt werden.

Werden die Potenziale in den Projekten spezifisch erhoben, sollte nur in begründeten Einzelfällen vom technischen Biomassepotenzial abgewichen werden. Außerdem ist die Dokumentation jeweils sicher zu stellen. Die Dokumentationslisten I und II (Tabelle 4-1 und 4-2) geben eine Hilfestellung zur Strukturierung der Potenzialberechnungen. Mit Hilfe der Angaben können verschiedene, ggf. voneinander abweichende Ergebnisse besser interpretiert und miteinander verglichen werden. Weiterführende, aktuelle Arbeitsbeispiele befinden sich u. a. im Webangebot des DBFZ unter <http://webapp.dbfz.de/resources>.

**Tabelle 4-1: Dokumentationsliste I für wichtige Einflussgrößen für die Bestimmung des Biomassepotenzials**

Biomassen		Datengrundlagen	
<b>Reststoffe, Nebenprodukte, Abfälle</b>		<b>Zeitbezug</b> (des Potenzials, der Datengrundlagen)	
Landwirtschaftliche Nebenprodukte	<input type="checkbox"/>		
Holz- und forstwirtschaftliche Nebenprodukte	<input type="checkbox"/>	<b>Raumbezug</b> (National, Bundesland, Landkreis usw.)	
Industrielle Reststoffe (z. B. Lebensmittelverarbeitung)	<input type="checkbox"/>		
Siedlungsabfall und Klärschlamm	<input type="checkbox"/>	Primärdatenerhebung (z. B. Interview)	<input type="checkbox"/>
Reststoffe von sonstigen Flächen (z. B. Landschaftspflegematerial)	<input type="checkbox"/>	Statistische Daten	<input type="checkbox"/>
<b>Nachwachsende Rohstoffe</b>	<input type="checkbox"/>	Literaturquelle	<input type="checkbox"/>
<b>Stamm- und Industrieholz</b>	<input type="checkbox"/>	Expertenschätzung	<input type="checkbox"/>
<b>Andere</b> (z. B. Algen):	<input type="checkbox"/>	Andere	<input type="checkbox"/>
Potenzialtyp		Datenqualität und Dokumentation	
Theoretisches Potenzial	<input type="checkbox"/>	Gut	<input type="checkbox"/>
Technisches Potenzial	<input type="checkbox"/>	Befriedigend	<input type="checkbox"/>
Wirtschaftliches Potenzial	<input type="checkbox"/>	Unsicher	<input type="checkbox"/>
Erschließbares Potenzial	<input type="checkbox"/>	Wie ist die Berechnung dokumentiert? (z. B. Bericht, Steckbrief, Schaubild, Webseite usw.)	
Nachhaltiges Potenzial	<input type="checkbox"/>		
Aktuelle Nutzung			
<b>Stoffliche Nutzung</b> (z. B. Einstreu, Kompostierung usw.)		<b>Energetische Nutzung</b> (z. B. Biogas, Verbrennung usw.)	

**Tabelle 4-2: Dokumentationsliste II für wichtige Einflussgrößen für die Bestimmung des technischen Biomassepotenzials**

Prozesskette	Einflussgrößen	berücksichtigt (ja/nein/variiert)
<b>Technisch</b>		
Anbau	Werden für den Anbau durchschnittliche Ackerflächen (mit entsprechenden Ertrags Erwartungen) als verfügbar angenommen?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Kommen darüber hinaus weitere Flächen in die Nutzung (Brachflächen/Marginalflächen)?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Werden Veränderungen in den Haltungssystemen der Tierproduktion unterstellt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Welche Art und Effizienz der Tierhaltung wird angesetzt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Werden ein konventioneller Maschineneinsatz, konventionelle Anbausysteme und Düngemiteleinsetz (mit entsprechenden Ertrags Erwartungen) unterstellt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Wird bei zukünftigen Potenzialen eine technologische Lernkurve unterstellt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Werden zusätzliche Zwischenfrüchte berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Werden mehrjährige Kulturen berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Werden Veränderungen im Waldbau und/oder die Erschließung bestimmter Rohholzsortimente unterstellt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Bereitstellung	Sind für die forstwirtschaftlichen Reststoffpotenziale die gängigen forstwirtschaftlichen Managementpraktiken unterstellt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Sind (v. a. bei den Reststoffpotenzialen) quellspezifische Restriktionen berücksichtigt (z. B. zu geringe oder unregelmäßige Mengen an einem Punkt)?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Sind regionale und/oder saisonale Schwankungen berücksichtigt (z. B. mehrjährige Mittelwerte bei Erträgen von Energiepflanzen)?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Sind Verluste bei Ernte, Lagerung, Transport berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Wird eine (technische) Trocknung der Biomassen (bei thermochemischer Bereitstellung der Bioenergieträger) unterstellt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Konversion/ Nutzung	Sind Wirkungsgrade (Nutzungsgrade) der Konversion berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Wird vom Stand der Technik ausgegangen oder optimierte Technologien betrachtet?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Wird der Eigenenergiebedarf der Konversion im Bioenergieträgerpotenzial mitberücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Werden Reststoffe aus der Bioenergieträgerproduktion (z. B. Stroh, Presskuchen, Schlempe) ebenfalls dem Potenzial zugeschlagen?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
<b>Gesellschaftlich</b>		
Anbau/ Bereitstellung	Ist die Nahrungsmittelversorgung zum Zeitpunkt X in der Region berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Ist die Nahrungsmittelversorgung zum Zeitpunkt X global berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Ist die stoffliche Nutzung von NawaRos oder Reststoffe zum Zeitpunkt X in der Region berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Ist die stoffliche Nutzung von NawaRos oder Reststoffe zum Zeitpunkt X global berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>

**Tabelle 4-2: Dokumentationsliste II für wichtige Einflussgrößen für die Bestimmung des technischen Biomassepotenzials**

Prozesskette	Einflussgrößen	berücksichtigt (ja/nein/variiert)
	Sind die bestehenden energetischen Verwertungswege für NawaRos/ Reststoffe berücksichtigt? (wenn ja, bitte angeben, ob über Statistiken oder über den Anlagenbestand)	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Werden direkte/indirekte Landnutzungsänderungen berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Konversion/ Nutzung	Orientiert sich der Potenzialmix der Bioenergieträger an den Zielen für Bioenergie, Biokraftstoffe etc.?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
<b>Ökologisch</b>		
Anbau/ Bereitstellung	Werden die Anforderungen nach der EU RED bzw. den nationalen Umsetzungen (D: BioSt-NachV, BiokraftNachV) in der Potenzialermittlung als eine Restriktion berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Sind die Anforderungen gemäß des nationalen Naturschutzrechts (Bundesnaturschutzgesetz) und internationaler Vereinbarungen (z. B. Natura 2000, Ramsar, CBD etc.) berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Sind die Anforderungen des Gewässerschutzes berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Sind weitergehende ökologische Vorgaben an den Anbau nach Stand der Forschung/über den Stand der Forschung hinaus unterstellt (z. B. Flächengrößen, Fruchtfolgen etc.)?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Sind der ökologische Landbau und seine weiteren Ausbauperspektiven berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Sind die Anforderungen des Bodenschutzes (z. B. Erosionsschutz, Humusproduktion) nach Cross Compliance berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Konversion/ Nutzung	Ist die Einhaltung von Cross Compliance Regelungen (v. a. Grünlanderhalt) unterstellt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Ist bei der Auswahl der Konversionspfade die Erreichung der geforderten THG-Minderungsbeiträge (nach EU RED) unterstellt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
<b>Administrativ</b>		
Anbau/ Bereitstellung	Gehen Importbeschränkungen (Zölle etc.) in die Betrachtungen ein?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Konversion/ Nutzung	Ist die Genehmigungsfähigkeit neuer Konversionsanlagen berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
	Ist die Zertifizierungsfähigkeit erzeugter Bioenergieträger (nach EU RED) berücksichtigt?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Ggf. weitere beachtete Einflussgrößen		

#### 4.4 Ergebnisdarstellung und Weiterverarbeitung

Die technischen Potenziale können als Brennstoff- bzw. Bioenergiepotenziale in Energieeinheiten, vorzugsweise in PJ/a ausgewiesen werden. Zur Veranschaulichung und Vergleichbarkeit der Ergebnisse kann es sinnvoll sein, Potenziale graphisch darzustellen (z. B. Diagramme) und ggf. kartographisch abzubilden. Der Detailgrad der Darstellung hängt von der Fragestellung und Methodik der Potenzialermittlung ab. Ein modernes Geographisches Informationssystem (GIS) bietet über die reine Darstellung der Ergebnisse hinaus auch umfangreiche Möglichkeiten einer Weiterverarbeitung. In Abbildung 4-3 wird am Beispiel von Stroh eine solche Auswertung exemplarisch dargestellt. Links oben sind die Potenzialergebnisse auf Landkreisebene abgebildet. Unter Verwendung hochauflösender Geodaten (z. B. ATKIS-Basis-DLM) und einer geeigneten Auswertungsmethodik können die Potenziale den Ackerflächen zugeordnet und weiterverarbeitet werden (Abbildung 4-3), rechts oben). Mit Hilfe dieser Datengrundlage kann z. B. die Höhe des Potenzials für einen frei wählbaren Standort bestimmt werden (Abbildung 4-3, links unten). Weiterhin können für verschiedene Fragestellungen und Rahmenbedingungen entsprechende Vorzugsgebiete abgeleitet werden (Abbildung 4-3, rechts unten). Ergänzend zum webbasierten Datenangebot des DBFZ<sup>1</sup> sind auch räumlich aufgelöste Informationen in unterschiedlicher Detailtiefe verfügbar, die die Klärung nutzerspezifischer Fragestellungen unterstützen.

#### Literaturverzeichnis

BEE Biomass Energy Europe (2009): A review of harmonisation of biomass resource assessments, Edward Smeets et al., Proceedings, 17<sup>th</sup> European Biomass Conference and Exhibition – From Research to Industry and Markets, Hamburg, Germany. 29 June – 3 July 2009. URL: [http://www.eu-bee.eu/\\_ACC/\\_components/ATLANTIS-DigiStore/BEE%20Proceedings3f6b.pdf?item=digistorefile:135005:1101&params=open;gallery](http://www.eu-bee.eu/_ACC/_components/ATLANTIS-DigiStore/BEE%20Proceedings3f6b.pdf?item=digistorefile:135005:1101&params=open;gallery) (Stand: 03.05.2021).

BEE Biomass Energy Europe (2010): Harmonization of biomass resource assessments. Volume I. Best Practices and Methods Handbook. Vis, M. W. & v. d. Berg, D. (eds).

Kaltschmitt, M. und Hartmann, H. (Hrsg.) (2001, 2009, 2016): Energie aus Biomasse – Grund-

lagen, Techniken und Verfahren. 1–3. Aufl., Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg – ISBN: 978-3-662-47437-2. DOI 10.1007/978-3-662-47438-9.

Koch, B. (2011): Biomass Energy Europe. Final report, European Commission. URL: <https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Final-report-BEE18c0.pdf> (Stand: 28.04.2021).

Vis, M. W. and v. d. Berg, D. (2010): Harmonization of biomass resource assessments, Volume I. Best Practices and Methods Handbook; BEE. URL: [https://www.researchgate.net/publication/268388401\\_Harmonization\\_of\\_biomass\\_resource\\_assessments\\_Volume\\_I\\_Best\\_Practices\\_and\\_Methods\\_Handbook](https://www.researchgate.net/publication/268388401_Harmonization_of_biomass_resource_assessments_Volume_I_Best_Practices_and_Methods_Handbook) (Stand: 30.04.2021).

<sup>1</sup> Sie erreichen das Datenangebot unter [www.dbfz.de](http://www.dbfz.de) oder im Direktlink unter [webapp.dbfz.de](http://webapp.dbfz.de).

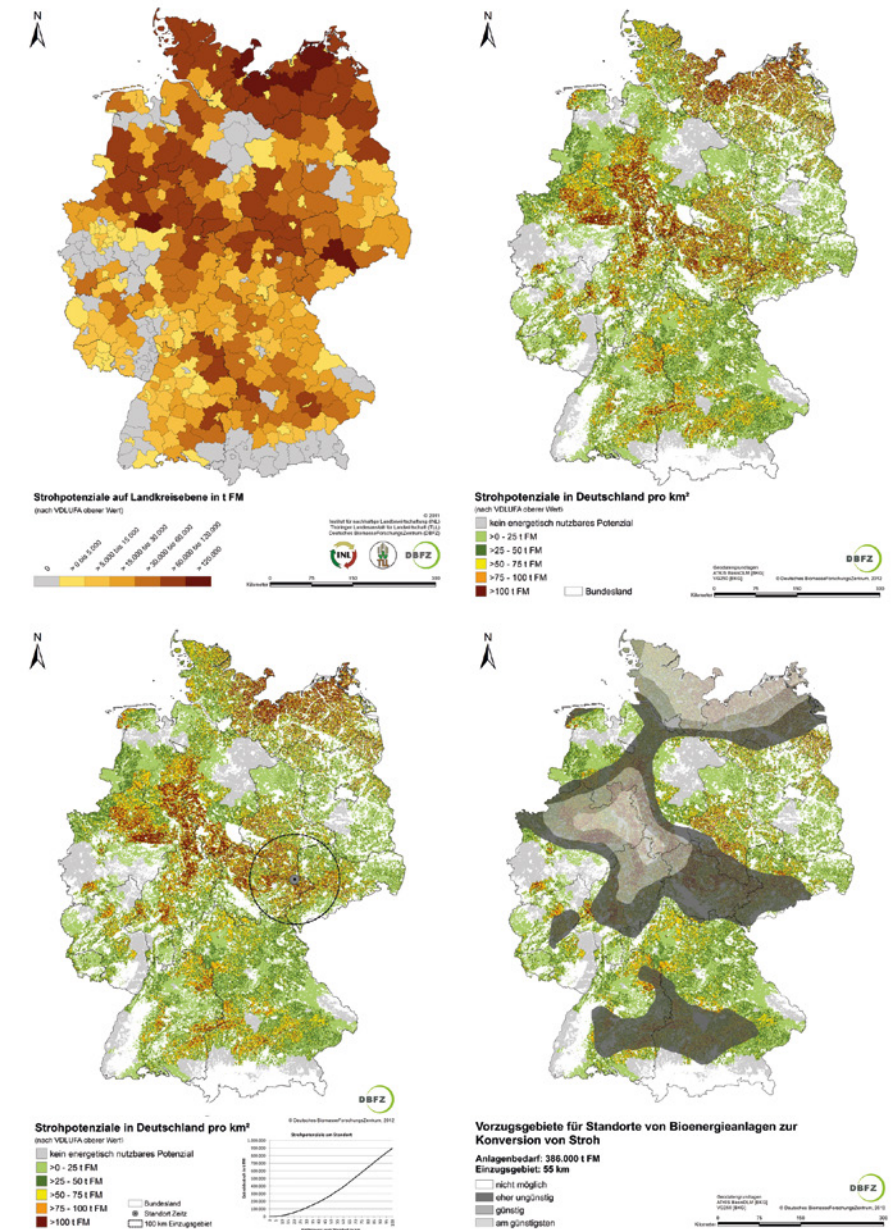


Abbildung 4-3: Beispiele für mögliche GIS-basierte Ergebnisdarstellungen und -verarbeitungen (Quelle: Eigene Darstellung)

## 5 FLEXIBLE BEREITSTELLUNG VON BIOENERGIE

**Autor\*innen:** Martin Dotzauer<sup>1</sup>, Daniel Büchner<sup>1</sup>, Ludger Eltrop<sup>3</sup>, Marlies Härdtlein<sup>(3)</sup>, Christiane Hennig<sup>1</sup>, André Herrmann<sup>1</sup>, Uwe Holzhammer<sup>2</sup>, Peter Kornatz<sup>1</sup>, Tanja Mast<sup>2</sup>, Sylvio Nagel<sup>3</sup>, Katja Oehmichen<sup>1</sup>, Matthias Philipp<sup>(2)</sup>, Marcel Pohl<sup>1</sup>, Volker Selleneit<sup>2</sup>, Daniela Thrän<sup>1</sup>

<sup>1</sup> DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

<sup>2</sup> Technische Hochschule Ingolstadt; Institut für neue Energiesysteme (InES); <sup>(2)</sup> ehemals Technische Hochschule Ingolstadt

<sup>3</sup> Universität Stuttgart; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER); <sup>(3)</sup> ehemals Universität Stuttgart

Die flexible Bereitstellung von Bioenergie gewinnt im Stromsektor zunehmend an Bedeutung, besonders im Zusammenhang mit dem weiteren Ausbau von Windkraft und Solarenergie. Im Folgenden werden eine grundlegende Einordnung und die Ableitung von wesentlichen Beschreibungsgrößen für die Analyse der flexiblen Nutzung von Bioenergie vorgenommen. Weil die Flexibilität je nach Betrachtungstiefe unterschiedlich detailliert dargestellt werden kann, wird am Ende des Kapitels ein Methodenangebot gemacht, das genutzt und weiter entwickelt werden kann.

Der Bedarf für die flexible Bereitstellung von Energie aus Biomasse erwächst aus den sich verändernden Randbedingungen einer zunehmend auf fluktuierenden erneuerbaren Energien basierenden Strom- und Energieversorgung. Bioenergieanlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung müssen dabei – als flexible Erzeugungskapazitäten – künftig in der Lage sein, zu definierten Zeitpunkten die geforderte Leistung bereitzustellen. Standorte mit angeschlossener Wärmesenke bieten auch die Option, mittels Power-to-Heat (PtH) als steuerbare Last zu dienen und Nachfrageflexibilität anzubieten.

Darüber hinaus gewinnt die Brennstoffflexibilität an Bedeutung (Thrän 2015). Sie wird separat in Kapitel 5.2.5 noch einmal aufgegriffen.

Für die Einordnung des flexiblen Betriebs von Konversionsanlagen im Rahmen des Gesamtennergiesystems sind folgende Aspekte zu beachten:

1. Zur systemischen Einbindung: Inwieweit besteht im Energiesystem zukünftig eine Nachfrage für Flexibilität, die auch durch Bioenergie abgedeckt werden kann? Wie kann der Beitrag der Bioenergie adäquat im Rahmen von Energiesystemmodellierungen dargestellt werden?
2. Zur Realisierung eines flexiblen Anlagenbetriebs: Über welches technische Flexibilitätspotenzial verfügen Einzelanlagen? Über welches Flexibilitätspotenzial verfügen Anlagenparks?
3. Zu Auswirkungen auf Umwelt und Wirtschaft: Welche Veränderungen bringt der flexible Betrieb für die Umweltbilanz. Wie verändern sich Kosten und damit verbunden die THG-Vermeidungskosten?

Diese drei Aspekte werden nachfolgend ausgeführt. Sie liefern Informationen darüber, wie eine Analyse von flexibler Energiebereitstellung für verschiedene Bioenergieanlagen innerhalb der unter 3.3 definierten Systemgrenzen erfolgen kann. Übergeordnete Definitionen

zu Flexibilität bzw. zur Systemintegration sind dem Kapitel 3.2.5 zu entnehmen. Eine zusammenführende Übersicht über die anzupassenden Größen für die Berechnung der THG-Vermeidungskosten flexibel betriebener Bioenergieanlagen erfolgt im Kapitel 5.3 und 5.4.

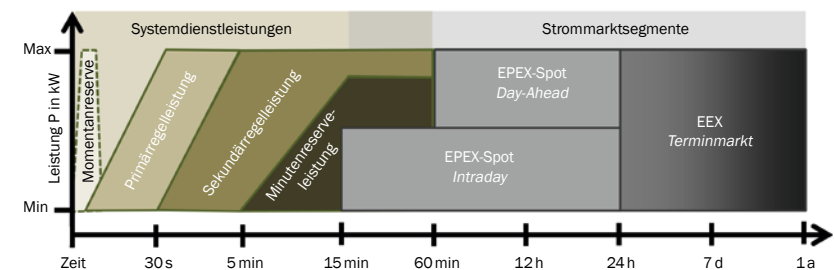
### 5.1 Systemische Aspekte der Flexibilisierung

Zielsetzung des Kapitels 5.1 ist es, die grundsätzlichen Beiträge der Bioenergie im Energiesystem und als Flexibilitätsoption im Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen darzustellen (Kapitel 5.1.2). Die Strommarktmechanismen zur Vergütung der Flexibilität werden in Kapitel 5.1.3 dargelegt. Quantitative Aussagen zur Rolle der Bioenergie als Flexibilitätsoption können über Energiesystemanalysen mit Hilfe von Modellen generiert werden. In Kapitel 5.1.4 werden erste Empfehlungen zu Standards für eine Energiesystemmodellierung erläutert, die eine adäquate Berücksichtigung der Bioenergie anstreben, ergänzt durch Hinweise auf aktuelle Forschungsergebnisse und Empfehlungen von Praxisexperten.

#### 5.1.1 Flexibilitätsprodukte im Stromsektor

Flexibilität im Stromsektor wird nach einer Definition der Internationalen Energieagentur (IEA 2011) als Fähigkeit des Elektrizitätssystems beschrieben, Erzeugung und Nachfrage trotz ausgeprägter, kurzfristiger Schwankungen im Gleichgewicht zu halten (Haasz 2016). In der Forschungslandschaft gibt es für „Flexibilität“ im Kontext des Stromsystems keine einheitliche Sprachregelung. Es gibt aber im deutschen Energiesystem sehr wohl entsprechende Marktsegmente, die verschiedene Fristigkeiten für ausgleichende Schwankungen am Strommarkt adressieren. Auch wenn diese Marktsegmente nicht feststehend sind und in den zurückliegenden Jahren durch wiederholte Änderungen im Regulierungsrahmen immer wieder angepasst wurden, erscheinen sie auch aus technischer Sicht dazu geeignet, verschiedene Aspekte von Flexibilität abzubilden.

Eine Übersicht der verschiedenen Marktmechanismen ist in Abbildung 5-1 dargestellt.



**Abbildung 5-1:** Marktmechanismen zur Deckung von Flexibilitätsbedarfen im Stromsektor, Quelle: DBFZ 2019, verändert nach (Barchmann et al. 2016)

Nachfolgend sollen die verschiedenen Marktsegmente kurz beschrieben und daraus eine erste generalisierte Systematik verschiedener Flexibilitätsaspekte abgeleitet werden.

- **Momentanreserve:**

Ausgleich von Frequenzschwankungen (quasi) in Echtzeit.

Derzeit wird Momentanreserve vor allem aus der Massenträgheit der rotierenden Turbinen-Generatoren-Kombinationen in thermischen Kraftwerken bereitgestellt, da hier die Drehzahl direkt an die Netzfrequenz gekoppelt ist. Technisch ließe sich dieses Verhalten auch über Leistungselektronik abbilden und zukünftig auch aus anderen Erzeugungseinheiten virtuell bereitstellen. (dena 2016; Schürhuber et al. 2016)

- **Regelleistung** (regelleistung.net 2019)

Regelleistung wird durch Übertragungsnetzbetreiber zur Frequenzhaltung bei Lastungleichgewichten abgerufen. Für eine stabile Netzfrequenz muss die Netzlast in jedem Moment genau der Erzeugungsleistung entsprechen. Regelleistung unterteilt sich in Deutschland in 3 Teilmärkte unterschiedlicher Ausprägung und wird entsprechend mit unterschiedlichen Anforderungen und Fristigkeiten von den Netzbetreibern ausgeschrieben<sup>1</sup>:

- Primärregelung wird symmetrisch (d. h. in beide Richtungen) ausgeschrieben und muss innerhalb von 30 Sekunden die angeforderte Ausregelung automatisch anhand der Netzfrequenz bereitstellen.
- Sekundärregelung wird getrennt nach positiver und negativer Leistung ausgeschrieben und muss bei Abrufen durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) innerhalb von 5 Minuten erfüllt werden.
- Minutenreserve wird getrennt nach positiver und negativer Leistung ausgeschrieben und muss bei Abrufen durch die ÜNB innerhalb von 15 Minuten erfüllt werden.

- **Spotmarkt** (EPEX-Spot) (Next Kraftwerke GmbH 2019)

Der Spotmarkt gliedert sich in 2 Teilmärkte, den Intraday und den Day-ahead Markt, wobei der Intraday-Markt eine gewisse Überlappung zur Minutenreserve hat. Dies ist vom Regulierer auch so intendiert, damit auch kurzfristige Schwankungen zuerst durch die Marktakteure und dann sekundär durch den ÜNB ausgeglichen werden.

- Intraday wird nach dem Abschluss des Day-Ahead-Handels (12:40 Uhr) noch am Vortag beginnend mit einer Auktion um 15:00 Uhr und anschließend kontinuierlich für bis kurz vor den Liefertermin am selben Tag gehandelt.
- Day-Ahead werden bis 12:00 des Vortages Gebote für Erzeugung und Verbrauch abgegeben und bis 12:40 des Vortages werden die Zuschläge erteilt. Die kleinste handelbare Einheit sind Stundenintervalle.

- **Terminmarkt** (EEX)

Am Terminmarkt werden langfristige Kontrakte für Stromlieferungen bis zu 6 Jahre im

<sup>1</sup> Die Ausschreibung der Regelleistung wird über die Onlineplattform „REGELLEISTUNG.NET“ organisiert

Voraus gehandelt. Dieser Markt hat aber weniger die Funktion der Organisation von Flexibilitäten als vielmehr die preisliche Absicherung für langfristige Lieferverträge, wobei auch hier gewisse längerfristige Schwankungen Berücksichtigung finden. Die kleinste handelbare Einheit sind Bandleistungen für einzelne Tage.

Die aufgezählten Marktsegmente gliedern sich vor allem nach der Fristigkeit und den Zuständigkeiten (Netzbetreiber bzw. Bilanzkreisverantwortliche). Dabei ist es wichtig zu erwähnen, dass bis auf die Momentanreserve sich alle Segmente nach Prinzipien des Energiemarktes orientieren, also an unterschiedlichen Bedarfen zum Ausgleich von Schwankungen, die sich vor allem aus der Prognostizierbarkeit der Bedarfe und Angebote bzw. der daraus resultierenden Preise ergeben.

Es soll daher als unverbindliche Orientierung folgende Unterteilung verschiedener Flexibilitätsformen beschrieben werden, um zwischen kurz- bis langfristiger Flexibilität grob zu differenzieren:

Flexibilität	$t_r$	$t_i$	$t_d$
Echtzeitflexibilität	$2 \text{ ms} < t_r < 1.000 \text{ ms}$	$t_i = 10 \text{ ms}$	$t_d = \infty$
Minutenflexibilität	$1 \text{ s} < t_r < 60 \text{ s}$	$t_i = 1 \text{ s}$	$t_d = 15 \text{ s}$
Stundenflexibilität	$1 \text{ min} < t_r < 60 \text{ min}$	$t_i = 1 \text{ min}$	$t_d = 15 \text{ min}$
Tagesflexibilität	$1 \text{ h} < t_r < 24 \text{ h}$	$t_i = 1 \text{ h}$	$t_d = 6 \text{ h}$
Wochenflexibilität	$24 \text{ h} < t_r < 168 \text{ h}$	$t_i = 1 \text{ h}$	$t_d = 36 \text{ h}$
Saisonalflexibilität	$7 \text{ d} < t_r < 100 \text{ d}$	$t_i = 1 \text{ d}$	$t_d = 28 \text{ d}$

$t_r$  = Notwendige Reaktionszeit auf Schwankungen (Responsivität) [ms, s, min, h, d]

$t_i$  = Kleinste Periode der auszuregelnden Schwankungen (Intervall) [ms, s, min, h, d]

$t_d$  = Typische Dauer der Bereitstellung von Flexibilität (Dauer) [s, min, h, d]

Die bestehenden Marktsegmente sind eine Orientierung, weil in der praktischen Umsetzung von Betriebskonzepten und den dafür passenden Geschäftsmodellen die Ausgestaltung der Teilmärkte zu berücksichtigen sind.

## 5.1.2 Beiträge der Bioenergie im Energiesystem

Im Energiesystem Deutschland erbringt die Bioenergie wesentliche Beiträge. Sie trägt zur regenerativen Energiebereitstellung in allen Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) bei und zur Defossilisierung (Minderung des Einsatzes fossiler Rohstoffe) und Minderung von THG-Emissionen des Energiesystems. Als speicherbare Erneuerbare Energie trägt sie wesentlich zur Sicherung der Systemstabilität von Infrastrukturen (z. B. im Stromnetz, Blindleistungs- und Kurzschlussleistungsbereitstellung, Schwarzstart- oder Redispatch-Fähigkeit) und von Systemdienstleistungen bei. Im Stromsektor kann vereinfacht zwischen der Bereitstellung von Arbeit (kWh) und der Vorhaltung von Leistung (kW) unterschieden werden. Obgleich für alle Beiträge immer beide Aspekte wichtig sind, ist jeweils Arbeit oder Leistung die bestimmende Komponente. Hierfür spielt die Fähigkeit der Bioenergieanlagen zu einem flexiblen

Betrieb eine wichtige Rolle. Die Transformation des Energiesystems bedingt darüber hinaus die Kombination mit den anderen erneuerbaren Energien (EE). Hier kann die Bioenergie auch wichtige Funktionen im Rahmen der Sektorkopplung übernehmen. Eine optimale Systemkonfiguration und die damit verbundenen Technologiezusammenstellungen und deren Kapazitäten für systemdienliche Bioenergieanlagen müssen sich in einer ganzheitlichen Perspektive am energiepolitischen Zieldreieck orientieren, das die drei Dimensionen Klima- und Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit miteinander verbindet.

### 5.1.2.1 Bedarf an Flexibilität

Mit dem konsequenten Verfolgen der Klimaziele und dem Fortschreiten der Energiewende (vgl. auch Kernenergieausstieg) wird der Anteil fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und PV von aktuell (Stand 2019) 34,8% (AGEEStat 2019) an der Bruttostromerzeugung in Zukunft weiter zunehmen (Kiesel 2017). Auch wenn durch technische Anpassungen die Volllaststunden für Windenergieanlagen in Zukunft etwas steigen, ergeben sich im Einspeiselaufgang des Kraftwerksparks trotzdem hohe Änderungsgradienten der Erzeugungsleistung (mehrere tausend MW pro Minute) (Bundesnetzagentur 2015). Gleichzeitig gibt es Phasen mit längeren Windflauten und geringer Stromerzeugung aus Sonne, wie z. B. windstille Nächte oder bewölkte Tage („Dunkelflaute“), die es auch zukünftig zu überbrücken gilt. Abbildung 5-2 zeigt exemplarisch Veränderungen der Residuallast in Abhängigkeit vom Anteil der Stromerzeugung aus EE.

Bei zunehmenden EE-Anteilen erhöht sich die Schwankungsbreite der Residuallast (siehe Abbildung 5-2), die durch leistungsfähige Flexibilitätsoptionen auszugleichen ist. Da konventionelle flexible Energieerzeuger (Steinkohle- und Gaskraftwerke) wegen ihrer brennstoffbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen sukzessive stillgelegt werden müssen, steigt der Bedarf an Flexibilitätsoptionen mit geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen. Flexible Bioenergieanlagen können einen Teil dieses Bedarfs decken, konkurrieren hierbei aber auch mit anderen Flexibilitätsoptionen.

Eine Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgungsstruktur sollte die Flexibilitätsoptionen aus allen Technologie- und Systembereichen berücksichtigen, vergleichend gegenüberstellen und im Wettbewerb betrachten. Abbildung 5-3 gibt einen Überblick über Flexibilitätsoptionen aus den Systembereichen „Erzeugung“, „Netz & Verbraucher“ und „Speicher und Power-to-X“, die der Integration hoher Anteile dargebotsabhängiger EE in das Elektrizitätsversorgungssystem dienen.

Flexibilitätsoptionen sind sowohl zentral als auch dezentral strukturiert vorhanden. Während flexible Großkraftwerke, Übertragungsnetze und hydraulische Speicher den zentralen Strukturen zugerechnet werden können, sind z. B. Biomasse-KWK-Anlagen, Verteilnetze und Maßnahmen des Bereichs ‚Demand Side Management‘ (DSM) den dezentralen Strukturen zuzuordnen (siehe auch Abb. 5-3).

Für den Bereich der steuerbaren Erzeugung innerhalb der Systemgrenze Deutschlands kann Flexibilität sowohl in konventionellen, fossil versorgten Anlagen als auch erneuerbar in biomassebasierten oder ggf. auch in geothermischen Anlagen bereitgestellt werden. Die Flexibilität konventioneller Kraftwerke sowie von Biomasse-Anlagen (Biogas- und

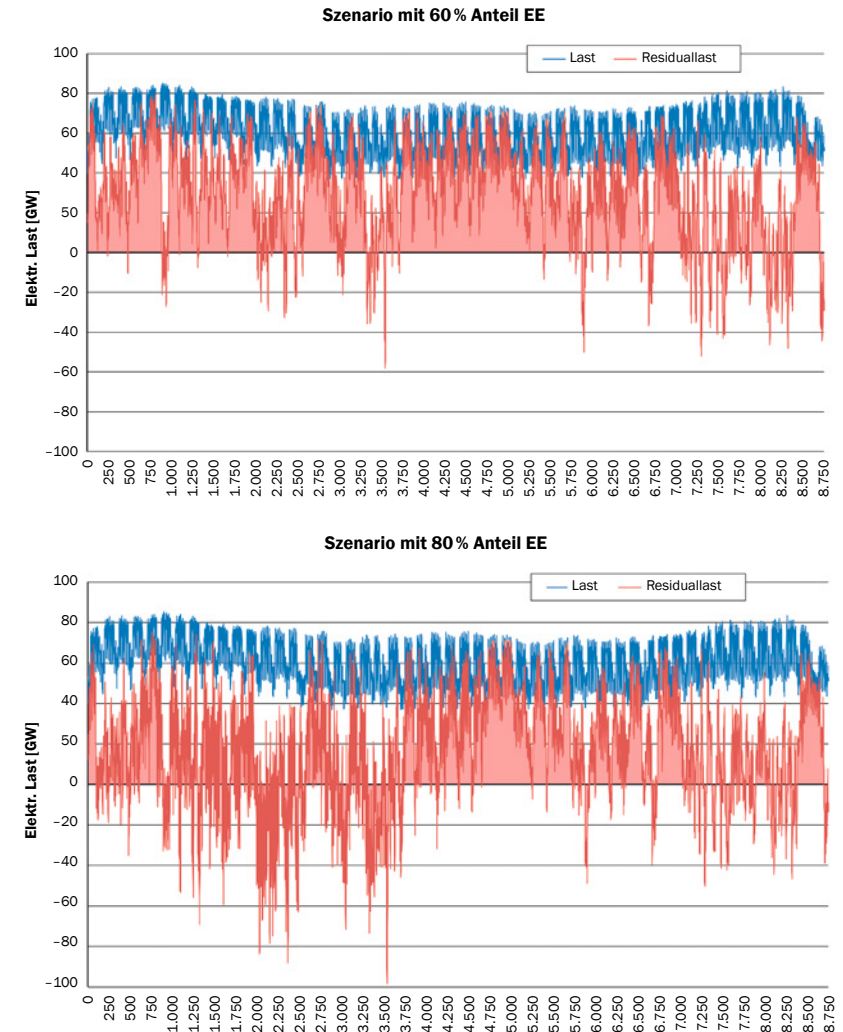


Abbildung 5-2: Elektrische Last und Residuallast für Szenarien mit 60% (oben) bzw. 80% (unten) Anteil EE (IER 2017, eigene Angaben)

KWK-Anlagen) in der Erzeugung stellt sich aber sehr unterschiedlich dar. Beispielsweise ist die Fähigkeit, die Erzeugung dem Bedarf anzupassen, bei älteren Anlagen im Vergleich zu Neuanlagen oft eingeschränkt, aber auch stark abhängig von der Art des Kraftwerkes und des Energieträgers. Biogasanlagen sind hier kurzfristig gut regelbar und stellen eine schnell verfügbare Flexibilitätsoption dar.



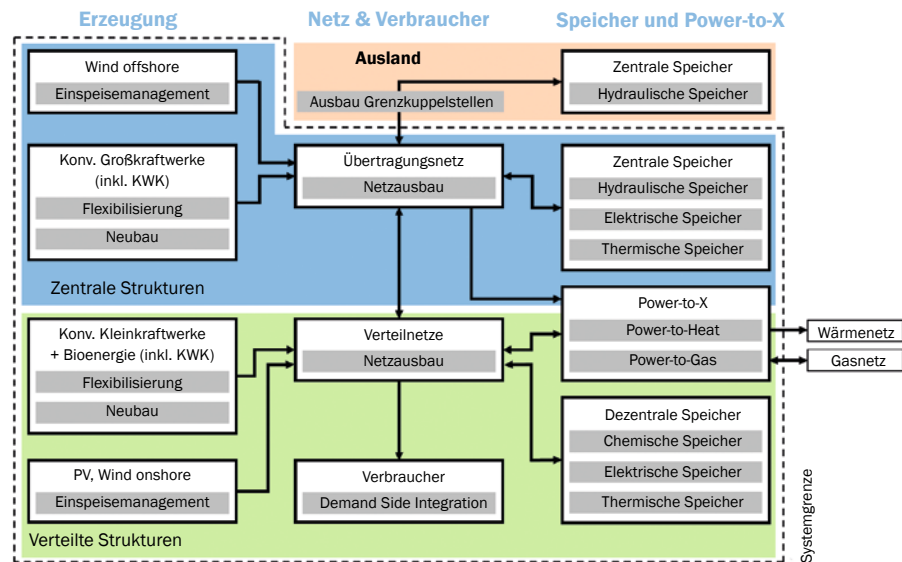


Abbildung 5-3: Flexibilitäts- und Integrationsoptionen im Elektrizitätssystem, verändert nach (Bothor et al. 2015)

Größere regenerative Erzeugungsanlagen (Windkraft-, Photovoltaik-Anlagen bzw. Anlagenparks) können durch den verantwortlichen Netzbetreiber auch über ein Einspeisemanagement (Abregelung) gesteuert und so für negative Flexibilität genutzt werden. Diese Maßnahme dient der gezielten Regelung und Steuerung der Stromerzeugungsanlagen in Anpassung an die Lastsituation. Mit der EEG Novelle 2009 wurde im § 11 EEG das Eingreifen des Netzbetreibers zur gezielten Reduzierung der Einspeiseleistung erneuerbarer Energieanlagen und zur Erhaltung der Netzstabilität eingeführt. Das Einspeisemanagement nach EEG ist von der Bundesnetzagentur in einem Leitfaden 2014 detailliert beschrieben und 2018 erweitert worden (Bundesnetzagentur 2014).

Im Bereich der Netze kann insbesondere durch einen Ausbau der Bedarf an zusätzlichen flexiblen Erzeugungseinheiten reduziert werden (Horst et al. 2016), Netzverstärkung und regelbare Flexibilitätsoptionen verhalten sich also komplementär zu einander. Sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetze müssen bei einem steigenden Anteil fluktuierender EE verstärkt werden oder/und durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen stabilisiert werden. Dies verhindert unter anderem, dass in Gebieten mit hohem EE-Potential Einspeisungen abgeregelt und dafür andernorts der Bedarf aus konventionellen Anlagen gedeckt werden muss. Es darf auch nicht außer Acht gelassen werden, dass sich innerhalb des Europäischen Verbundnetzes Erzeugungs- und Speicheraufgaben auch grenzüberschreitend nutzen lassen und sich damit die nationalen Einzelbedarfe verringern lassen (Paul Becker 2018) und sich damit auch ein zusätzlicher Flexibilitätsmechanismus ergibt.

Auch auf Verbraucherseite gibt es Möglichkeiten, auf ein verändertes Angebot an EE-Erzeugung zu reagieren (z. B. Demand Side Management, DSM). Als steuerbare Lasten können Industrieprozesse und auch geeignete größere Haushaltsgeräte auf Schwankungen im An-

gebot reagieren und entsprechend ihren Strombedarf ändern. So können zum Beispiel Wärmepumpen für Heiz- und Kühlanwendungen kurzzeitig abgeschaltet werden, wenn durch ein sehr teures Angebot an Strom aus Spitzenlastkraftwerken mit hohen Grenzkosten temporäre Preisspitzen auftreten, auf der anderen Seite können Verbraucher bei einem Überangebot von Strom aus PV und Wind aktiviert werden.

Ein weiterer Aspekt ist die Kopplung mit dem Mobilitätssektor. Elektroautos können beispielsweise durch intelligente Ladetechnologien Strom in Zeiten niedriger Residuallasten aus EE flexibel aufnehmen und in Phasen mit hoher Residuallast perspektivisch auch ins Netz zurückspeisen<sup>2</sup>.

Neben diesen Optionen können zentrale oder dezentrale Speicher die resultierenden Fluktuationen aus Schwankungen der Erzeugung und dem Verbrauch ausgleichen. Dabei müssen neben Pumpspeicherkraftwerken und Batterie-Speichern auch thermische und chemische Power-to-X-Konzepte betrachtet werden, welche die Strommengen nicht mehr oder nur teilweise ins Stromversorgungssystem zurückspeisen. Im Rahmen dieser Konzepte wird elektrische Energie je nach Technologie in andere Energieformen umgewandelt, dann z. B. dem Fernwärme- oder Gasnetz zugeführt und dadurch eine Kopplung von Strom- und Wärmesektor realisiert.

Ähnlich werden die Flexibilitätsoptionen auch bei (Krzikalla et al. 2013) beschrieben, aber dort in die Teilbereiche „Demand Side Management“, „Erneuerbare Energien“, „Kraftwerke“ und „Stromspeicher“ untergliedert.

### 5.1.2.2 Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen

Welcher Anteil des Gesamtbedarfs an Flexibilität durch Strom aus Bioenergieanlagen bereitgestellt wird, ist unter anderem abhängig von ihrem Erzeugungspotenzial, den damit verbundenen Kostenstrukturen sowie den weiteren verfügbaren Flexibilitätsoptionen im System. Dazu zählen nicht nur flexible konventionelle Kraftwerke und KWK-Anlagen, sondern auch Speichermöglichkeiten (z. B. Batteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke), steuerbare Lasten (z. B. Wärmepumpen, Industrieprozesse, Elektroautomobile) und Power-to-X-Anwendungen (z. B. Power-to-Gas und Power-to-Liquid), die durch steuerbaren Verbrauch (DSM: Demand Side Management) und den Einsatz als Speicheroption einen Beitrag zur Flexibilität liefern können. Da die Bioenergie zukünftig stärker direkt über den Energiemarkt vermarktet wird (vgl. Umstellung der Fördermechanismen und Einführung eines Ausschreibungssystems für die Bioenergie im EEG 2017), müssen die systemischen Beiträge der Bioenergie auch vom Markt rezipiert und quantitativ bewertet werden. Dies kann z. B. über Energiesystem- oder Elektrizitätsmarktmodelle modelliert und analysiert werden. Im Rahmen aktueller Forschungstätigkeiten werden Parameter und Auswirkungen der systemischen Beeinflussung flexibler Bioenergieanlagen und konkurrierender Technologien erarbeitet und konkretisiert (u. a. im Projekt „OptiSys“, FKZ 03KB129). Die verschiedenen Flexibilitätsoptionen beeinflussen sich gegenseitig und stehen in Wettbewerb zueinander („Merit Order“ der Flexibilitäten). Um die Technologien miteinander vergleichen zu können, ist die Festlegung von systembezogenen Flexibilitätsseigenschaften als Bewertungsindikatoren erforderlich (Kapitel 5.2).

<sup>2</sup> Darauf weisen besonders die Expert\*innen im zweiten Workshop des Projektes OptiSys „Modellierung trifft Praxis“ hin (FKZ 03KB129).

### 5.1.3 Marktmechanismen zur Vermarktung von Energie und Vergütung der Flexibilität

In Deutschland ist der Strommarkt im Wesentlichen als Energy-Only-Markt organisiert. Das heißt, der Strommarkt wird fast ausschließlich über den Kauf und Verkauf von Strommen organisiert. Es gibt derzeit keinen expliziten Kapazitätsmarkt. Jedoch existieren zusätzliche Marktmechanismen, die Leistungsreserven vorhalten (Next Kraftwerke GmbH 2017). Ein Beispiel hierfür ist der Regulenergemarkt (siehe 5.1.3.4).

Nach BMWi 2017a führen zusätzliche Kapazitätsmärkte zu hohen Mehrkosten und sind nicht zwingend für eine hohe Versorgungssicherheit notwendig. Mit dem derzeit diskutierten „Strommarkt 2.0“ sollen zukünftig die bestehenden Mechanismen ausgebaut werden, um den Strommarkt zu flexibilisieren ohne auf Kapazitätsmechanismen zurück greifen zu müssen (BMWi 2017b). Für Anlagenbetreiber stehen zur Refinanzierung von Bioenergieanlagen damit in Deutschland verschiedene Teilmärkte aktuell zur Verfügung bzw. werden als künftige Optionen, u. a. auch mit Blick auf die Bioenergie als Flexibilitätsoption, diskutiert (siehe auch 5.1.1). Grundsätzlich stehen der Bioenergie verschiedene Mechanismen zur Vermarktung ihrer Leistungen im Strom- und Wärmemarkt heute und der Zukunft zur Verfügung. Eine verkürzte Darstellung findet sich in (Abbildung 5-4).

So lässt sich seit dem Jahr 2000 Strom vorzugsweise über das EEG vermarkten. Dieses wurde in mehreren Novellierungen mehrfach angepasst und teils deutlich neu ausgerichtet, ist aber auch heute noch das führende Instrument zur Nutzung und Förderung erneuerbarer Energien. Für Neuanlagen über 100 kW<sub>el</sub> gilt die im EEG verankerte Pflicht zur Direktvermarktung an der Strombörse. Die Börsenerlöse werden durch Förderinstrumente der EEG-Marktprämie und Flexibilitätsprämie bzw. -zuschlag ergänzt und ergeben in Summe die Vergütung für die jeweilige Anlage.

Die Möglichkeiten zur Vermarktung als Systemdienstleistungen wurden bereits in Kapitel 5.1.1 dargestellt.

Schließlich könnten zukünftig und in einem „neuen Strommarktdesign“ auch Möglichkeiten in sogenannten Smart Markets zur Verfügung stehen (Ecofys & Fraunhofer IWES 2017). Die effiziente Stromerzeugung steht auch immer im Kontext einer Wärmeauskopplung bzw. Kraft-Wärme-(Kälte)-Kopplung (KWK/KWKK). So lassen sich auch aus dem Wärmemarkt zusätzliche Erlöse für die Finanzierung der Bioenergie erbringen.

#### 5.1.3.1 Einspeisevergütung und Direktvermarktung

Strom aus Bioenergieanlagen wurde, wie bei allen EE-Anlagen, im EEG bis 2009 ausschließlich durch gesetzlich festgelegte Einspeisetarife und einen Einspeisevorrang gefördert. Mit wachsendem EE-Anteilen wurden im EEG zunehmend Anreize entwickelt, Anlagenbetreiber zur bedarfsgerechten Stromproduktion zu motivieren. Dazu wurde mit der EEG-Neufassung 2009 erstmals das Instrument der sonstigen Direktvermarktung eingeführt. Mit der EEG Novellierung 2012 wurde als Weiterentwicklung das Marktprämienmodell für Strom aus EE eingeführt. Dabei können Anlagenbetreiber ihren Strom direkt bzw. über Aggregatoren an der Strombörse vermarkten und erhalten über das EEG nur noch die Differenz zum Markterlös. Weiterführend wurde im EEG 2014 festgelegt, dass für Bioenergieanlagen, die nach dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen wurden und eine installierte Leistung von mehr als 100 kW<sub>el</sub> aufweisen, die Direktvermarktung verpflichtend ist (§ 21 EEG 2017, zuvor § 37 EEG 2014). Biogas- und Biomethan-BHKW, die nach dem 1.1.2014 ans Netz gin-

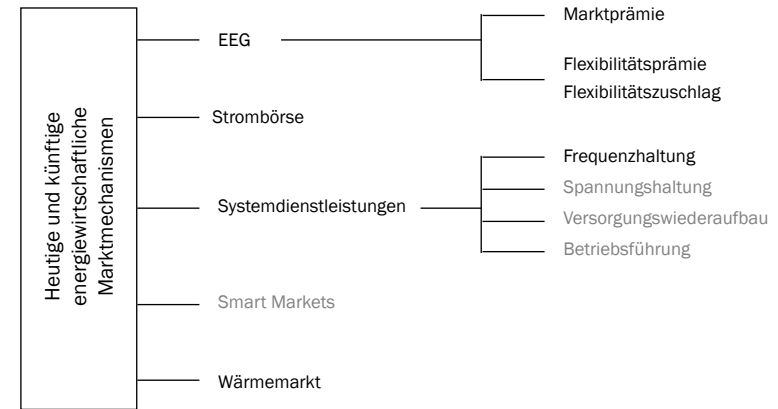


Abbildung 5-4: Überblick über heute und ggf. künftig (ausgegraute Optionen) zur Verfügung stehende Marktmechanismen für die Bioenergie in den Bereichen Strom und Wärme (THI)

gen und deren Leistung über 750 kW<sub>el</sub> betrug, mussten bereits nach EEG 2012 ihren Strom direkt vermarkten. Für ältere Bestandsanlagen ist die Direktvermarktung optional nutzbar. Wird der Strom direkt vermarktet, wird seit 2014 die festgelegte Vergütung je Energieträger durch einen anzulegenden Wert ersetzt. Der anzulegende Wert stellt die Summe aus der gleitenden Marktprämie (welche die Förderung darstellt) und den im Durchschnitt erzielten Börsenerlöse dar. Der anzulegende Wert bleibt über den Förderzeitraum konstant. Der Förderbetrag der Marktprämie wird abhängig vom Mittelwert des Börsenstrompreises gleitend angepasst. Die Marktprämie deckt somit die Differenz zwischen Börsenpreis und anzulegendem Wert. Seit dem EEG 2017 wird der anzulegende Wert für einen Großteil der Anlagen nicht mehr vom Gesetzgeber festgelegt, sondern in Form von Ausschreibungen ermittelt. Die erste Ausschreibung erfolgte für Biomasseanlagen im September 2017. Aktuell (im Mai 2021) gibt es bereits Ergebnisse der 7. Ausschreibungsrunde (BNetzA 2021). Die Teilnahme an den Ausschreibungen ist für Biomasseanlagen, die eine Vergütung nach EEG erhalten wollen, innerhalb eines Leistungsbereiches von 150 kW<sub>el</sub> bis 20 MW<sub>el</sub> verpflichtend (Anlagen über 20 MW<sub>el</sub> sind im EEG nicht förderfähig). Zudem besteht eine Gebotsobergrenze, die zusätzlich einer jährlichen Degression von 1 % unterliegt.

#### 5.1.3.2 Flexibler Betrieb im Rahmen der Direktvermarktung

Aktuell werden die aus EE gewonnenen Strommengen größtenteils direkt am Strommarkt vermarktet. Das sind gegenwärtig bereits 69 % der installierten EE-Anlagenleistung und mehr als 83 % der Biomasseleistung (Stand Mai 2020) (SMARD 2020 und Netztransparenz 2020). Die heute und in naher Zukunft realisierbaren Erlöse am Strommarkt reichen für sich genommen aber nicht aus, um die EE-Anlagen zu refinanzieren. Die Stromgestehungskosten für Bioenergie liegen deutlich über dem durchschnittlichen Börsenstrompreis (Marktwert Bioenergie). Über die monatlich ausgezahlte Marktprämie sollen kostendeckende Erlöse generiert werden. Die Systematik der Förderung mittels der Marktprämie setzt somit einen Anreiz dafür, den Fahrplan einer flexiblen Biomasse-KWK-Anlage nach den

Börsenpreisen auszurichten, um oberhalb der Monatsdurchschnittspreise zu vermarkten. Vor allem Biogasanlagen weisen ein hohes technisches Potential auf, die Stromerzeugung zu flexibilisieren. Die Anlagenflexibilisierung ist im Rahmen der technischen Möglichkeiten der Einzelanlage ohne Investitionen oder relevante Reduktion der Bemessungsleistung begrenzt. Hierfür sind Zusatzinvestitionen in BHKW-Technik, Netzanschluss, Gasspeicher und weitere Komponenten notwendig, welche aktuell nicht alleine über die Zusatzerlöse an der Börse refinanziert werden können. Aber auch eine Reduktion der Bemessungsleistung erfordert eine Kompensation der geringeren Anlagenauslastung durch relevante zusätzliche Einnahmen, welche die Zusatzerlöse an der Börse überschreiten. Um eine hohe Anlagenflexibilität ökonomisch zu realisieren, bietet die Flexibilitätsprämie bzw. der Flexibilitätszuschlag verschiedene Möglichkeiten zur Refinanzierung der Kosten (siehe 5.1.3.3).

### 5.1.3.3 Flexibilitätsprämie/Flexibilitätszuschlag

Biogasanlagen können die für die Flexibilisierung notwendigen Zusatzinvestitionen bzw. die durch die Reduktion der Bemessungsleistung geringeren Deckungsbeiträge in der Regel nicht ausschließlich über Mehrerlöse aus der Vermarktung an der Strombörse refinanzieren. Um trotzdem die Flexibilisierung von Biogasanlagen anzureizen, hat der Gesetzgeber den Fördermechanismus der „Flexibilitätsprämie“ bzw. des „Flexibilitätszuschlages“ im EEG 2012 eingeführt. Die Flexibilitätsprämie bzw. der Flexibilitätszuschlag werden zusätzlich zum Börsenpreis und der gleitenden Marktprämie gewährt, wenn die notwendigen technischen Anforderungen erfüllt sind. Hierbei wird nach Bestands- und Neuanlagen differenziert:

- a) Die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen fördert die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (§ 50b EEG 2017), von Anlagen, die vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden.

Die jährliche Flexibilitätsprämie berechnet sich nach dem EEG folgendermaßen:

$$P_{\text{Bem}} = \frac{\text{Jahresarbeit}}{8760 \text{ h/a}} \quad [\text{kW}_{\text{el}}] \quad \text{Formel 5-1}$$

$$\text{Flexibilitätsprämie} = (P_{\text{inst}} - (P_{\text{Bem}} \times 1,1)) \times 130 \text{ €/}(\text{kW}_{\text{el}} \times \text{a}) \quad \text{Formel 5-2}$$

Für die Inanspruchnahme der Flexprämie muss als Untergrenze die installierte Leistung mindestens das 1,1-fache (Korrekturfaktor für Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung) der Bemessungsleistung und andererseits als Obergrenze die Bemessungsleistung mindestens das 0,2-fache der installierten Leistung betragen. Zur Ermittlung der maßgeblichen „zusätzlich bereitgestellten Leistung“ ( $P_{\text{zusatz}}$ ) wird die Bemessungsleistung mit dem Korrekturfaktor für die Auslastung der Anlage multipliziert und dieses Produkt anschließend von der installierten Leistung subtrahiert.

Der Korrekturfaktor beträgt für Biogasanlagen 1,1 und für Biomethan-BHKW-Anlagen 1,6. Die Höhe der jährlichen Flexibilitätsprämie beträgt 130 €/kW zusätzlich bereitgestellter Leistung (i. S. d. EEG) pro Jahr. Die Flexibilitätsprämie wird für die Dauer von 10 Jahre gewährt.

- b) Der Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen fördert die Bereitstellung von Leistung für Anlagen, die ab dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden.

Der jährliche Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen berechnet sich nach dem EEG folgendermaßen:

$$\text{Flexibilitätszuschlag} = P_{\text{inst}} \times 40 \text{ €/}(\text{kW} \times \text{a}) \quad \text{Formel 5-3}$$

Der Flexibilitätszuschlag wird für Biogas- und Biomethan-BHKW mit einer installierten Leistung über 100 kW<sub>el</sub> gewährt. Die Höhe des jährlichen Flexibilitätszuschlags (Kapazitätzuschlag) beträgt 40 € je installiertem Kilowatt und wird über die gesamte Förderdauer von 20 Jahren garantiert. Bedingung hierfür ist, dass die Anlage in Summe maximal nur 50% der installierten Leistung im Jahresverlauf ausgelastet und vergütet wird ( $P_{\text{Bem}} < 0,5 \times P_{\text{inst}}$ ).

### 5.1.3.4 Erlöse aus Systemdienstleistungen (SDL)

Unter dem Begriff Systemdienstleistungen wird eine Summe von Maßnahmen zusammengefasst, die einen sicheren Betrieb der Stromübertragung und somit die Versorgungssicherheit gewährleisten. Dazu zählen nach der dena-Studie 2014 (Agricola et al. 2014) die Frequenzhaltung, dynamische und statische Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau nach Störungen und Betriebsführung (inkl. Engpassmanagement und Redispatch). Übertragungsnetzbetreiber haben dafür festgelegte Methoden und Produkte, um die Systemdienstleistungen vorzuhalten, ggf. abzurufen und abzurechnen.

Tabelle 5-1: Übersicht der Systemdienstleistungen (eigene Darstellung nach dena 2014)

Systemdienstleistung	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung
Produkte/Maßnahmen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Momentanreserve</li> <li>• Regelleistung</li> <li>• Zu-/Abschaltbare Lasten</li> <li>• Frequenzabhängiger Lastabwurf</li> <li>• Wirkleistungsreduktion bei Über-/Unterfrequenz (EE- und KWK-Anlagen)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bereitstellung von Blindleistung</li> <li>• Spannungsbedingter Redispatch</li> <li>• Spannungsbedingter Lastabwurf</li> <li>• Bereitstellung von Kurzschlussleistung</li> <li>• Spannungsregelung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schaltmaßnahmen zur Störungseingrenzung</li> <li>• Koordinierte Inbetriebnahme von Einspeisern und Teilnetzen mit Last</li> <li>• Schwarzstartfähigkeit von Erzeugern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzanalyse, Monitoring</li> <li>• Engpassmanagement</li> <li>• Einspeisemanagement</li> <li>• Koordination der Erbringung von SDL Netzebenen übergreifend</li> <li>• Leistungsbedingter Redispatch</li> </ul>

Alle die in Tabelle 5-1 aufgeführten Systemdienstleistungen liefern einen Beitrag zur Systemsicherheit und haben somit einen volkswirtschaftlichen Wert für das Energiesystem. Jedoch stehen derzeit für Bioenergieanlagen nur im Bereich der Regelleistung betriebswirtschaftlich relevante Produkte zur Verfügung, da die Bereitstellung dieser SDL marktwirtschaftlich organisiert ist und Bioenergieanlagen der entsprechende Zugang zu diesem Markt ermöglicht wurde.

Regelleistung wird durch Übertragungsnetzbetreiber zur Frequenzhaltung bei Lastungleichgewichten abgerufen. Für eine stabile Netzfrequenz muss die Netzlast in jedem Moment

genau der Erzeugungsleistung entsprechen. Regelleistung (Primär- und Sekundärleistung, Minutenreserve) ist für die Flexibilitätsbereitstellung der Bioenergie entscheidend. Die Produkte sind in Kapitel 5.1.1 genauer dargestellt.

Die Leistungspreise für Minutenreserve sind in den letzten Jahren stark zurückgegangen (Gruber et al. 2016). Die Preise für das anspruchsvollere Produkt Sekundärregelleistung sind ebenfalls gesunken, liegen für positive Leistung jedoch durchschnittlich auf einem höheren Niveau (Gruber et al. 2016). Zu beobachten sind zukünftige Veränderungen zur Öffnung und weiteren Flexibilisierung (kürzere Intervalle, kleinere Lose) der Regelleistungsmärkte. Aktuell werden verschiedene Ansätze in Gremien diskutiert, die zu einer Marktveränderung führen könnten (Gruber et al. 2016). Zuletzt wurden im Jahr 2018 die Ausschreibungsmodalitäten für Regelleistung geändert (Stichwort: Mischpreisverfahren). In der Folge sind die erzielbaren Erlöse stark zurück gegangen (Michaela Plazzo 2018).

Für andere Systemdienstleistungen gibt es derzeit keine Erlösmöglichkeiten. Es wird aber aktuell über Finanzierungsmodelle für die Systemdienstleistungen Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau diskutiert (dena 2017).

#### 5.1.3.5 Smart Markets

Im Rahmen des Engpassmanagements kommt es durch das Einspeisemanagement zur Abregelung von EE, welche häufig durch Engpässe im Übertragungsnetz (horizontale Netzengpässe) aber auch durch Netzengpässe im Verteilnetz (oft vertikale Netzengpässe) begründet sind. Dies führt aktuell aber auch in Zukunft zu Ausfallarbeit bei den Erneuerbaren Erzeuger (Strommengen die keiner Nutzung zugeführt werden können). So genannte „Smart Markets“ könnten zukünftig ggf. eine marktwirtschaftliche Lösung bieten, das ansonsten notwendige Einspeisemanagement zu verhindern bzw. zu reduzieren, und somit die Ausfallarbeit abzusenden und damit zusätzliche EE-Strommengen nutzbar zu machen. Die Idee ist dabei, zu Zeitpunkten mit Netzengpässen, in nachgelagerten Netzclustern einen regionalen Markt zuzulassen, in dem ansonsten abgeregelte Energiemengen sinnvoll genutzt werden können (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017). In diesen „Smart Markets“ könnten neue Erlösquellen für flexible Bioenergieanlagen entstehen (Holzhammer und Mast 2018).

#### 5.1.3.6 „Wärmemarkt“

Für Betreiber von z. B. Biogasanlagen ergibt sich durch die Vermarktung von Wärme an externe Abnehmer eine zusätzliche Einnahmequelle. Wärmemärkte sind auf Grund der geringen Transportwürdigkeit von Wärme im Gegensatz zum Strommarkt lokal organisiert. Die Wärmepreise werden dort von spezifischen Faktoren der Einzelanlage, dem Distributionssystem und der jeweiligen Wärmesenke bestimmt. Der Wärmegestehungspreis ab Anlage macht dabei nur einen geringen Anteil aus. Für den Endkundenpreis kommen noch zusätzliche Betriebskosten z. B. Strom für die Pumpen, Deckung der Wärmeverluste, Abschreibung, Wartung und Instandhaltung des Netzes und weiteren hydraulischen Komponenten (Wärmespeicher, Wärmetauscher, Übergabestationen, usw.) hinzu.

Die Wärmebereitstellung wird nach dem Wärmebedarf im Jahresverlauf angefordert und steht somit z. T. im Zielkonflikt mit der flexiblen Stromerzeugung, da Strompreisprofil und Wärmelastprofil nicht immer kongruent sind. Bei Anlagen mit hohem KWK-Nutzungsgrad ist das Potential, gleichzeitig die Flexibilität am Strommarkt zu bedienen, dadurch einge-

schränkt. Eine Lösungsmöglichkeit dieser Problematik liegt in der Entkopplung von Strom- und Wärmebereitstellung. Dies kann durch die Installation eines Wärmespeichers und/oder Spitzenlastkessels zur zeitlichen Entkopplung erfolgen. Die Realisierung entsprechender technischer Lösungen bietet die Option, den Wärmebedarf zu decken ohne auf die zusätzlichen Einnahmen aus einem flexiblen stromgeführten Anlagenbetrieb zu verzichten. Dem gegenüber sind aber auch immer die notwendigen zusätzlichen Investitionen für Speicher und andere Komponenten mit abzuwägen.

Perspektivisch besteht außerdem die Möglichkeit, durch den Einsatz von Power-to-X-Modulen sehr günstigen Strom oder Strommengen mit negativen Preisen in den Gas-, Wärme- oder Verkehrssektor zu überführen. Diese Option ist aktuell noch nicht betriebswirtschaftlich rentabel, da auf die bezogenen Strommengen unterschiedliche Abgaben anfallen und die Zeiten in denen das Stromangebot im Vergleich zum Bedarfs sehr hoch ausfällt noch relativ selten vorkommen, so dass solche Anlagen nur relativ wenig ausgelastet würden.

#### 5.1.4 Adäquate Abbildung der Bioenergie in Energiesystem- oder Energiemarktmodellen

Die Analyse der Bioenergie in einem systemischen Kontext erfordert den Einsatz von Energiesystemmodellen oder Energiemarktmodellen. Nur so können Aussagen über die künftige Rolle und Wertigkeit der Bioenergie im Kontext eines Energiesystems getroffen werden. Dabei soll die Bioenergie und ihr Einsatz in Hinblick auf die Erreichung energiepolitischer Ziele und unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit anderen Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen sowie systematischer intersektoraler Verflechtungen mit den Versorgungsbereichen Wärme und Mobilität untersucht werden.

In Anlehnung an (Sun 2013) können solche Modelle u. a. nach folgenden Kriterien klassifiziert werden:

- a) **Abbildungsumfang.** Energiesystemmodelle beziehen sich begrifflich auf das gesamte Energiesystem und bilden dieses ausgehend von der Bereitstellung von fossilen und erneuerbaren Primärenergien bis zum Einsatz der Nutzenergien ab. Mit solchen Modellen können je nach Modellstruktur die langfristige Entwicklung des Energiesystems ganzheitlich und unter Berücksichtigung des Einsatzes von Bioenergie und weiterer EE, oder regionale und sektorale Wechselwirkungen untersucht werden. Wird der Elektrizitätsmarkt isoliert modelliert, dann handelt es sich um Elektrizitätsmarktmodelle. Diese können z. B. für politische Entscheidungen hinsichtlich der Ausgestaltung energie- und klimapolitischer Maßnahmen dienen, unter Berücksichtigung des Einsatzes von Biomasse zur Stromerzeugung. Modellanalysen des Energiesystems können – territorial betrachtet – kommunale Quartiersebenen bis hin zu mehreren Ländern oder Kontinenten, abdecken. Mit dem Kriterium des Abbildungsumfanges verbunden ist auch eine - je nach Fragestellung - mehr oder weniger detailliert erforderliche räumliche und zeitliche Auflösung der Modelle.
- b) **Modellierungsansatz.** Um die Eigenschaften und Abhängigkeiten in einem (komplexen) System adäquat abzubilden, können grundsätzlich sehr verschiedene Modellierungsansätze herangezogen werden. Fundamentalmodelle bilden die Kraftwerke blockscharf

ab. Sie dienen dazu, Aussagen zum optimalen Einsatz und zum (Kapazitäts-) Zubau des Anlagenparks erarbeiten zu können (bottom-up-Ansatz). Das Verhalten unterschiedlicher Akteure im Energiesystem wird in solchen Fundamentalmodellen häufig nicht berücksichtigt. Hierfür können agentenbasierte Modelle herangezogen oder ggf. auch mit Fundamentalmodellen gekoppelt werden.

- c) **Lösungsverfahren.** Die Lösungsverfahren unterscheiden zwischen zwei Modelltypen, deren Zielsetzung sehr unterschiedlich ist. Mit einem Optimierungsmodell soll die Frage beantwortet werden, wie unter Berücksichtigung vieler (z.T. gegensätzlicher) Parameter ein im Hinblick auf ein Ziel optimales Ergebnis erzielt werden kann. Die Ziele können eine Kostenminimierung, Produktionsmaximierung oder Emissionsminderung sein. So können der unter Gesamtsystemkosten optimale Einsatz und (Kapazitäts-) Zubau von Bioenergieträgern im Verbund mit anderen Energieträgern oder auch die optimalen Anteile an Bioenergieanlagen für die Stromversorgung bei einem entsprechenden Beitrag von Biomasse-KWK zur Wärmeversorgung in Deutschland ermittelt werden. Mit einem Simulationsmodell werden verschiedene Lösungsalternativen verglichen oder der Beitrag der Bioenergie zur Energieversorgung durchgespielt und Konsequenzen ermittelt. Bei Optimierungsmodellen ist eine Zielfunktion zu definieren, wohingegen bei Simulationsmodellen eine solche einheitliche Zielfunktion nicht vorab bestimmt werden muss.

In den **übergreifenden Energiesystemstudien** werden die technischen Möglichkeiten der Bioenergie, fluktuierende EE auszugleichen, meist nur vereinfacht und generalisierend abgebildet. Es werden der Ausbau von Wind und PV als fluktuierende Energiequellen untersucht und verschiedene Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich resultierender Schwankungen analysiert (z. B. Kirchner et al. 2016, Gerhardt et al. 2015, Krzikalla et al. 2013, Nitsch et al. 2012, Holzhammer et al. 2017). Die Bioenergie wird in den Szenarien meist als Grundlastband oder stark vereinfacht als Flexibilität oder z. B. durch Fokussierung auf wenige Umwandlungspfade und damit nicht differenziert berücksichtigt (z. B. Holzheizkraftwerke oder Biogasanlagen mit Aufbereitung zu Biomethan (Elsner et al. 2015). Dies greift aus Sicht der energetischen Biomassenutzung zu kurz, da die Wertigkeit der technologischen Vielfalt und ergebnisbestimmende Faktoren wie Flexibilisierung, Aufbereitung, Kraft-Wärme-Kopplung und die technische Verfügbarkeit dadurch vernachlässigt werden.

Eine detaillierte Abbildung der Bioenergie mit ihren technischen Möglichkeiten zur Flexibilisierung wird in wenigen Energiesystemstudien bzw. speziellen **Bioenergie-Systemstudien** vorgenommen (z. B. Thrän und Pfeiffer 2015). Diese lassen aber meist andere Flexibilitäts- und Technologieoptionen außen vor oder setzen eine bestimmte Struktur des Energieversorgungssystems voraus. Eine Wechselwirkung mit den anderen Flexibilitätsoptionen wird meist nicht berücksichtigt, wodurch nicht klar wird, welche Rolle die Bioenergie aus System Sicht übernehmen soll. Im Rahmen der Arbeit von Eltrop et al. 2015, Fleischer 2019 wurden in einem ersten Ansatz sowohl der optimale flexible Betrieb als auch das Zubau-Optimum von Bioenergieanlagen unter Berücksichtigung weiterer Flexibilitätsoptionen wie Speicher, Lastmanagement und Einspeisemanagement hinsichtlich einer Minimierung der Systemgesamtkosten auf regionaler und nationaler Ebene vergleichend analysiert und bewertet. Die Studie zeigt einen positiven Einfluss flexibler Betriebsweisen von Bioenergieanlagen auf das Versorgungssystem. Eine umfassende Einbindung verschiedener Bioenergie-

technologien sowie die Analyse der Wechselwirkungen mit anderen Flexibilitätsoptionen wurden dabei mindestens ansatzweise realisiert.

Um die Bioenergie in Energiesystemmodellen adäquat und nachvollziehbar zu berücksichtigen, sind methodische Standards erforderlich (vgl. auch Holzhammer 2015 und Fleischer 2017). Nachfolgend wird vereinfacht unterschieden zwischen Standards mit Blick auf:

- die modelltechnische Implementierung der Bioenergie in Energiesystemmodelle (siehe Abbildung 5-5) und
- die analytische Vorgehensweise bei der Ermittlung der Wertigkeit der Bioenergie.

**Erste Empfehlungen für Standards zur modelltechnischen Implementierung** der Bioenergie in Energiesystemmodelle umfassen zum Beispiel:

- Standards mit Blick auf die Eignung von Modellansätzen in Abhängigkeit der zu beantwortenden Fragestellung für den Einsatz und die Bereitstellung von Bioenergie im Energiesystem (Abbildungsumfang, Modellierungsansatz, Lösungsrahmen, aber auch sektorale Zusammenhänge, räumliche und zeitliche Auflösung, Systemgrenzen)



Abbildung 5-5: Standards für die adäquate Abbildung der Bioenergie in Energiesystemmodellen (IER und THI)

- b) Standards in Hinblick auf erforderliches Technologiespektrum und Detailgrad bei der Abbildung der Technologien im Modell, insbesondere in Abhängigkeit der zu beantwortenden Fragestellung<sup>3</sup>
- Bioenergietechnologien (Biomassesubstrate/-potenziale, Konversionspfade, Produkte) und Detailtiefe (z. B. „Biomasse vereinfacht abgebildet“, „Biomasse komplex abgebildet“)
  - Konkurrierende Flexibilitätsoptionen (technische und ökonomische Parameter) und Kennwerte zur Kennzeichnung ihres Einflusses auf das Modellergebnis anhand von Sensitivitätsbetrachtungen (Interaktionen, Wechselwirkungen)
  - Existierender Kraftwerkspark (technische und ökonomische Parameter), Investitionen in konventionelle Kraftwerke und in EE-Anlagen, Einspeisung fluktuierender EE (fEE)
- c) Standards zur Dokumentation der Technologieoptionen und Datenherkunft und zur Frage, wie die Beschreibung des verwendeten Modellansatzes und eine Dokumentation der Datenherkunft nachvollziehbar und transparent erfolgen kann.

**Erste Empfehlungen für Standards zur analytischen Vorgehensweise** bei der Ermittlung der Wertigkeit der Bioenergie beinhalten zum Beispiel:

- a) Standards mit Blick auf Szenarienbildung: ceteris paribus Klausel d. h. Wirkungsanalyse „unter sonst gleichen Bedingungen“, d. h. nur einzelne Faktoren ändern sich. Nur so werden Effekte dieser Parameteränderungen sichtbar.
- b) Standards zur analytischen Herleitung der Wertigkeit der Bioenergie:
- Festlegung und Definition von Parametern, Bewertungsgrößen und Vergleichsgrößen zur Ermittlung der Wertigkeit (z. B. Gesamtsystemkosten, Kosten der Systemintegration, Monetarisierung des Nutzens von Flexibilität, KWK und der technischen Verfügbarkeit von Bioenergieanlagen)
  - Vergleichssysteme zur Bewertung: Um die Rolle der Bioenergie zu bewerten, ist bei gleichen Zielrestriktionen (EE-Anteile und CO<sub>2</sub>-Ziele) eine Betrachtung mit/ ohne Bioenergie durchzuführen und die Ergebnisse anschließend zu vergleichen (Systeme mit und Systeme ohne Bioenergie). Weiterhin Vergleich z. B. auf Basis von Systemgesamtkosten anstatt auf Basis von Stromgestehungskosten
- c) Standards zur Dokumentation und Begründung der getroffenen Annahmen, Szenarien, Ergebnisse und Sensitivitäten: So ist z. B. anhand von Sensitivitätsanalysen die Robustheit der Ergebnisse über die systemische Interaktion flexibler Bioenergieanlagen mit anderen Flexibilitätsoptionen zu untersuchen und zu dokumentieren (Konkurrenzanalyse durch Variation der Flexibilitätsoptionen)

<sup>3</sup> Diese Standards wurden gemeinsam mit den Expert\*innen in Workshops des Projektes OptiSys „Modellierung trifft Praxis“ erarbeitet (FKZ O3KB129).

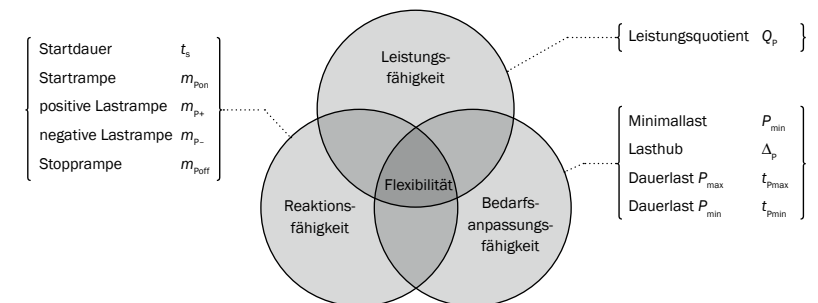
## 5.2 Technische Beschreibung von Flexibilität auf der Anlagenebene

Im Folgenden Kapitel soll die technische Beschreibung von Flexibilität auf der Anlagenebene erfolgen, wobei vorrangig Anlagen zur Stromerzeugung oder KWK-Anlagen adressiert werden, da im Stromsystem der Bedarf für Flexibilitätsoptionen als am vordringlichsten eingeschätzt wird (vgl. Kap. 5.1 & Kondziella und Bruckner 2016). Die für die Beschreibung der Flexibilität genutzten Aspekte nach Holzhammer 2016a sowie der Indikatoren nach Dotzauer et al. 2019 sollen grundsätzlich auch auf andere flexible Kapazitäten anwendbar sein.

Die Beschreibung orientiert sich an den im vorherigen Kapitel beschriebenen systemischen Anforderungen und liefert vergleichbare Informationen zur qualitativen Bewertung der Art und des Umfangs der Flexibilität in Form eines aggregierten Bewertungsansatzes. Darauf aufbauen lassen sich anhand bestehender technischer Kennzahlen quantitative Indikatoren ableiten, die die Aspekte der Flexibilität detaillierter beschreiben. Beide Vorgehensweisen sollen dabei sowohl für praktische Fragestellungen an der einzelnen Anlage, aber auch für die Vielzahl von Technologien vergleichend anwendbar sein.

### 5.2.1 Aggregierte Beschreibung der Flexibilität für technologieübergreifende Bewertungsansätze

Zunächst wird ein aggregierter und somit stärker qualitativ orientierter Bewertungsansatz beschrieben, der die Systemanforderungen aufgreift, aber nicht unabdingbar die Berechnung detaillierter Kennwerte für eine Einordnung erfordert. Eine detaillierte Beschreibung setzt voraus, dass die jeweiligen Technologien technisch gut beschrieben und die für die Berechnung notwendigen Einflussgrößen bekannt sind. Für neuartige Technologien liegen solche Informationen nicht immer in der notwendigen Detailtiefe vor. Mit dem Fokus auf flexible Biogasanlagen und Biomethan-BHKWs wurden in (Holzhammer 2016a) die folgenden drei Eigenschaften der **Flexibilität** zur Bewertung der Flexibilitätsoption definiert: *Volllaststunden*, *Reaktionsfähigkeit* und *Bedarfsberücksichtigung*. Da diese Definition von Flexi-



**Abbildung 5-6:** Aggregierte Aspekte der Flexibilität von steuerbaren Bioenergieanlagen verändert nach Holzhammer 2016b sowie der dazu gehörigen quantitativen Indikatoren

bilität auf Basis von Biogas- und Biomethan-BHKW-Anlagen erarbeitet wurde, wurde das Konzept von Holzhammer in (Selleneit et al. 2019) für die technologieübergreifende Anwendung modifiziert und in die drei Aspekte **Leistungsfähigkeit**, **Reaktionsfähigkeit** und **Bedarfsanpassungsfähigkeit** eingeteilt. Diese Aspekte der Flexibilität sind in Abbildung 5-6 dargestellt. Somit wurden technologiespezifische Eigenschaften aufgegriffen und für eine einheitliche, zweckorientierte und übergreifende Benennung der technischen Aspekte hinsichtlich der Fähigkeiten einer Technologie Flexibilität bereit zu stellen weiterentwickelt.

Mit diesen drei Aspekten zur Beschreibung von Flexibilität können Aussagen über die Qualität der Flexibilität verschiedener Technologien in aggregierter Form – auch ohne die genaue Festlegung von exakten Kennzahlen – getroffen werden. Diese dient als Grundlage für eine erste Einordnung von Flexibilitätsoptionen und als Basis für die weitere detaillierte Beschreibung mit einer umfangreichen Anzahl von Indikatoren.

Die **Leistungsfähigkeit** ist die Grundvoraussetzung für die mittel- und langfristige Flexibilität einer Anlage:

Sie garantiert den notwendigen Spielraum für eine bedarfsangepasste Betriebsweise und benennt deren Potential. Die Leistungsfähigkeit beschreibt die Fähigkeit über welchen Zeitraum die maximale elektrische Leistung im Jahr bereitgestellt werden kann. Die Leistungsfähigkeit wird notwendiger Weise auf unterschiedlichste Art begründet und durch Stillstandzeiten begrenzt. Durch die Leistungsfähigkeit (z. B. im BHKW-Bereich auch als Volllaststunden bezeichnet), kann die Zeit beschrieben werden, welche die einzelne Flexibilitätsoption bezogen auf die maximale (Nenn-)Leistung in der Jahressumme maximal bereitstehen kann. Die Leistungsfähigkeit ist stark von der Flexibilitätsoption selbst, deren technischen Ausführung und deren technische Einbindung in das Energiesystem abhängig.

Kurz: Leistungsfähigkeit benennt den Zeitraum innerhalb dessen die maximale Nennleistung im Jahresverlauf aktiv sein kann.

Die **Reaktionsfähigkeit** ist zu aller erst durch die Start-Stopp-Charakteristik einer Technologie und der Änderungsgeschwindigkeit beschreibbar. Sie stellt die Fähigkeit dar, auf schwankende Anforderungen reagieren zu können. Die elektrischen Kapazitäten müssen im Stromsystem in Zukunft immer präziser auf zeitliche Bedarfsänderungen reagieren können, um die steigende Volatilität der Residuallast sicher und effizient zu bedienen. Die Reaktionsfähigkeit beschreibt entsprechende Leistungsänderungsgradienten, mit welcher Hysterese und Geschwindigkeit auf die Anforderung von Bedarfsänderungen reagiert werden kann.

Kurz: Reaktionsfähigkeit ist die Fähigkeit, auf die Veränderung des Bedarfs mittels Änderung der Leistung zu reagieren.

Die **Bedarfsanpassungsfähigkeit** beschreibt die Fähigkeit, auf Bedarfsschwankungen über einen bestimmten Zeitraum zu reagieren und entsprechend dafür notwendige Stillstandzeiten und Erzeugungszeiten zusammenhängend realisieren zu können. Es kann zwischen der Berücksichtigung des residualen Bedarfs (Bedarfsberücksichtigung) im Tagesverlauf (stark geprägt von PV-Stromproduktion), im Bereich zwischen einem Tag und einer Woche (stark geprägt von Strombedarf im Wochenverlauf), sowie über saisonale Schwankungen im Jahresverlauf (geprägt von Strombedarfsverlauf im Jahr, sowie fluktuierender Erzeugung im Jahresverlauf) in der Fahrplannerstellung unterschieden werden. Durch diese Betrachtungsweise wird die Fähigkeit der minimalen und maximalen Dauer der Leistungsabgabe bzw. -aufnahme einer Flexibilitätsoption berücksichtigt. Die Speicherkapazität, Minimallast und die hieraus resultierende Leistungsbandbreite sind dabei wichtige Begrenzungsfaktoren.

Kurz: Bedarfsanpassungsfähigkeit ist die Fähigkeit, Stillstandzeiten und Stromproduktions- sowie Stromaufnahmezeiten am Stück zu realisieren.

**Tabelle 5-2:** Bewertung ausgewählter Flexibilitätsoptionen und deren technisches Potential; +++++: sehr hohe technische Fähigkeit; ++++: hohe technische Fähigkeit; ++: besitzt Fähigkeiten; +: besitzt Fähigkeiten aber mit Einschränkungen im Jahresverlauf

Technologie	Flexibilität		
	Leistungsfähigkeit	Bedarfsanpassungs-fähigkeit	Reaktionsfähigkeit
BHKW (Biomethan, Erdgas)	++++	++++	++++
Biogas-BHKW	+++	+++	++++
Gasturbine	++++	++++	+++
Elektrischer Speicher	+++	++	++++
E-Fahrzeug	+	+	+
Power-to-Heat	++++	++++	++++
Power-to-Gas	++++	++++	+++

Abbildung 5-6 und Tabelle 5-2 beschreiben die technischen Fähigkeiten ohne Berücksichtigung weiterer Einflussfaktoren wie Kosten, Verfügbarkeit, Emissionen und Energiepotential, sowie Einbindung in das Energiesystem und Teillastfähigkeit. Zur umfänglichen Bewertung der Technologien ist die detaillierte Berücksichtigung dieser Faktoren, insbesondere der Kostenfaktoren, jedoch unerlässlich.

Die Eigenschaften der flexiblen Bioenergieanlagen werden dazu im Kapitel 5.3 „Ökonomische und ökologische Faktoren bei flexibler Fahrweise“ behandelt.

### 5.2.2 Indikatoren für die technische Beschreibung von flexibler Strombereitstellung

Aufbauend auf den unter 5.2.1 dargestellten qualitativen Aspekten der Flexibilität sollen nachfolgend quantitative Indikatoren beschrieben werden, mit denen sich der Umfang einzelner Technologien zur bedarfsorientierten Strom- und Wärmeerzeugung detaillierter abbilden lässt (Dotzauer et al. 2019). Die Berechnung der Indikatoren setzt dabei voraus, dass die jeweiligen Technologien technisch gut beschrieben und die für die Berechnung notwendigen Einflussgrößen bekannt sind.

Das Flexibilitätspotential einzelner Anlagen hängt dabei von der Anpassungsfähigkeit verschiedener Komponenten und deren Zusammenspiel ab. Um die Frage zu beantworten, welche Faktoren die Flexibilität einer Gesamtanlage beeinflussen, wird eine Auswahl an technischen Indikatoren definiert. Diese Indikatoren leiten sich aus den in Kap. 5.1 beschriebenen Bedarfen der jeweiligen Strom- und Wärmesysteme für spezifische Flexibilitätsanforderungen ab. Die Indikatoren zur Beschreibung der drei Aspekte der Flexibilität werden nachfolgend entsprechend detailliert dargestellt.

Bei der Reaktionsfähigkeit (siehe Abbildung 5-6) wird zwischen der positiven und der negativen Laständerungsgeschwindigkeit ( $m_{p+}$ ,  $m_{p-}$ ) unterschieden, und zusätzlich über die Startrampe ( $m_{pon}$ ) als initialer Startvorgang und die Stopprampe ( $m_{poff}$ ) als finaler Stoppvorgang abgegrenzt. Ergänzend wird hier auch die Startdauer ( $t_s$ ) mit abgebildet, um eine sehr konkrete Kenngröße für den Startvorgang zu setzen.

Als Regelbreite wird vor allem die Differenz zwischen maximaler und minimaler Last ( $\Delta_p$ ) beschrieben. Die Zeitspannen für den kontinuierlichen Hoch- und Niedriglastbereich sind definiert als die jeweils längstens möglichen Zeitspannen in denen der jeweilige Betriebszustand aufrechterhalten werden kann und stellt einen Teil der Bedarfsberücksichtigungsfähigkeit dar. Die maximal möglichen Zeitspannen für den kontinuierlichen Hoch- bzw. Niedriglastbetrieb ( $t_{pmax}$ ,  $t_{pmin}$ ) sind vor allem für Anlagentypen relevant die auf einem zweistufigen Konversionsprozess basieren und die erste Prozessstufe eine andere (hier vor allem niedrigere) Regeldynamik aufweist. Beispielgebend seien hier Biogasanlagen genannt, die das erzeugte Gas direkt verstromen, weil dort die Gasproduktion nicht mit derselben Dynamik moduliert werden kann, wie die Betriebsweise des BHKW.

Weiterhin ist der Leistungsquotient ( $Q_p$ ) als Verhältnis von installierter Leistung und Bemessungsleistung (Durchschnittsleistung im Jahresverlauf) zu nennen und beschreibt die Leistungsfähigkeit.

Das hier beschriebene quantitative Indikatorenset kann gegebenenfalls durch weitere Kennzahlen ergänzt werden, wenn spezifische Fragestellungen adressiert werden, die die dargestellten Indikatoren nicht abdecken. Eine Anpassung bzw. Ergänzung der Indikatoren sollte dann entsprechend reproduzierbar beschrieben werden. Die anlagenspezifischen Indikatoren werden im Folgenden im Detail vorgestellt und in vier Gruppen strukturiert.

I. Laständerungsgeschwindigkeit (Lastrampen): Formel 5-4 bis Formel 5-8

1. Startdauer	$t_s$	[s]
2. Startrampe	$m_{pon} = (P_{min} - P_0) \times P_{inst}^{-1} \times \Delta_t^{-1}$	[%/min]
3. Positive Rampe	$m_{p+} = (P_{inst} - P_{min}) \times P_{inst}^{-1} \times \Delta_t^{-1}$	[%/min]
4. Negative Rampe	$m_{p-} = (P_{inst} - P_{min}) \times P_{inst}^{-1} \times \Delta_t^{-1}$	[%/min]
5. Stopprampe	$m_{poff} = (P_0 - P_{min}) \times P_{inst}^{-1} \times \Delta_t^{-1}$	[%/min]

II. Regelbreite

6. Maximaler Teillasthub (kurz: Teillasthub)	$\Delta_p = (P_{inst} - P_{min}) \times P_{inst}^{-1}$	[%]
7. Minimale Last (if > 0)	$P_{min} = P_{min} \times P_{inst}^{-1}$	[%]

III. Lasterbringungszeiträume

8. Maximale Dauerlastfähigkeit	$t_{pmax}$	[h]
9. Minimale Dauerlastfähigkeit	$t_{pmin}$	[h]

IV. Verhältnis von Leistung und Arbeit: Formel 5-9 und Formel 5-10

10. Leistungsquotient	$Q_p = P_{inst} \times P_{bem}^{-1}$	[-]
-----------------------	--------------------------------------	-----

Die Berechnung der Indikatoren liefert die Grundlage zur technischen Beschreibung flexibler Strombereitstellung z. B. von Biogasanlagen, welche der aggregierte Ansatz aus Kapitel 5.2.1 nicht leistet. Die Indikatoren lassen sich wie unter 5.2.1 in Abbildung 5-6 dargestellt den qualitativen Aspekten zuordnen.

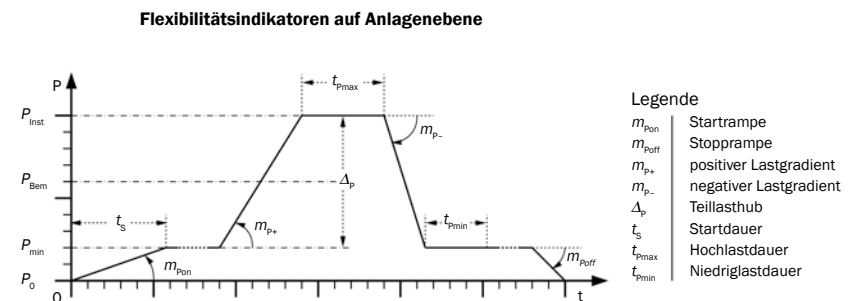


Abbildung 5-7: Illustration der Flexibilitätsindikatoren auf Anlagenebene



### 5.2.3 Beschreibung der einzelnen Parameter im Detail

In Bezug auf die oben genannten Indikatoren ist zu berücksichtigen, dass diese das Verhalten der gesamten Anlage beschreiben und aus dem Zusammenwirken aller Prozessschritte resultieren, wenngleich einige Indikatoren auch auf einzelne Prozessschritte angewendet werden können. Um die übergreifende als auch die separate Anwendung der Indikatoren darzustellen, werden nachfolgend die Indikatoren in drei Gruppen beschrieben und deren limitierende und bestimmende Faktoren dargestellt.

#### Laständerungsgeschwindigkeit

Die Lastwechselgeschwindigkeiten bilden die zeitliche Reaktionsfähigkeit auf wechselnde Lastwechselsituationen ab. In positiver wie in negativer Richtung, können im einfachsten Fall lineare Lastrampen beschrieben werden, die das Verhalten der Gesamtanlage in Bezug auf die Leistungsabgabe des Hauptproduktes (hier Strom oder Wärme) kennzeichnen. Als Beispiel ist die Laständerungsgeschwindigkeit der Strombereitstellung einer Biogasanlage mit Vor Ort Verstromung vor allem durch das BHKW determiniert, weil in diesem Prozessschritt die Strom- (und Wärme) -erzeugung erfolgt, für den die Flexibilitätsanforderungen gestellt werden. Gleichfalls kann auch der Prozess der fermentativen Gaserzeugung Last-rampen aufweisen, die sich aber durch die Pufferwirkung der üblicherweise obligatorisch verbauten Gasspeicher nicht direkt auf die Laständerungsgeschwindigkeit des BHKW auswirken. Im vorliegenden Beispiel gibt es weiterhin einen Unterschied, zwischen Laständerungsgeschwindigkeiten für ein laufendes BHKW ( $m_{p+}$ ,  $m_{p-}$ ) im Teillastbereich oder der Dynamik des BHKW beim Anfahren aus dem Stand ( $m_{Pon}$ ) bzw. dem Abfahren ( $m_{Poff}$ ) des Aggregates. In Abbildung 5-8 ist exemplarisch dargestellt wie sich das An- und Abfahrverhalten eines BHKW gestaltet. Die Berechnung der vier Indikatoren erfolgt im Detail nach den nachstehenden Formeln:

$$t_s = t_{Pmin} - t_{p0} \quad \text{Formel 5-4}$$

$$m_{Pon} = (P_{min} - P_0) \times P_{inst}^{-1} \times \Delta_t^{-1} \quad \text{Formel 5-5}$$

$$m_{Poff} = (P_0 - P_{min}) \times P_{inst}^{-1} \times \Delta_t^{-1} \quad \text{Formel 5-6}$$

$$m_{p+} = (P_{max} - P_{min}) \times P_{inst}^{-1} \times \Delta_t^{-1} \quad \text{Formel 5-7}$$

$$m_{p-} = (P_{min} - P_{inst}) \times P_{inst}^{-1} \times \Delta_t^{-1} \quad \text{Formel 5-8}$$

Zur Berechnung der Laständerungsgeschwindigkeiten werden die Eingangsparameter: Maximallast ( $P_{inst}$ ), Minimallast ( $P_{min}$ ) sowie die erforderliche Zeitspanne ( $\Delta_t$ ) für die jeweilige Laständerung herangezogen. Bei der Abgrenzung zwischen der positiven Laständerungsgeschwindigkeit im Teillastbereich ( $m_{p+}$ ) und einem Startvorgang ( $m_{p0}$ ) ist weiterhin spezifizieren, ob es sich um einen Kalt- oder einen Warmstart handelt. Bei einem Kaltstart erfolgt das Anfahren aus dem Stillstand der Anlage, wobei festgelegt wird, dass diese innerhalb der letzten 15 min nicht in Betrieb war und das jeweilige Aggregat (ohne Warmhaltungsmaßnahmen) nicht mehr auf Betriebstemperatur ist. Startvorgänge, die in einem kürzeren

Abstand auf ein vorheriges Betriebsintervall folgen oder bei Aggregaten, die eine Vorrichtung zur Warmhaltung des Aggregates haben, werden als Warmstart bezeichnet. Im Ergebnis kann für  $m_{p0}$  zwischen  $m_{p0-k}$  (Kaltstarttrampe) und  $m_{p0-w}$  (Warmstarttrampe) unterschieden werden, bzw. analog zwischen Kalt- ( $t_{s-k}$ ) und Warmstartzeit ( $t_{s-w}$ ). Da sich Maßnahmen zur Warmhaltung in der Regel nicht auf die Anfahrgeschwindigkeit, sondern vor allem auf das Verschleißverhalten auswirken, wird hier aus Gründen der Übersichtlichkeit für  $m_{p0}$  und  $t_s$  nicht nach Kalt- und Warmstart unterschieden.

Die negative Lastrampe ( $m_{p-}$ ) beschreibt das Abfahrverhalten von Konversionsaggregaten, wobei vereinfachend angenommen wird, dass es sich wie bei den beiden zuvor genannten Indikatoren für den Anfahrprozess, um einen quasilinearen Leistungsgradienten handelt. In der Praxis kann der reale Lastverlauf gestuft sein oder auch andere nichtlineare Verläufe haben. Die hieraus resultierenden verschiedenen Möglichkeiten lassen sich ohne Linearisierung aber nicht in einen allgemein gehaltenen Indikator übersetzen.

#### Leistungsbereich

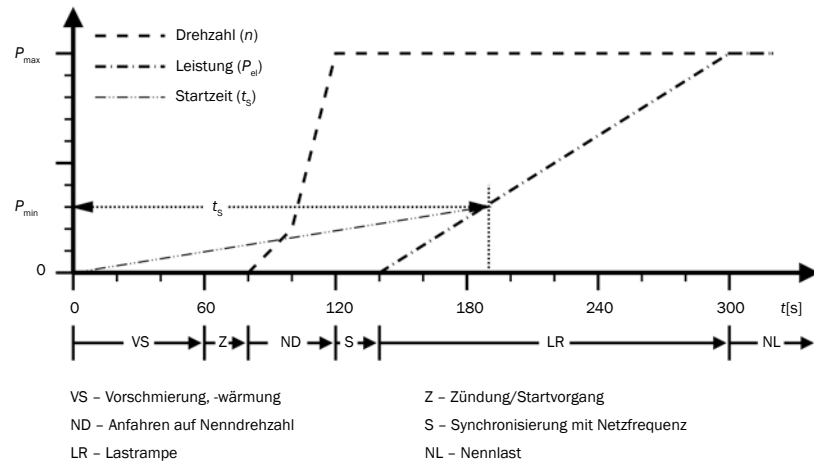
Der maximale (Teil-) Lasthub ( $\Delta_p$ ) ist ein Indikator, der die Differenz zwischen maximaler und minimaler Last beschreibt und damit die Regelbreite im Teillastbereich darstellt. Um noch einmal das Beispiel einer Biogasanlage heran zu ziehen, hängt der Teillasthub der Gesamtanlage von der technischen Ausstattung der Anlage ab. Je nach Setzung der Systemgrenzen, spielt bei Anlagen mit mehreren BHKW, wenn diese als Anlagenverbund betrachtet werden zudem die Betriebsweise eine Rolle, auch wenn es sicher hierbei im engeren Sinne nicht um eine technische Eigenschaft handelt. Es kann dann zum einen zwischen partieller Flexibilisierung, bei der nur ein Teil der Aggregate flexibel betrieben wird, und vollständiger Flexibilisierung bei der alle BHKW synchron wie eine virtuelle Gesamtanlage geschaltet werden, unterschieden werden. Im zweiten Fall kann damit bei gleicher Leistungsvorhaltung ein größerer Teillasthub erzeugt werden, da die unflexiblen BHKW im ersten Fall die Minimallast erhöhen würden. Es soll an dieser Stelle auch noch auf einen weiteren Aspekt für Anlagen mit mehreren BHKW hingewiesen werden, der die Art des Teillastverhaltens betrifft. So können Anlagen mit mehreren BHKW-Modulen auch eine diskrete Laststufung durch Takten einzelner Aggregate erzeugen und so mögliche Nachteile der kontinuierlichen Lastanpassung (Wirkungsgradverlust, steigender Methanschluß) vermeiden. Hier sind allerdings häufigere Startvorgänge bei Lastwechseln erforderlich, die bei kontinuierlicher Lastanpassung nicht erforderlich sind und ihrerseits den Verschleiß und den Methanschluß begünstigen können.

#### Der Leistungsquotient ( $Q_p$ )

Der Leistungsquotient ( $Q_p$ ) beschreibt das Verhältnis zwischen installierter Leistung und Bemessungsleistung. Für diesen Indikator, der gemeinhin auch als „Überbauung“ bezeichnet wird, ist zu berücksichtigen, dass dieser keine technisch fest definierte Größe ist, da die Bemessungsleistung vom Betrieb über das betreffende Kalenderjahr (Vollbenutzungsstunden vbh) abhängt und damit bei gleichbleibender technischer Auslegung erheblich schwanken kann.

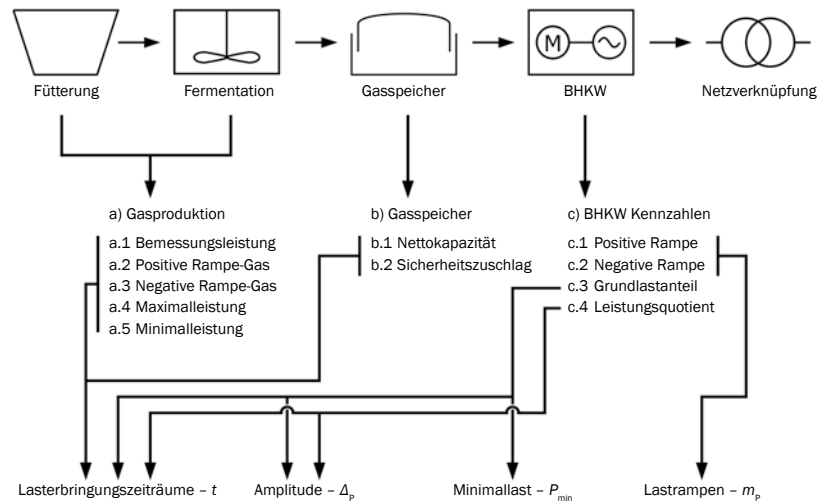
$$Q_p = P_{inst} / P_{Bem} \quad \text{Formel 5-9}$$

$$vbh = 8.760 \times Q_p^{-1} \quad \text{Formel 5-10}$$



**Abbildung 5-8:** Trendaufzeichnung der Start-Leistung /Drehzahl für ein BHKW, Quelle: Eigene Abbildung in Anlehnung an Schnell Motoren AG

#### Einfluss und Wechselwirkung am Beispiel Biogas mit Vor-Ort-Verstromung



**Abbildung 5-9:** Generalisierte Wechselwirkungen auf die zweistufige Konversionskette einer Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung

#### Dauerlastfähigkeit

Die Dauerlastfähigkeit für die maximale ( $t_{P_{inst}}$ ) sowie für die minimale Last ( $t_{P_{min}}$ ) hängt von unterschiedlichen Faktoren ab. Je nach Konversionstechnologie spielt es dabei vor allem eine Rolle, ob die Konversion mehrstufig erfolgt und wie gut sich die Dynamik aller Prozessstufen synchronisieren lässt, oder durch einen Zwischenspeicher die Konversionsschritte entkoppelbar sind. Bei einem Holzheizkraftwerk mit Dampfturbine hängt die Dauerlastfähigkeit davon ab, wie gut Kessel- und Turbinenleistung parallel gesteuert werden können, oder über welchen Zeitraum ein Dampfspeicher überschüssigen Dampf bei stillstehender Turbine und Weiterbetrieb der Kesselanlage aufnehmen kann. Die Dauerlastfähigkeit wird in solchen Fällen durch die Regelbreite der finalen Konversionsstufe, der Speichergröße und der Regelfähigkeit des/der vorgelagerten Konversionsschritte/s determiniert.

#### Einflussgrößen auf und Wechselwirkungen zwischen den Flexibilitätsindikatoren für zweistufige Konversionsketten

Da die Bereitstellung von Bioenergie häufig in mehrstufigen Prozessschritten erfolgt, sollen nachfolgend anhand von ausgewählten Beispielen die Wechselwirkungen verschiedener Einflussfaktoren auf die Flexibilitätsindikatoren dargestellt werden. Dazu ist in Abbildung 5-9 in generalisierter Form eine zweistufige Prozesskette für die Energiebereitstellung aus Biomasse und die entsprechenden Einflussfaktoren der wesentlichen Prozessschritte auf die Flexibilitätsindikatoren abgebildet. Da sich nicht alle Technologien in gleicher Weise mit diesen Ansatz abbilden lassen, ist in Tabelle 5-3 vereinfacht dargestellt, welche Technologien die dargestellten Prozessschritte umfassen, und wie diese im Einzelfall zuzuordnen sind.

**Tabelle 5-3:** Übersicht für die Ausprägung ausgewählter Technologieoptionen in Bezug auf den zweistufigen Prozesskettenansatz

Technologie	Konversion #1	Intermediat	Speicheroption	Konversion #2
Biogasanlage	Anaerobe Fermentation	Biogas	Membranspeicher	Motor-BHKW
Holzheizkraftwerk	Kessel	Dampf	Dampfspeicher	Dampf-Turbine
Holzvergaser-BHKW	Vergasung	Holzgas	Membranspeicher	Motor-BHKW
Biomethan-BHKW	-	-	Gasnetz (virtuell)	Motor-BHKW

#### 5.2.4 Fallbeispiele für die drei Technologiebereiche

Nachfolgend soll anhand von drei Fallbeispielen dargestellt werden, wie die unter 5.2.1 beschriebenen Indikatoren ermittelt werden und wie diese zur vergleichenden Bewertung unterschiedlicher Technologien genutzt werden können. Damit eine große technologische Bandbreite abgedeckt wird, wurde je ein Fallbeispiel aus dem Technologiebereich Verbrennung, Biomassevergasung mit KWK-Nutzung und Biogaserzeugung mit KWK-Nutzung ausgewählt. Es sei aber noch einmal explizit darauf hingewiesen, dass die Anwendung der Flexibilisierungs-Indikatoren ausschließlich die Betriebsflexibilisierung für die Erzeugung von Strom und Wärme adressieren und Aspekte der Brennstoff- und Produktflexibilität im

Sinne einer Variabilität für verschiedene Einsatzstoffe oder in Bezug auf das Produktspektrum hier nicht abgedeckt werden.

### Technologiebereich Verbrennung

Als Fallbeispiel für die Verbrennung soll exemplarisch ein Pelletkessel zur Wärmeerzeugung für Heizzwecke dargestellt werden. Der Pelletkessel soll im unteren Leistungsbereich angesiedelt sein und über eine thermische Leistung von 15 kW verfügen. Typischerweise wird ein solcher Kessel in Ein- und Mehrfamilienhäusern zur Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasserbereitung eingesetzt. Der Kessel soll bei jährlich 2.044 Vollbenutzungsstunden mit einem Jahresnutzungsgrad<sup>4</sup> von 0,82 und einem Kesselwirkungsgrad von 90 % betrieben werden. Der Kessel ist im Bereich zwischen 15 kW und 4,5 kW modulierbar und hat damit eine Regelbreite von  $\Delta_p = 10,5 \text{ kW}$  bzw. 70 % der Nennleistung. Eine niedrige Minimallast ist zur Sicherstellung einer hohen Effizienz bei gleichzeitig niedrigen Emissionen notwendig, um den Kessel zu Zeiten geringer Wärmenachfrage seltener zu Takten und somit An- und Abfahrverluste zu vermeiden. Der Kessel, kann unabhängig vom Leistungsniveau, 6 h kontinuierlich betrieben werden, bevor eine automatische Reinigung erfolgt. Unter Vernachlässigung möglicher Bereitstellungsverluste kann der Kessel also maximal 90 kWh am Stück bereitstellen.

In Abhängigkeit der Kesseltemperatur zum Startzeitpunkt kann der Kessel nach 10 bis 40 min mit der Wärmebereitstellung bei  $P_{\min}$  beginnen. Das kontrollierte Abfahren des Kessels aus dem Volllastbetrieb, dauert durch den Abbrand der verbleibenden Brennraumfüllung und der thermischen Trägheit des Gesamtsystems etwa 15 min. Es ergeben sich damit Laständerungsgradienten von  $m_{p+w} = 10\% \cdot \text{min}^{-1}$  für einen „Warmstart“ und bis zu  $m_{p+k} = 2,5\% \cdot \text{min}^{-1}$  für einen „Kaltstart“ sowie  $m_{p-} = 6,7\% \cdot \text{min}^{-1}$  für das kontrollierte Abfahren aus dem Volllastbetrieb. Die Flexibilität des Kessels ist vor allem hinsichtlich der erreichbaren Minimallast und in Abhängigkeit des Gesamtsystems in Bezug auf die erreichbaren Lastgradienten relevant. Da leitungsgebundene Wärmeversorgungssysteme, durch das umgewälzte Wasservolumen in Rohren und Heizkörpern (z. B. ca. 100 L in einem Einfamilienhaus), auch ohne explizite Speicheroptionen eine gewisse Eigenträgheit aufweisen, ist in der Regel eine Regelgeschwindigkeit von  $5\% \cdot \text{min}^{-1}$  bis  $10\% \cdot \text{min}^{-1}$  ausreichend um bedarfsseitige Schwankungen auszugleichen. Wenn das System keinen Wärmespeicher hat, steigt die Bedeutung der Laständerungsgradienten als Indikator für die Fähigkeit des Pelletkessels, auf die Schwankungen der Lastabnahme kurzfristig reagieren zu können.

### Technologiebereich Vergasung

Als Fallbeispiel für die Biomassevergasung mit angeschlossener KWK-Nutzung soll ein Holzvergaser-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 25 kW dienen. Das Gesamtsystem besteht aus einer Vergasereinheit für feste Biomasse mit ca. 120 kW Brennstoffleistung. Davon werden ca. 100 kW als Feuerungswärmeleistung nach Umwandlung in Holzgas an das nachgeschaltete BHKW übergeben. Als Nebenprodukt fällt hier über den Wärmetauscher der Gaskühlung 17 kW thermische Leistung an. Das BHKW stellt aus den 100 kW Feuerungswärmeleistung 25 kW elektrische Energie sowie weitere 60 kW thermische Leistung

<sup>4</sup> Vorschlag Normverfahren nach: BE2020+ Testmethode für den Lastwechsel-Prozess Richtung Jahresnutzungsgrad (Hartmann et al. 2014)

bereit. In Summe ergibt sich damit bezogen auf den Brennstoffeinsatz ein elektrischer Anlagenwirkungsgrad von ungefähr 21% sowie ein thermischer Anlagenwirkungsgrad von 64%. Da für die erste Konversionsstufe der Biomassevergasung ein bestimmtes Temperaturniveau erforderlich ist, ist die Anfahrgeschwindigkeit der Vergasung davon abhängig ob die Vergasung als Kalt- oder Warmstart angefahren wird. Bei Kaltstarts, kann dieser Vorgang zwischen 1,5h bis 3h in Anspruch nehmen ( $t_{s-k}$ ). Bei Warmstarts, die nach kurzzeitigen Stillstandzeiten von maximal 6h zu realisieren sind, kann der Prozess im Vergleich dazu innerhalb von 15min wieder in Gang gesetzt werden ( $t_{s-w}$ ). Da der Vergasungsprozess an bestimmte Prozessbedingungen, hier vor allem ein notwendiges Temperaturniveau, gebunden ist, kann die Vergasungsstufe nur bis zu einer Teillast ( $P_{\min}$ ) von 50% zuverlässig betrieben werden. Neben den technischen Einschränkungen ist im praktischen Betrieb außerdem zu berücksichtigen, dass die heute in Betrieb befindlichen KWK-Anlagen formal im EEG verankert sind, und für einen rentablen Betrieb mit möglichst hoher Auslastung betrieben werden und die Wärmevermarktung in den jeweiligen Betriebskonzepten eine wesentliche Rolle spielt. Wie in Tabelle 5-4 dargestellt, ist daher für die Anlage auch nur ein geringer Leistungsquotient von  $Q_p = 1,25$  vorgesehen, was ungefähr 7.000 Vollbenutzungsstunden entspricht. Die Anlage bietet auf Grund der fehlenden Speicheroption für das erzeugte Holzgas und damit verbunden direkten Koppelung zwischen Gaserzeugung und Gasnutzung eine vergleichsweise träge Regelungsdynamik. Dieser Umstand hat dem gegenüber aber den Vorteil, dass die Anlage andererseits keine zeitlichen Limitierungen ( $t_{p\min}$ ,  $t_{p\max}$ ) für die unterschiedlichen Betriebszustände (Anlage aus, Teil- und Volllast) aufweist und sich somit sehr gut für längerfristige Ausgleichsbedarfe eignen würde.

### Technologiebereich Biogaserzeugung

Als Fallbeispiel für die Biogaserzeugung mit angeschlossener KWK-Nutzung soll eine simulierte Modellbiogasanlage dienen, die über zwei BHKW ( $250 \text{ kW}_{el}$  +  $750 \text{ kW}_{el}$ ), einen Gasspeicher mit ca.  $2.000 \text{ m}^3$  Bruttovolumen (ca.  $6.500 \text{ kWh}$  Stromäquivalent) verfügt und bei  $4.380$  Vollbenutzungsstunden betrieben wird. Die Anlage hat damit genau doppelt so viel installierte Leistung im Verhältnis zu Bemessungsleistung ( $500 \text{ kW}_{el}$ ), der Leistungsquotient  $Q_p$  beträgt damit 2. Es wird davon ausgegangen, dass beide BHKW bis minimal 50% ihre Nennleistung betrieben werden könnten, so dass die Anlage beim Teillastbetrieb des kleineren BHKW minimal  $125 \text{ kW}_{el}$  erzeugt oder ganz heruntergefahren wird.  $P_{\min}$  beträgt damit in diesem Beispiel 12,5% der installierten Leistung. Wenn sämtliche BHKW stillstehen und die Anlage aus dem Stand angefahren werden muss, dauert es ca. 4 min ( $t_s$ ) bis das bzw. die BHKW inkl. Zündung, Netzsynchonisierung und Erreichen der Minimallast durchfahren sind. Anschließend wird das BHKW mit einer Belastungsrampe von 50% der Nennleistung bis auf Maximallast hochgefahren ( $m_{p+}$ ). Das Abfahren des BHKW kann mit einer Lastrampe von ebenfalls  $50\% \cdot \text{min}^{-1}$  erfolgen ( $m_{p-}$ ). Für das hier genutzte Anlagenmodell soll zuerst vereinfacht angenommen werden, dass die Gasproduktion konstant ist und keine gezielte Modulation über Fütterungsmanagement oder andere Maßnahmen zur Steuerung der Gaserzeugung erfolgt. In diesem Fall kann die Anlage mit einem Gasspeicherfüllstand von 100% bis zu 13h bei Volllast ( $t_{p\max}$ ) betrieben werden bzw. maximal 26h keinen Strom einspeisen ( $t_{p\min}$ ), wenn zu Beginn des Stillstandsintervalls der Gasspeicher vollständig entleert wurde. Unter der Annahme, dass an der Anlage eine moderate Modulation der Gasproduktion möglich ist (Regelbreite der Gasproduktion +/- 25% der

mittleren Gasleistung, mit positiver Lastrampe von 20% und negativer Lastrampe 5% der Gasleistung pro Stunde), können die Dauerlastfähigkeiten sowohl bei Hoch- als auch bei Niedriglast deutlich ausgeweitet werden. Unter Anwendung der genannten Parameter könnte die Anlage ihre maximale Laufzeit unter Vollast auf knapp 18h steigern und auch durch vollständige Ausnutzung des Gasspeichervolumens bis zu 52h im Stillstand gehalten werden. Je nach Beschaffenheit des Fermenterdesigns, der Umsetzungskinetik der eingesetzten Rohstoffe und der Art des Fütterungsmanagements sind auch deutlich größere Regelbreiten und steilere Rampen für die Gasproduktion möglich, so dass das hier ein sehr potenter Ansatzpunkt liegt die Flexibilität von Biogasanlagen vor allem in Bezug auf die mittel- bis langfristige Flexibilisierungsindikatoren ( $t_{pmin}$ ,  $t_{pinst}$ ) noch deutlich zu steigern.

### Zusammenfassung der drei Beispieltechnologien

**Tabelle 5-4:** Übersicht der Flexibilitätsindikatoren für drei ausgewählte Beispieltechnologien aus den Bereichen Verbrennung zur Wärmeerzeugung, Vergasung mit stationärer KWK-Nutzung und Biogaserzeugung mit stationärer KWK-Nutzung (hier mit unterstellter konstanter Gasproduktion)

Indikator	Einheit	Verbrennung zur Wärmeerzeugung	Biomassevergasung & stationäre KWK Nutzung	Biogaserzeugung & stationäre KWK Nutzung
$t_s$	[s]	600	$t_{s-w} = 900/t_{s-k} = 5.400-10.800^5$	240
$m_{p+}$	[%*min <sup>-1</sup> ]	2,5-6,7	6,7-10	50
$m_{p-}$	[%*min <sup>-1</sup> ]	7	5-10	50
$\Delta_p$	[%]	67	50	87,5
$Q_p$	-	4,3 <sup>6</sup>	1,25 <sup>7</sup>	2
$P_{min}$	[%]	30	50	12,5
$t_{pinst}$	[h]	6	$\infty$	13
$t_{pmin}$	[h]	6	$\infty$	26

### 5.2.5 Produktflexibilität, Sektorkopplung und stoffliche Nutzung

Da im vorhergehenden Kapitel ausschließlich die produktseitige Flexibilisierung für Strom und zum Teil für Wärme dargestellt wurde, soll nachfolgend diskutiert werden inwiefern auch die Fragen zur Produktflexibilität (als Veränderbarkeit der Outputströme verschiedener Qualitäten), Sektorkopplung und die Optionen für eine stoffliche Nutzung zu beachten sind. Vor allem die methodischen Probleme und der hieraus resultierende Forschungsbedarf sollen dabei beschrieben werden.

Die Produktflexibilität beschreibt die Fähigkeit von Konversionsanlagen gezielt den Ausstoß zwischen unterschiedlichen Produkten zu variieren oder bei der gleichzeitigen Erzeugung

<sup>5</sup>  $t_{s,k}$ : Zeitintervall für einen Kaltstart;  $t_{s,w}$ : Zeitintervall für einen Warmstart

<sup>6</sup> Der Leistungsquotient bezieht sich auf ein Beispieljahr mit 2.044 vbh, da der Heizkessel ein einstufiger Konversionsprozess ist, hat der Leistungsquotient nur eine geringe Bedeutung

<sup>7</sup> Jahresnutzungsgrad größer 80 % entsprechend über 7.000 vbh pro Jahr

verschiedener Produkte die Produktanteile zu verändern (z. B. bei KWK-Anlagen mit variabler Stromkennzahl). Eine echte Variation zwischen verschiedenen Produkten ist für die allermeisten Konversionsanlagen in der Regel nicht möglich, da die Prozessführung und damit die baulichen Anlagen auf das Hauptprodukt hin optimiert sind und der Ausstoß andersartiger Produkte Anpassungen der Konversionstechnologie und der Prozessführung erforderlich machen würden. Eine Steuerung der Produktanteile bei der gleichzeitigen Erzeugung verschiedener Produkte ist aber für einige Technologien bereits heute darstellbar. Beispielsweise können Holzheizkraftwerke mit einer Entnahmekondensationsturbine über die Entnahmerate von Dampf zwischen Mittel- und Niederdruckturbine die Auskoppelung von Wärme bzw. reziprok die Stromproduktion in einer gewissen Bandbreite regeln und damit je nach Bedarf das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmeproduktion (entspricht der Stromkennzahl) variieren.

Der Begriff der Sektorkopplung beschreibt eine holistische Betrachtungsweise der Sektoren Elektrizität, Wärmeversorgung (bzw. Kälte), Verkehr und Industrie, wobei schon die heute übliche Kraft-Wärme-Koppelung als eine Art der Sektorkopplung begriffen werden kann. Im engeren Sinne werden damit aber Konzepte bezeichnet, die Schnittstellen zwischen Sektoren bedienen, die heute wenig bis gar nicht ausgeprägt sind. Ein sehr populäres Beispiel ist die Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan aus Strom über Elektrolyseanlagen. Eine Möglichkeit diese Schnittstelle auf Bioenergieanlagen anzuwenden ist, die Koppelung einer Biomethananlage und der Wasserstoffelektrolyse, wobei das im Rohgas enthaltene CO<sub>2</sub> ganz oder teilweise mit Elektrolysewasserstoff in zusätzliches Methan umgesetzt wird. Ein Bezug zur Flexibilität ergibt sich, wenn die Elektrolyseanlage im Intervallbetrieb zu Zeiten relativ niedriger Residuallasten betrieben wird, da dann im Stromsystem eine gezielte Flexibilisierung auf der Nachfrageseite zusätzliche Stromspitzen verringert bzw. zusätzliche Nachfrage erzeugt werden kann, wenn Überschüsse zu erwarten sind.

Bei zusätzlicher Kopplung von stofflicher und energetischer Nutzung der Biomasse erfolgt beispielsweise innerhalb einer Bioraffinerie die flexible Verlagerung von Energieströmen zwischen den einzelnen Prozessschritten aber auch durch Ausschleusung von Strom- oder Wärme aus dem Gesamtprozess. Durch die Kombination vieler verschiedener Prozessschritte ergeben sich auch in Bezug auf die Flexibilität mögliche Synergieeffekte innerhalb der Bioraffinerie. Durch die prozessbedingten Interdependenzen sind die zu betrachtenden Flexibilisierungsaspekte aber deutlich komplexer ausgeprägt, so dass hier darauf nicht näher eingegangen wird.

Für die nächsten Schritte in der Energiewende ist vor allem im Stromsektor und zunehmend auch im Wärmesektor eine stärkere Integration der Bioenergie zielführend. Die zunehmende Bedeutung von erneuerbarem Strom in den bisher vor allem durch Brennstoffe getragenen Sektoren Wärme und Mobilität sowie der wachsende Anteil fluktuierender Stromerzeuger am Strommix führen zu einem wachsenden Bedarf an Flexibilitätsoptionen, die auch sektorübergreifend organisiert werden können (z. B. Nachfrageflexibilität im Bereich Wärme oder Mobilität zur Unterstützung des Stromsystems). Hier besteht ein weitreichender Forschungsbedarf, um ganzheitliche Lösungsansätze zu entwickeln und Flexibilitätspotentiale dort zu identifizieren wo sie am effektivsten zur Stabilisierung des Gesamtsystems beitragen.

## 5.3 Ökonomische und ökologische Faktoren bei flexibler Fahrweise

### 5.3.1 Ökonomische Faktoren

Der Betrieb von Bioenergieanlagen im Stromsektor war bisher stark grundlastorientiert. Der zunehmende Paradigmenwechsel von der Grundlastproduktion zur bedarfsgerechten Fahrweise birgt neue Herausforderungen und Möglichkeiten über die bisherigen Betriebskonzepte. Um diese erfassen, abbilden und entwickeln zu können, ist die Kenntnis des Einflusses der Flexibilisierung auf die Anlagenkomponenten von Bioenergieanlagen von essentieller Bedeutung. Für die ökonomische Bewertung von Bioenergieanlagen ist davon auszugehen, dass sich durch die Flexibilisierung eine Kosten- und Erlösstruktur ergibt, die deutlich von der bisherigen abweicht. Hierbei ist zu beachten, dass die technologische Machbarkeit einer Flexibilisierung bei einer Konversionstechnologie nicht zwangsläufig die betriebswirtschaftliche Sinnhaftigkeit widerspiegelt. Mehrjährige Erfahrungen zu dieser Thematik liegen bisher nur in geringem Umfang vor. Die folgenden Erläuterungen sind somit ein Versuch durch Definition von Kenngrößen die Thematik besser zu erschließen. Diese erheben jedoch keinen Anspruch auf abschließende Vollständigkeit.

Als gesetzliche Regelung für einen flexiblen Betrieb von Bioenergieanlagen im Stromsektor ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)<sup>8</sup> maßgebend. Hier sind für den Anreiz zur Schaffung der technischen Voraussetzungen für einen flexiblen Anlagenbetrieb seit 2012 eine Flexibilitätsprämie und seit 2014 ein Flexibilitätszuschlag verankert. Dabei ist zu beachten, dass sich diese Anreize ausschließlich auf Biogasanlagen mit Vor-Ort Verstromung und Biomethan-BHKW beziehen. Für die Technologiepfade Biomassevergasung und -verbrennung besteht im Gegensatz dazu kein gesetzlicher Anreiz zur Investition in flexible Kapazitäten. An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass der Begriff der Flexibilität im Sinne des EEG die flexible Bereitstellung von Elektroenergie bezeichnet. Die Brennstoffflexibilität, d. h. die Fähigkeit unterschiedliche Brennstoffe in derselben Anlage einsetzen zu können, hat ebenfalls ökonomische Effekte, weshalb die Brennstoffflexibilität im weiteren Verlauf ansatzweise mit einbezogen wird.

Im Folgenden werden die ökonomischen Kenngrößen wie Kosten und Erlöse in Anlehnung an die VDI 6025 sowie der Einfluss der Flexibilisierung auf diese Kenngrößen erläutert. Darüber hinaus werden Empfehlungen zur sachgerechten Aufteilung der produktspezifischen Kosten bei der gekoppelten Energieproduktion gegeben.

#### Einfluss der Flexibilisierung auf die Kostenstruktur

Nach den VDI-Richtlinien 2067 und VDI 6025 wird für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in kapitalgebundene, verbrauchsgebundene, betriebsgebundene und sonstige (Aus-)Zahlungen differenziert. Die Instandsetzungskosten werden demnach den kapitalgebundenen Kosten zugeteilt und als nichtperiodischer und außerplanmäßiger Einsatz von Kapital zur wieder in Betriebsetzung nach einem Schadensereignis verstanden, wodurch die klare Ab-

<sup>8</sup> Je nach Fassung des EEG greifen hier im Detail unterschiedliche Regelungen. Die ersten Regelungen für den flexiblen Anlagenbetrieb für Biogasanlagen sind im EEG 2014 Abschnitt 5, §§ 52–54 verankert. Folgend wurden diese im EEG 2017 im Unterabschnitt 2 §§ 50–50b übernommen.

grenzung zur Re- oder Zusatzinvestition festgelegt ist. Die Wartung ist demgegenüber zu den betriebsgebundenen Kosten zu zählen und umfasst den periodisch geplanten Einsatz von Kapital und/oder Arbeit zur Erhaltung der Lauffähigkeit der Anlage.

#### Kapitalgebundene Zahlungen

Die kapitalgebundenen Zahlungen setzen sich einerseits aus den Beträgen der Investition und andererseits aus den Instandsetzungszahlungen zusammen. Diese beiden Kostenpositionen werden folgend jeweils gesondert behandelt, da sie zwar jeweils den kapitalgebundenen Kosten zugeordnet sind, kostenursächlich jedoch unterschiedliche Mechanismen wirken.

#### Investitionen in Neu- und Bestandsanlagen

Mit § 39h Abs. 2 Nr. 1 des EEG 2017 (Regelung zur Höchstbemessungsleistung) wird bewirkt, dass die Flexibilisierung von Biogasanlagen eine notwendige Voraussetzung für einen wirtschaftlichen Betrieb ist. Unflexible Biogasanlagen werden daher in der Ausschreibung ausgeschlossen bzw. müssten ohne Erweiterung der installierten Leistung ihre Bemessungsleistung entsprechend drosseln. Somit wird die Flexibilisierung zwangsläufig für alle Anlagen relevant, die an einen Weiterbetrieb innerhalb des EEGs interessiert sind. Die Flexibilisierung benötigt aus technischer Sicht ein geändertes Inventar an Anlagenkomponenten, das unmittelbar eine Veränderung im Investitionsgerüst nach sich zieht.

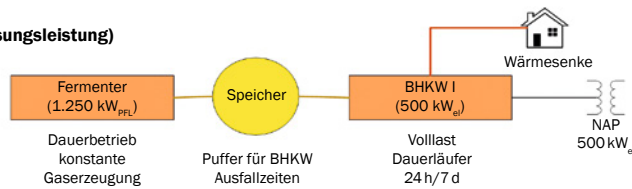
Es ist deshalb wichtig, die zusätzlichen Investitionen einer Flexibilisierung im Vergleich zum bisherigen unflexiblen Betrieb zu erfassen und möglichst effizient die bestehenden Förderinstrumente in Form der Flexibilitätsprämie (EEG 2017, § 50b) und des Flexibilitätszuschlages (EEG 2017, § 50a) hierfür zu nutzen.

In Bezug auf die Flexibilisierung lassen sich klar die Kategorien Neubau und Erweiterung einer bestehenden Anlage voneinander abgrenzen. Während bei Neuanlagen die Anlagenkomponenten in der Planung schon auf den flexiblen Betrieb abgestimmt werden, sind Umbauten oder Erweiterungen einer Bestandsanlage komplexer und ggf. spezifisch mit höheren Kosten verbunden. Die Erweiterung einer Bestandsanlage, in Bezug auf die installierte Leistung, ist in der Regel mit einem umfassenden Eingriff baulicher Art verbunden. Ggf. ist der Rückbau von Anlagenkomponenten oder Gebäuden notwendig, um eine Erweiterung zwecks Flexibilisierung durchführen zu können.

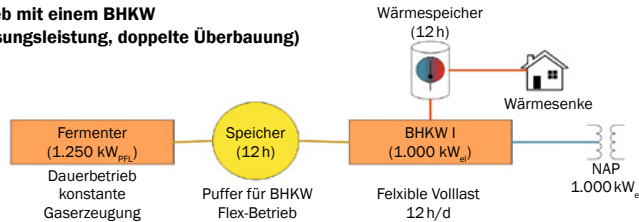
#### Neuanlagen

Bei Neuanlagen lassen sich die Anlagenkomponenten schon bei der Planung für den flexiblen Betrieb aufeinander abstimmen. Der Vorteil hierbei ist, dass Rückbaukosten für die Anpassung bestehender Anlagenkomponenten vermieden werden können und somit die komponentenspezifischen Kosten spezifisch geringer sind als bei einer Bestandsanlage. Generell sind jedoch bei Neuanlagen höhere Investitionen durch die Vorhaltung von mindestens der doppelten installierten Leistung notwendig. Besonderes Augenmerk liegt hier auf der eigentlichen Stromerzeugung und Netzeinspeisung. Die Aggregate und nachgeschalteten Transformatoren sind hier nach Maßgabe der installierten Leistung auszulegen. Die Erzeugungskapazitäten der vorgelagerten Konversionsstufen (Rohgaserzeugung) hingegen müssen dabei für die notwendige Spreizung zwischen Bemessungs- und installierter Leistung entsprechend unterdimensioniert werden. Werden Koppelprodukte (In der Regel Wärme) erzeugt, ist zu prüfen, wie sich der Bedarf der Abnehmer des Koppelprodukts im

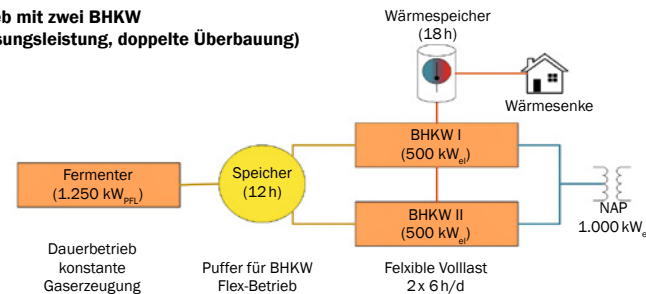
### Grundlastbetrieb (500 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung)



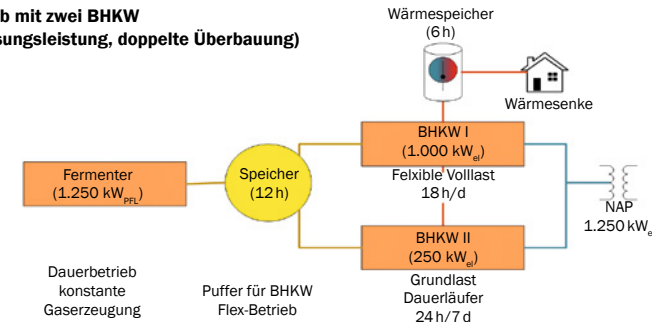
### Vollflexibler Betrieb mit einem BHKW (500 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung, doppelte Überbauung)



### Vollflexibler Betrieb mit zwei BHKW (500 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung, doppelte Überbauung)



### Teilflexibler Betrieb mit zwei BHKW (500 kW<sub>el</sub> Bemessungsleistung, doppelte Überbauung)



**Abbildung 5-10:** Beispiele für mögliche Biogasanlagenkonzepte mit identischer Bemessungsleistung, unterschiedlichen Flexibilisierungsoptionen und die technischen Auswirkungen auf die Hauptanlagenkomponenten. kW<sub>PFL</sub>: Leistungsangabe der primären Feuerungswärmeleistung, kW<sub>el</sub>: Leistungsangabe der elektrischen Leistungsabgabe, NAP: Netzanschlusspunkt

Zeitprofil gestaltet und ob diese mit dem geplanten Erzeugungsprofil des Hauptproduktes korrelieren. Hierzu müssen ggf. zusätzliche Investitionen für Speicher- und/oder Redundanzsysteme eingeplant werden. Je nach Situation sind für konkrete Anlagenkonzepte mit identischer Bemessungsleistung unterschiedliche Konstellationen möglich. Abbildung 5-10 zeigt konkrete Unterscheidungsmerkmale zwischen einer Grundlastanlage gegenüber verschiedener Intraday-Flexibilisierungsoptionen am Beispiel Biogas mit einer Bemessungsleistung von 500 kW<sub>el</sub>, den Auswirkungen auf die Anlagenhauptkomponenten ohne Berücksichtigung einer saisonal-flexiblen Fahrweise. Saisonale Flexibilisierungsoptionen würden sich vor allem auf die Volumina der Wärmespeicher auswirken oder erfordern eine saisonal angepasste Fahrweise des vorgelagerten Konversionsprozesses (Anpassung der Tagesumsätze). Je nachdem welche Anlagenkonzepte präferiert werden, ergeben sich Verschiebungen der Investitionsstruktur im Vergleich zu einer Grundlastanlage identischer Leistungsklasse. Es wird deutlich, dass eine generelle, quantitative Aussage über die tatsächlichen Investitionsunterschiede nur bedingt möglich ist und im konkreten Fall nicht zutreffend sein müssen.

### Bestandsanlagen

Bei Bestandsanlagen liegt ein besonderes Augenmerk auf der nachträglichen Abstimmung der anzupassenden Komponenten und deren Dimensionierung. Zusätzliche Konversionskapazitäten ziehen in aller Regel Investitionen in nachfolgenden oder vorgelagerten Prozessschritten nach sich, welche sich als zusammenhängende Gesamtinvestition darstellen. Diese Kausalität, zwischen Konversionsstufen und Anlagenkomponenten, ist bei der Bewertung unbedingt zu beachten. Tabelle 5-5 zeigt beispielhaft für drei Technologiepfade, welche Anlagenkomponenten bei einer Flexibilisierung Investitionen und Rückbaukosten bei Bestandsanlagen verursachen. Hierbei werden die Technologiepfade Verbrennung für die reine Wärmeerzeugung in Kleinf Feuerungsanlagen und Vergasung mit Kraft-Wärme-Kopplung sowie Biogas mit Kraft-Wärme-Kopplung dargestellt. Da die Flexibilisierung derzeit nur für Biogasanlagen gesetzlich angereizt werden ist der flexible Betrieb daher fast ausschließlich nur dort interessant.

Die bedarfsgerechte Bereitstellung von elektrischer Leistung ist im Zuge der Energiesystemtransformation eine Flexibilitätsoption, um die Schwankungen fluktuierender erneuerbarer Energien ausgleichen zu können (siehe Kapitel 5.1). In Bezug auf die Bereitstellung des Koppelproduktes Wärme besteht jedoch ein potentieller Zielkonflikt, da die zeitlichen Muster für den Strom- und Wärmebedarf nicht zwingend deckungsgleich sein müssen. In der Folge sind bei einer Flexibilisierung dann Maßnahmen zur Entkoppelung der Strom- und Wärmeerzeugung (Wärmespeicher, Spitzenlastkessel) notwendig.

In der Regel wird die Flexibilisierung bei Bestandsbiogasanlagen durch Zubau von installierter Leistung bei Beibehaltung der Bemessungsleistung bewerkstelligt. Die Flexibilisierung durch Absenkung der Bemessungsleistung bei konstanter installierter Leistung ist ebenfalls möglich. Durch die damit verbundene Verminderung des Stromabsatzes sinkt aber der Umsatz und damit in der Regel auch der Deckungsbeitrag. Vorteilhaft ist dem gegenüber, dass die Anlagenkomponenten weitestgehend unverändert in Betrieb bleiben können und gegebenenfalls teure Einsatzstoffe aus dem Spektrum der Edukte eliminiert werden, die spezifisch sehr hohe Kosten aufweisen. Es ist daher zu vermuten, dass dieses Konzept in der Praxis eher selten Anwendung findet, daher wird es deshalb im Folgenden nicht vertiefend behandelt.

Tabelle 5-5: Betriebswirtschaftliche Effekte der Flexibilisierung differenziert nach den drei betrachteten Technologiepfaden. In der qualitativen betriebswirtschaftlichen Bewertung werden Investitionen und ggf. anfallende Rückbaukosten mit angegeben

Anlagenprozesse	Technologiebereich											
	Verbrennung (Kleinfeuerungsanlagen)			Vergasung (KWK-Nutzung)			Biogasferzeugung (KWK-Nutzung)					
	Anlagenkomponente	Investwirkung	Rückbaukosten	Anlagenkomponente	Investwirkung	Rückbaukosten	Anlagenkomponente	Investwirkung	Rückbaukosten	Anlagenkomponente	Investwirkung	Rückbaukosten
Biomassevorbehandlung	Trocknung	0	0	Trocknung	0	0	Siloplatte	0	0		0	0
	Fraktionierung	0	0	Fraktionierung	0	0	Güllelager	0	0		0	0
	Brennstofflager	0	0	Brennstofflager	0	0	Festmistlager	0	0		0	0
Biomassekonversion I	Kesselanlage	0	0	Vergaseranlage			Fermenter	0	0		0	0
	Steuerungstechnik	+	0	Interne Gasleitungen	+	+	Gasspeicher	+	+		+	+
				Gasreinigung	+	+	Interne Biogasleitung	+	+		+	+
Biomassekonversion II				Gasspeicher	+	0	Gasaufbereitung (AK-Filter/Gastrocknung)	+	0		+	0
				Steuerungstechnik	+	0	Steuerungstechnik	+	0		+	0
				Gebäude	0	0	Gärproduktlager	0	0		0	0
Distributionskette	Konversionsstufe II entfällt beim Technologiepfad Verbrennung			Brenngas-BHKW			Biogas-BHKW			Steuerungstechnik		
	Übergabepunkt zum Wärmenetz	+	+	Gebäude	0/+	0/+	Gebäude	0/+	0/+	Transformator/Netzinselpunkt	+	+
	Wärmespeicher	+	0	Wärmespeicher	+	0	Wärmespeicher	+	0	Wärmespeicher	+	0

0 = Flexibilisierung hat keinen Kosteneffekt auf die Anlagenkomponente  
 + = Flexibilisierung hat einen Kosteneffekt auf die Anlagenkomponente  
 Quelle: Eigene Darstellung

**Verbrauchsgebundene Zahlungen**

Die Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen lässt sich mit dem effizienten Einsatz von Betriebsmitteln und somit der Senkung der verbrauchsgebundenen Kosten pro produzierter Einheit Endprodukt positiv beeinflussen. In Bezug auf Bioenergieanlagen ist hier in erster Linie die möglichst vollständige Verwertung des energetischen Potentials des Brenn- bzw. Einsatzstoffs von zentraler Bedeutung und in zweiter Linie der Verbrauch austauschbarer Verbrauchsmittel wie Schmierstoffe usw. Im Folgenden werden die Faktoren Brennstoff und Verbrauchsmittel erläutert.

*Einfluss der Betriebsflexibilität auf die Brennstoffkosten*

Es soll nachfolgend die Frage beantwortet werden, inwiefern die Flexibilisierung des Anlagenbetriebs auf den unterschiedlichen Konversionsebenen einer Anlage zu Änderungen in der Brennstoffumsetzung oder der benötigten Brennstoffmenge kommt. Es kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass bei einer vom Regelbetrieb abweichenden Fahrweise, auch die Stoffumsatzraten, zumindest temporär, verändern. Während der Anfahrrampe (siehe Abschnitt 5.2.1, Abbildung 5-7), wird beginnend mit dem Start der Anlage bis zur vollen Leistungsabgabe, Brennstoff unter fehlender oder stark verminderter Lastabgabe umgesetzt, wobei im Teillastbetrieb der Nennwirkungsgrad generell nicht erreicht wird. Die Ausprägung der Anfahrrampe und des Brennstoffverbrauchs hängen dabei von der Konversionstechnologie aber auch von der Anlagenleistung ab. Begründet ist dieser Zusammenhang mit der unvermeidlichen Hysterese bestimmter Konversionsprozesse und zunehmenden Trägheit bei größeren Anlagen, wobei die Trägheitskoeffizienten und der Laststeigerungskoeffizient technologiespezifisch sind.

Wird als Beispiel eine Biogasanlage mit flexiblem Fahrplanbetrieb von ca. 2 bis 3 Startvorgängen pro Tag betrachtet, ergeben sich für ein Betriebsjahr 730 bis 1.095 Startvorgänge. Wird eine Anfahrrampe von 5 Minuten unterstellt, ergeben sich für ein Betriebsjahr zwischen 60 und 90 Stunden, die nicht im Nennbereich gefahren werden und durch Leerlauf- und Wirkungsgradverluste einen Brennstoffmehrabedarf nach sich ziehen. Wird die Abfahrrampe mit denselben Parametern angerechnet, summiert sich die Laufzeit mit vermindertem Wirkungsgrad auf Werte zwischen 120 und 180 Stunden pro Jahr. Beispielgebend wurden im Projekt OptFlex für 4.000 vbh und ca. 800 Startvorgänge pro Jahr etwas über 1% zusätzlicher Biogasbedarf durch Leerlauf und Wirkungsgradverluste bei konstanter Strommenge ermittelt (DBFZ 2015). Bei der Betrachtung von Verbrennungs- und Vergaseranlagen fallen diese Verluste ja nach betrachteter Technologie unterschiedlich aus.

*Kostenberechnung für den Anfahrprozess*

Losgelöst von konkreten Zahlen besteht die Notwendigkeit, den Anfahrprozess als Brennstoffverbraucher ohne Lastabgabe ökonomisch in allgemeiner Form erfassen zu können. Ausgehend von den technischen Definitionen in Abschnitt 5.2 kann der Anfahrprozess mit technisch-ökonomischen Parametern leistungs- und kostenseitig beschrieben werden. Hierbei sind die Nennleistung einer Konversionseinheit<sup>9</sup> und die Zeit, die benötigt werden um von Nulllast auf Nennlast zu fahren, relevant. Hieraus ergibt sich die Lastrampe, deren

<sup>9</sup> Im Folgenden wird zur Darlegung der Zusammenhänge vereinfacht unterstellt, dass es sich bei der Konversionseinheit um ein BHKW handelt.

verkaufsfähige elektrische Energie sich durch das Integral der Leistung über die Zeit bestimmen lässt. Des Weiteren wird unterstellt, dass die Lasterhöhung der Lastrampe bis zur Nennlast linear verläuft. Unter diesen Annahmen gilt somit:

$$P_{LR} = \int_{t_{LRb}}^{t_{LRe}} (k_{P_{LR}} \times t + C_{P_{LR}}) dx \quad \text{Formel 5-11}$$

Darin sind:

- $P_{LR}$  = Verkaufsfähige elektrischen Energie, die in der Phase der Lastrampe bereitgestellt wird in [kWh]
- $t_{LRb}$  = Zeitpunkt des Beginns der Anfahrphase in [s] absolut zum Beginn des Anfahrprozesses ( $t_0$ )
- $t_{LRe}$  = Zeitpunkt des Endes der Anfahrphase in [s] absolut zum Beginn des Anfahrprozesses ( $t_0$ )
- $t$  = Zeit in [s]
- $k_{P_{LR}}$  = Koeffizient der Anfahrphasenfunktion in Abhängigkeit zur Anfahrdauer und Nennlast
- $C_{P_{LR}}$  = Konstante der Anfahrphasenfunktion in Abhängigkeit zum Anfahrzeitpunkt

Auf Seite der Kosten ist der Verbrauch an Brennstoff in der Anfahrphase in Volumen oder Masse je Zeiteinheit zu berücksichtigen, da dieser einen Mehraufwand darstellt, der keine Leistung erbringt. Hierbei muss in die Phasen nach dem Anlassen ( $t_s$ ) bis zur abgeschlossenen Netzsynchonisierung und der folgenden Lastrampe unterschieden werden. Unter Annahme linearer Zusammenhänge mit zwei unterschiedlichen Funktionsabschnitten ergibt sich:

$$FC_{sum} = \int_{t_s}^{t_{LRb}} (k_{FCs} \times t + C_{FCs}) dx + \int_{t_{LRb}}^{t_{LRe}} (k_{FC_{LR}} \times t + C_{FC_{LR}}) dx \quad \text{Formel 5-12}$$

Darin sind:

- $FC_{sum}$  = Gesamtbrennstoffverbrauch vom Start des Konversionsprozesses bis zum Erreichen der Nennlast in Masse oder Volumeneinheiten
- $t_s$  = Zeitpunkt des Starts des Konversionsprozesses in [s] absolut zum Beginn des Anfahrprozesses
- $t_{LRb}$  = Zeitpunkt des Beginns der Lastrampe in [s] absolut zum Beginn des Anfahrprozesses ( $t_0$ )
- $t_{LRe}$  = Zeitpunkt des Endes der Lastrampe in [s] absolut zum Beginn des Anfahrprozesses ( $t_0$ )
- $t$  = Zeit in [s]
- $k_{FCs}$  = Brennstoffverbrauchscoeffizient der Anfahrphase vom Start des Konversionsprozesses bis Beginn der Lastrampe in Abhängigkeit zur Anfahrdauer und Nennlast
- $k_{FC_{LR}}$  = Brennstoffverbrauchscoeffizient der Lastrampe in Abhängigkeit zur Anfahrdauer und Nennlast

- $C_{FCs}$  = Konstante der Brennstoffverbrauchsfunction für die Anfahrphase vom Start des Konversionsprozesses bis Beginn der Lastrampe
- $C_{FC_{LR}}$  = Konstante der Brennstoffverbrauchsfunction für die Lastrampe

Ein weiterer Faktor für die Kosten der Anfahrphase stellt die Vorbereitungszeit von der Einleitung der Anfahrphase ( $t_0$ ) bis zum Zeitpunkt des Starts ( $t_s$ ) der Konversionseinheit dar. Hiermit wird eventuell nötiges Vorwärmen per elektrischer Heizung oder Vorschmierung abgedeckt. Es ist davon auszugehen, dass es sich hier um konstante Kosten in Bezug auf eine Zeiteinheit handelt, weshalb auf Integration verzichtet werden kann. Es wird wie folgt notiert:

$$K_v = k_{vt} \times t \quad \text{Formel 5-13}$$

Darin sind:

- $K_v$  = Startvorbereitungskosten des Konversionsaggregates in [€]
- $k_{vt}$  = Spezifische Startvorbereitungskosten
- $t$  = Zeit in [s]

Werden nun die leistungs- und kostenseitigen Komponenten der Anfahrphase in Einheit betrachtet, ergibt sich die Kostenbilanz der Anfahrphase, die eine Aussage darüber trifft, in wie weit der in der Anfahrphase erzeugte Strom die Anfahrkosten decken kann. Für diese Rechnung ist die monetäre Bewertung der verkaufsfähigen elektrischen Energie, sowie des Brennstoffes notwendig. Unter Einsetzung dieser Bewertungsgrößen ergibt sich für die Kostenbilanz der Anfahrphase folgendes:

$$KB_{AN} = (P_{LR} \times E_{el}) - (K_v + FC_{sum} \times K_F) \quad \text{Formel 5-14}$$

Darin sind:

- $KB_{AN}$  = Kostenbilanz des Anfahrprozesses in [€] je Anfahrprozess
- $P_{LR}$  = Verkaufsfähige elektrischen Energie, die in der Phase der Lastrampe bereitgestellt wird in [kWh]
- $E_{el}$  = Preis für elektrische Energie in [€/kWh]
- $K_v$  = Startvorbereitungskosten des Konversionsaggregates in [€]
- $FC_{sum}$  = Gesamtbrennstoffverbrauch vom Start des Konversionsprozesses bis zum Erreichen der Nennlast in Massen- oder Volumeneinheiten
- $K_F$  = Brennstoffkosten in [€] je Masseinheit



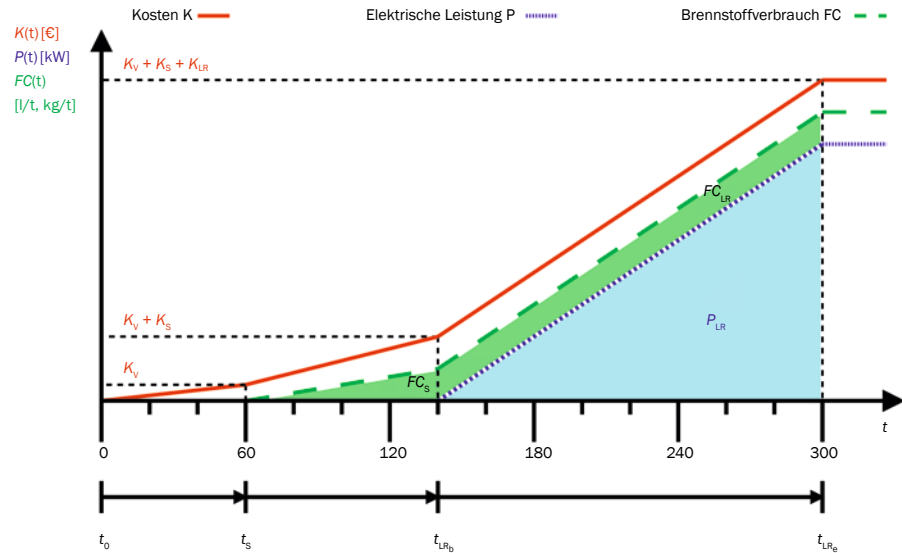


Abbildung 5-11: Kosten-Leistungsbewertung der Anfahrphase und deren Teilphasen vom Ruhezustand bis zum Erreichen der Nennlast

Eine weitere interessante Größe stellen die Opportunitätskosten des Anfahrprozesses, d.h. die durch den Anfahrprozess entgangenen Erlöse dar. Hierbei wird unterstellt, dass die Konversionseinheit mit Nennlast hätte arbeiten können, dies durch den Anfahrprozess allerdings nicht möglich war. Die Opportunitätskosten ergeben sich also aus den bei Nennleistung möglichen Stromerlösen, abzüglich der in der Lastphase produzierten monetär bewerteten elektrischen Energie in Abhängigkeit der Dauer des Anfahrprozesses (Abbildung 5-11). Es gilt:

$$K_0 = (P_{el} \times t_{LR,e}) \times E_{el} - (P_{LR} \times E_{el}) \tag{Formel 5-15}$$

Darin sind:

- $K_0$  = Kostenbilanz des Anfahrprozesses in [€] je Anfahrprozess
- $t_{LR,e}$  = Zeitpunkt des Endes der Lastrampe in [s] absolut zum Beginn des Anfahrprozesses ( $t_0$ )
- $E_{el}$  = Preis für elektrische Energie in [€/kWh]
- $P_{el}$  = Elektrische Nennleistung des Konversionsaggregates in [kW]
- $P_{LR}$  = Verkaufsfähige elektrischen Energie, die in der Phase der Lastrampe bereitgestellt wird in [kWh]

### Kostenberechnung für Betriebsmittel

Generell weisen flexible Bioenergieanlagen bzw. bestimmte Teilkomponenten der Anlagen eine geringere Jahresaufleistung als in Grundlast betriebene Anlagen auf. Hieraus lässt sich im ersten Ansatz ableiten, dass austauschbare Betriebsmittel, wie z. B. Schmiermittel, eine höhere Standzeit erreichen. Die Planung der Wechselintervalle wird deshalb in der Regel nach Laufzeit vorgenommen. Jedoch kann dieses Vorgehen hinterfragt werden. In Hinsicht auf die Betriebsstoffe stellt sich die Frage, ob und wie genau sich der diskontinuierliche Betrieb auf deren Alterungsverhalten auswirkt. Thermische Wechsellasten im flexiblen Betrieb bergen vor allem die Gefahr, dass Kondensate die Betriebsmittel verunreinigen und deren Eigenschaften maßgeblich beeinflussen (Holzhammer et al. 2014). Eine engmaschigere Überwachung der Betriebsmittel ist somit notwendig, um diese bedarfsgerecht austauschen und resultierende Folgeschäden vermeiden zu können. Die pauschale Ableitung von höheren Betriebsmittelstandzeiten und somit eingesparte Betriebsmittelkosten durch geringere Jahresaufleistung wie sie durch die Flexibilisierung gegeben ist, ist somit nicht zwangsläufig gegeben. Es ist eher zu vermuten, dass die Betriebsmittelkosten in Relation zu nicht flexiblen Anlagen bei flexiblen Anlagen im günstigsten Fall gleich oder im weniger günstigen Fall erhöht sind.

Um eine Aussage bezüglich der ökonomischen Auswirkungen der Flexibilisierung auf die Betriebsmittelkosten zu generieren, bietet sich die Möglichkeit, das Verhältnis zwischen den Summen der Betriebsmittelkosten aller verwendeten Betriebsmittel im Flex-Betrieb zu denen im Dauerbetrieb zu bilden. Wichtig ist hier, nicht nur die Beschaffungskosten, sondern auch die Summe der Entsorgungskosten für alle eingesetzten Betriebsmittel zu berücksichtigen. Darüber hinaus ist es wichtig, die relevanten Betriebsmittel zu definieren und diese Definition beim Vergleich der zwei Betriebszustände beizubehalten. Somit lässt sich notieren:

$$I_{fw} = \frac{\sum_{i=1}^n Kf_{bi} + \sum_{i=1}^n Kf_{ei}}{\sum_{i=1}^n Kd_{bi} + \sum_{i=1}^n Kd_{ei}} \tag{Formel 5-16}$$

Darin sind:

- $I_{fw}$  = Verhältnis der Betriebsmittelkosten zwischen flexiblen und Dauerbetrieb
- $Kf_{bi}$  = Jahresbeschaffungskosten für das Betriebsmittel  $i$  im flexiblen Betrieb in [€/a]
- $Kf_{ei}$  = Jahresentsorgungskosten für das Betriebsmittel  $i$  im flexiblen Betrieb in [€/a]
- $Kd_{bi}$  = Jahresbeschaffungskosten für das Betriebsmittel  $i$  im Dauerbetrieb in [€/a]
- $Kd_{ei}$  = Jahresentsorgungskosten für das Betriebsmittel  $i$  im Dauerbetrieb in [€/a]

Nimmt das Verhältnis einen Wert über 1 an, dann sind die Betriebsmittelkosten bei flexiblem Betrieb höher als beim Dauerbetrieb und umgekehrt. Bei dem Vergleich ist es wichtig, die technischen Randbedingungen eines oder mehrerer flexibler Betriebsmodi zu definieren, um die verschiedenen Optionen in Hinsicht auf ihre Vorzüglichkeit bei den Betriebsmittelkosten relativ zur Referenz bewerten zu können. Auch hier ist die Berechnung vergleichsweise einfach umzusetzen, während eine valide Datengrundlage einen höheren Aufwand in Anspruch nehmen wird.

**Betriebsgebundene Zahlungen**

Betriebsgebunden Zahlungen beinhalten alle Positionen, die mit dem laufenden Betrieb der Anlage in Verbindung stehen wie z. B. Arbeitskräfte, Überprüfungen und Kontrollen durch Drittfirmen, Betrieb von Erfassungs- und Messtechnik, Wartung usw. Hinsichtlich einer Flexibilisierung sind hier Änderungen bei den Wartungsintervallen und den damit verbundenen Kosten zu erwarten.

*Zahlungen für Wartung*

Niedrige Wartungskosten stellen einen wesentlichen Faktor, dar um eine Anlage im wirtschaftlichen Bereich zu betreiben. Ein technisch suboptimaler Betrieb kann zu übermäßigem Verschleiß oder direkten Schäden an Anlagenkomponenten führen, welcher einerseits Kosten durch Reparaturmaßnahmen verursacht aber andererseits durch die Stillstandzeiten auch die Erlöse vermindert. Im Gegensatz zum Volllastbetrieb mit einer Ziellaufzeit von mindestens 8.000 Stunden im Jahr und gleichmäßiger Belastung ist der flexible Betrieb von stetig wechselnden Betriebsarten zwischen Stillstand, Teil- und Volllast mit verringerten Jahresbetriebszeiten geprägt. Die auftretenden Belastungen sind hierbei anlagenspezifisch und können nicht verallgemeinert werden. Jedoch können vor allem thermische und mechanische Wechsellasten durch den flexiblen Betrieb als allgemein gültige Faktoren identifiziert werden, die zu einem höheren Wartungsbedarf im Vergleich zu einem kontinuierlichen Betrieb führen.

Für den Vergleich von Anlagenkonzepten mit differenzierten Betriebsarten sind Kostenfunktionen der Wartung und Reparatur in Abhängigkeit der Fahrweise sinnvoll. Von Lauer et al. (2016) werden für Biogas BHKW als Näherung Wartungskostenfaktoren verwendet, die auf Schwellwerten für Jahresvolllaststunden und Startvorgängen basieren. Hieraus ergeben sich, wie in Tabelle 5-6 dargestellt, vier Gruppen, die mit spezifischen Wartungskostenfaktoren relativ zu den Investitionskosten des BHKW charakterisiert sind. Es gilt:

$$C_{MbhkwQx} = C_{Ibhkw} \times F_{MQx} \tag{Formel 5-17}$$

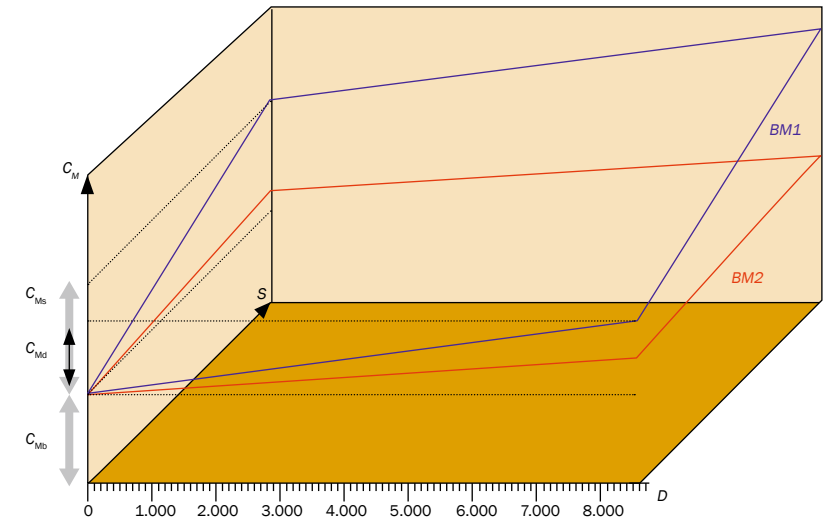
Darin sind.

- $C_{MbhkwQx}$  = Wartungskosten in Abhängigkeit zur zugewiesenen Gruppe [€/a]
- $C_{Ibhkw}$  = Investitionssumme für das BHKW in [€]
- $F_{MQx}$  = Wartungskostenfaktor für die Gruppe Qx

**Tabelle 5-6:** Wartungskostenfaktorgruppen in Abhängigkeit der Jahreslaufleistung und Takthäufigkeit

		Takthäufigkeit	
		< 400	> 400
Betriebsstunden	> 4.000	Q1 ( $F_{Mbhkw} +$ )	Q2 ( $F_{Mbhkw} ++$ )
	< 4.000	Q3 ( $F_{Mbhkw} +++$ )	Q4 ( $F_{Mbhkw} ++++$ )

$F_{Mbhkw}$  = Wartungskostenfaktoren des BHKW,  
Quelle: Nach Laeru et al. (2016)



- $C_M$  = Wartungskosten in [€]
- $C_{Ms}$  = Taktanzahlabhängige Wartungskosten in [€]
- $C_{Mld}$  = Laufzeitabhängige Wartungskosten in [€]
- $C_{Mlb}$  = Unabhängige Wartungskosten in [€]
- $D$  = Jahreslaufleistung in [h]
- $S$  = Jahrestaktzahl in [n]
- $BM1$  = Betriebsmodus 1
- $BM2$  = Betriebsmodus 2

Quelle: Eigene Darstellung

**Abbildung 5-12:** Ansatz zur Abbildung der Wartungskosten in Abhängigkeit der Jahreslaufleistung und Taktanzahl unter Berücksichtigung unterschiedlicher Betriebsmodi

Die Aufteilung kann beliebig weiter unterteilt und verfeinert werden. Der generelle methodische Ansatz ist hier als nicht weiter problematisch anzusehen, die Beschaffung von verlässlichen Daten zur Kalibrierung jedoch schon.

Als Erweiterung des Ansatzes von Lauer et al. (2016) in Hinblick auf die generelle Anwendung auf Bioenergieanlagen sowie eine Auflösung der starren Gruppierungen kann, unter der Annahme, dass lineare Zusammenhänge vorliegen, ein Wartungskostenmodell auf der Basis einer Ebenengleichung verwendet werden. Sollten nicht lineare Zusammenhänge vorliegen, ist die Ebenengleichung durch eine entsprechende Flächengleichung zu ersetzen. Mit den Gleichungen ist es möglich, die Wartungskosten in Abhängigkeit der Jahreslaufzeit und Taktfrequenz für Bioenergieanlagen allgemein abzubilden. Wird eine Anlage betrachtet, können unterschiedliche Betriebsmodi definiert und untereinander verglichen werden. Denkbar wäre bei Biogasanlagen der Vergleich von Anlassvorgängen mit unterschiedlichen Vorbereitungs-niveaus (unterschiedliche Vorwärmtemperaturen, Verschmierung etc.) oder bei Verbrennungsanlagen der Vergleich von verschiedenen Anfahrprofilen (langsam oder schnell bis auf Volllast). In Abbildung 5-12 sind zwei Wartungskostenfunktionen einer Anlage in unterschiedlichen Betriebsmodi (BM) mit den relevanten Größen schematisch dargestellt.

Hieraus lässt sich die Wartungskostenfunktion wie folgt ableiten:

$$C_{Mbm} = C_{Mb} + D \times K_{Dbm} + S \times K_{Sbm} \quad \text{Formel 5-18}$$

Darin sind:

- $C_{Mbm}$  = Wartungskosten in Abhängigkeit von Jahreslaufleistung und Taktanzahl unter Berücksichtigung des Betriebsmodus [€/a]
- $C_{Mb}$  = Unabhängige Wartungskosten in [€/a]<sup>10</sup>
- $D$  = Jahreslaufzeit in [h/a]
- $K_{Dbm}$  = Koeffizient für laufzeitabhängige Kosten in Abhängigkeit zum Betriebsmodus
- $S$  = Taktanzahl in [n/a]
- $K_{Sbm}$  = Koeffizient für taktzahlabhängige Kosten in Abhängigkeit zum Betriebsmodus

Die dargestellte Wartungskostenfunktion erlaubt auch den Vergleich von Anlagentypen unterschiedlicher Technologien bezüglich ihrer Wartungskosten.

Das Modell ist in seiner Anwendung trivial. Jedoch ist eine valide Datengrundlage für die Kalibrierung der Wartungskostenfunktionen und Bereitstellung der Koeffizienten  $C_{Mb}$ ,  $C_{Md}$  und  $C_{Ms}$  notwendig. Unter der Annahme von linearen Zusammenhängen kann mit einer multiplen linearen Regression aus systematisch erhobenen Daten eine Ebenenfunktion aufgestellt und die Linearität der Zusammenhänge geprüft werden. Für die Datenerhebung wird eine Datenmatrix wie in Tabelle 5-7 vorgeschlagen, die jeweils für eine Technologie und einen zugehörigen Betriebsmodus gültig ist. Die Varianten in der Matrix können entweder reduziert oder erweitert werden. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass eine Erweiterung die Datenerhebung schwieriger macht, während eine Reduzierung die Sicherheit bei der Regressionsableitung schmälert.

Die Definition der Betriebsmodi ist jeweils technologiespezifisch vorzunehmen. Bei der Festlegung der Betriebsmodi ist zu beachten, dass diese nicht über den Begriff der Flexibilität definiert werden dürfen, denn die Abbildung der Flexibilität wird über die Taktzahl und Jahresbetriebsstunden abgedeckt. Viel mehr dient die Definition von Betriebszuständen dazu, die Reaktion der Wartungskosten definierter Betriebsmodi auf unterschiedliche Fahrweisen abzubilden. Als Betriebsmodi wären z. B. zulässig: „Steile Anfahrrampe“ gegenüber „Flache Anfahrrampe“, „Vorlaufzeit 30 Minuten“ gegenüber „Lastlieferung ohne Vorlaufzeit“ oder „Bereitgehaltene Anlage“ gegenüber „Nicht bereitgehalten“.

**Sonstige Zahlungen**

Zu sonstigen Zahlungen zählen Versicherungen und Abgaben, die sich durch einen flexiblen Anlagenbetrieb nicht wesentlich ändern.

**Einfluss der Flexibilisierung auf die produktspezifischen Gestehungskosten**

Allgemein sind produktspezifische Gestehungskosten, die Kosten die mindestens nötig sind, um die Produktionskosten einer Mengeneinheit eines spezifischen Produktes zu de-

<sup>10</sup> Alle Wartungskosten die nicht durch Laufzeit oder Starvorgänge verursacht werden. Wie z.B. tägliche Sichtkontrolle, Betriebsmittelstände prüfen, Prüfung auf Leckagen, Staubwischen u. ä.

**Tabelle 5-7: Entwurf einer Datenerhebungsmatrix zur Kalibrierung der Wartungskostenfunktionen einer Technologie unter Berücksichtigung der Betriebsmodi**

		Jahresbetriebsstunden D in [h/a]					
		Betriebsmodi	0	2.000	4.000	6.000	8.000
Jahrestaktanzahl S in [n/a]	0	bm(1)	$C_{Mbm(1)}$ {0 0}	$C_{Mbm(1)}$ {2.000 0}	$C_{Mbm(1)}$ {4.000 0}	$C_{Mbm(1)}$ {6.000 0}	$C_{Mbm(1)}$ {8.000 0}
		bm(...)	...	...	...	...	...
		bm(n)	$C_{Mbm(n)}$ {0 0}	$C_{Mbm(n)}$ {2.000 0}	$C_{Mbm(n)}$ {4.000 0}	$C_{Mbm(n)}$ {6.000 0}	$C_{Mbm(n)}$ {8.000 0}
	180	bm(1)	$C_{Mbm(1)}$ {0 180}	$C_{Mbm(1)}$ {2.000 180}	$C_{Mbm(1)}$ {4.000 180}	$C_{Mbm(1)}$ {6.000 180}	$C_{Mbm(1)}$ {8.000 180}
		bm(...)	...	...	...	...	...
		bm(n)	$C_{Mbm(n)}$ {0 180}	$C_{Mbm(n)}$ {2.000 180}	$C_{Mbm(n)}$ {4.000 180}	$C_{Mbm(n)}$ {6.000 180}	$C_{Mbm(n)}$ {8.000 180}
	360	bm(1)	$C_{Mbm(1)}$ {0 360}	$C_{Mbm(1)}$ {2.000 360}	$C_{Mbm(1)}$ {4.000 360}	$C_{Mbm(1)}$ {6.000 360}	$C_{Mbm(1)}$ {8.000 360}
		bm(...)	...	...	...	...	...
		bm(n)	$C_{Mbm(n)}$ {0 360}	$C_{Mbm(n)}$ {2.000 360}	$C_{Mbm(n)}$ {4.000 360}	$C_{Mbm(n)}$ {6.000 360}	$C_{Mbm(n)}$ {8.000 360}
	540	bm(1)	$C_{Mbm(1)}$ {0 540}	$C_{Mbm(1)}$ {2.000 540}	$C_{Mbm(1)}$ {4.000 540}	$C_{Mbm(1)}$ {6.000 540}	$C_{Mbm(1)}$ {8.000 540}
		bm(...)	...	...	...	...	...
		bm(n)	$C_{Mbm(n)}$ {0 540}	$C_{Mbm(n)}$ {2.000 540}	$C_{Mbm(n)}$ {4.000 540}	$C_{Mbm(n)}$ {6.000 540}	$C_{Mbm(n)}$ {8.000 540}
	720	bm(1)	$C_{Mbm(1)}$ {0 720}	$C_{Mbm(1)}$ {2.000 720}	$C_{Mbm(1)}$ {4.000 720}	$C_{Mbm(1)}$ {6.000 720}	$C_{Mbm(1)}$ {8.000 720}
		bm(...)	...	...	...	...	...
		bm(n)	$C_{Mbm}$ {0 720}	$C_{Mbm}$ {2.000 720}	$C_{Mbm}$ {4.000 720}	$C_{Mbm}$ {6.000 720}	$C_{Mbm}$ {8.000 720}

Quelle: Eigene Darstellung

cken, ohne einen Gewinnaufschlag zu berücksichtigen. Während die spezifischen Kosten bei Konversionsanlagen, die nur ein Produkt zur Verfügung stellen, einfach zuzuordnen sind, ist dies bei Bioenergieanlagen, die Strom und Wärme als Koppelprodukt bereitstellen, über die Anwendung von Kostenaufteilungsverfahren möglich. Für den Fall einer Flexibilisierung soll im Folgenden eine genauere Betrachtung bezüglich der Gesteherungskostenaufteilung vorgenommen werden. Generell stehen weiteren Überlegungen die Auswahl des konkreten Kostenzuteilungsverfahrens voran. Hierfür stehen nach Konstantin (2017, S. 295 ff.) vier Verfahren zur Verfügung, die vom Anlagentyp abhängig sind. Tabelle 5-8 zeigt, dass die Restwertmethode für einen Großteil der Bioenergieanlagen mit Koppelprodukten eingesetzt werden kann, da diese in der Regel Verbrennungsmotor-BHKW einsetzen. Auf diese wird im Folgenden kurz eingegangen, während die übrigen Methoden keine weitere Betrachtung erfahren und dies bezüglich auf Konstantin (2017, S. 295 ff.) verwiesen wird. Die Kostenaufteilung nach Restwertmethode wird über Differenzbildung von den Gesamtkosten der gekoppelten Erzeugung zu den Opportunitätskosten des definierten Hauptprodukts durchgeführt (Konstantin 2017, S. 306). Es lässt sich somit notieren:

$$K_{RNP} = K_G - K_{OKHP} \quad \text{Formel 5-19}$$

Darin sind:

- $K_{RNP}$  = Produktspezifische Kosten für das Nebenprodukt
- $K_G$  = Gesamtkosten für die gekoppelte Produktion
- $K_{OKHP}$  = Opportunitätskosten/Gutschrift für das Hauptprodukt

Da die Flexibilisierung auf stromseitige Vergütungsanreize setzt, sind die Effekte auf die Wärmeauskoppelung sekundär, sodass die notwendigen Wärmespeicher oder Spitzenlastkessel für eine kontinuierliche Versorgung von Wärmeabnehmern ebenfalls der Flexibilisierung als ursächlich zuzuschreiben sind. Die hierfür zu tätigen Investitionen wirken sich auf die produktspezifischen Kosten aus. Um die Kosten sachgerecht der Flexibilisierung zu zuordnen, müssen die Investitionen für Wärmespeicherkapazitäten nach dem Verursacherprinzip in die Stromgestehungskosten einfließen. Dieses Vorgehen ist insoweit zu empfehlen, als dass zu erwarten ist, dass durch die Vermarktung des Stroms in Hochpreiszeitscheiben, die höheren Stromgestehungskosten kompensiert werden können. Die Abnahme von Wärme ist hingegen oft durch die Verbraucherstrukturen festgelegt und vertraglich geregelt, sodass die Möglichkeiten höhere spezifische Erlöse je Wärmeeinheit zu erzielen eher gering und nicht grundsätzlich an die Flexibilisierung gebunden sind. Hier sei jedoch angemerkt, dass zusätzliche Wärmespeicherkapazitäten zu absolut höheren Wärmeerlösen führen können, wenn die anfallende Wärme des BHKW in den Sommermonaten in die Heizperiode verlagert werden kann und im vorhandenen Wärmenetz eine Versorgungslücke vorhanden ist. Bei geschickter Konzeption ist es so möglich, als Zusatznutzen der Flexibilisierung eine höhere Wärmemenge zu vermarkten, wenn hierfür abnahmeseitig Steigerungspotential vorhanden ist.

Die Aufteilung der Emissionen zwischen Strom und Wärme erfolgt unabhängig von der Anlagengröße durch die exergetische Allokationsmethode. Dieser Aspekt wird insbesondere

relevant, wenn THG-Vermeidungskosten bestimmt und die entsprechenden Gesteherungskosten herangezogen werden. Demzufolge sollte die Kosten- und THG-Berechnung hinsichtlich der Allokation konsistent sein (vgl. Kap. 5.4).

**Tabelle 5-8:** Verfahren zur Kostenaufteilung bei Koppelproduktion und ihre Eignung für spezifische Kraftwerkstypen

Anlagentyp	Kostenaufteilungsverfahren			
	Stromäquivalenz	Exergie	Kalorisch	Restwert
Großkraftwerk, Stromwirtschaft	x			
Großes DT EKT-HKW	x			
Sammelschienen HKW		x		
Großes DT-Gegendruck-HKW		x		x
Kleines DT-Gegendruck-HKW				x
GuD-EKT	x			
Großes GuD-Gegendruck-HKW		x		
Kleines GuD-Gegendruck-HKW		x		x
Gasturbinen-HKW		x		x
Verbrennungsmotor-BHKW				x

GuD = Gas und Dampf

DT = Dampfturbine

EKT = Entnahmekondensationsturbine

HKW = Heizkraftwerk

BHKW = Blockheizkraftwerk

Quelle: Verändert nach Konstantin (2017, S. 311)

### 5.3.2 Ökologische Faktoren (hier nur bezogen auf die THG Emissionen)

Die innerhalb der Ökobilanz quantitativ bewerteten Umwelteffekte von Bioenergieanlagen werden im Wesentlichen von drei Punkten getrieben

1. Emissionen aus landwirtschaftlichen Prozessen
2. Emissionen aus der Bereitstellung von Prozessenergie für die Verarbeitungsschritte
3. Emissionen aus flexiblen Vergasungs- und Verbrennungsprozessen (Forschungsbedarf)

Die flexible Fahrweise von Bioenergieanlagen kann einen Einfluss auf die ökologische Bewertung im Allgemeinen und auf die oben genannten Punkte im Speziellen haben. Der Einfluss auf die Emissionen aus dem Substratanbau und auf Emissionen, die mit der Prozessenergiebereitstellung verbunden sind, bleiben im Wesentlichen unverändert, bei sich ändernden Wirkungsgraden und damit verbundenen Änderungen, der Stoff- und Energieströme können sich Änderungen ergeben. Diese können erfasst und dokumentiert werden und stellen keine größere Herausforderung für die Bilanzierung dar. Anders verhält es sich mit direkten Emissionen der Bioenergieanlagen. Veränderungen im Emissionsverhalten

insbesondere der Prozesse Biomasse-/Biogasverbrennung und Biogaserzeugung (zum Beispiel Veränderungen der direkten Methanemissionen aus den anaeroben Prozessen) sind in dedizierten Forschungsvorhaben zu untersuchen, da hierzu aktuell noch keine reproduzierbaren Ergebnisse vorliegen. Im Folgenden sollen die Indikatoren mit möglichem Einfluss auf die ökologische Bewertung von flexibel betriebenen Bioenergieanlagen näher beschrieben und diskutiert werden.

### Stoff- und Energiebilanzen

Die spezifische produkt-/prozessbezogene ökologische Bewertung ergibt sich im Wesentlichen aus den physischen Massen- und Energieströmen. Änderungen der prozessspezifischen Kenngrößen wie zum Beispiel der (Bio-) Chemische Konversionswirkungsgrad, der Wandlungswirkungsgrad, ändern Massen- und Energiebilanzen und haben somit einen Einfluss auf die ökologische Bewertung. Ändert sich zum Beispiel durch eine flexible Fahrweise eines Biogas BHKWs dessen Wirkungsgrad durch längere Teillastbetriebsphasen während der Start- und Stoppvorgänge gegenüber der Volllastnutzung, so hat dies Einfluss auf den spezifischen Substratbedarf (kg Substrat je kWh) und auf die spezifischen Substratbezogenen THG-Emissionen (gCO<sub>2</sub>-Äq. je kWh Elektrizität). Ähnlich verhält es sich mit dem spezifischen Prozessenergiebedarf und den mit der Energiebereitstellung (und den mit der Energiebereitstellung verbundenen Emissionen) verbundenen Emissionen. Infrastrukturelle Emissionen, durch die Errichtung neuer oder den Rückbau alter Anlagenteile, haben dabei nur einen relativ geringen Effekt auf die Ökobilanz.

### Änderung des Emissionsverhaltens bei Verbrennungs- und Vergasungsprozessen

Unverbranntes Methan im Abgasstrom eines Biogas-BHKWs, NO<sub>x</sub>- und Partikelemissionen aus der Biomasseverbrennung können einen wesentlichen Einfluss auf die Ökobilanz von Bioenergieträgern haben. Aus diesem Grund ist eine umfassende Kenntnis eventueller Änderungen im Emissionsverhalten der Verbrennungsprozesse im flexiblen Betrieb eine Voraussetzung für eine umfassende ökologische Bewertung dieser Anlagen. Es besteht Forschungsbedarf dahingehend, ob die in 5.2.2 beschriebenen Faktoren die spezifischen Emissionen für NO<sub>x</sub>, CO, CH<sub>4</sub> und Partikel beeinflussen und ob sich daraus evtl. mögliche Grenzwerte für Flexibilisierungsfaktoren/-parameter ergeben.

### Referenzsysteme:

Zur Bewertung der Ökobilanzergebnisse und zur Ermittlung der THG-Minderungen sind Referenzwerte notwendig, die den Bilanzergebnissen vergleichend gegenübergestellt werden. Im Rahmen der Bioenergiebereitstellung werden für gewöhnlich konventionelle Referenzsysteme als Vergleichsbasis beschrieben, im Stromsektor wäre dies z. B. der Emissionswert für den deutschen Erzeugungsmix. Dieser sehr allgemeine Ansatz orientiert sich also an der durchschnittlichen Erzeugung und Bereitstellung von Strom in Deutschland. Bei einer dezidierten Betrachtung der Substitutionswirkung im Rahmen der flexiblen Bioenergiebereitstellung, würde man z. B. der flexiblen Bereitstellung von Elektrizität durch ein Biogas-BHKW eher ein flexibel betriebenes Erdgas-BHKW gegenüberstellen (Erweiterung der Referenzsysteme im Kapitel „Referenzsystem“ des Methodenhandbuchs). Dies beschreibt jedoch ausschließlich die Substitution fossiler Energieträger, jedoch nicht die positiven Effekte flexibler Bioenergie auf das Gesamtenergiesystem und den Einsatz anderer Erneuer-

barer Energien (Systemdienstleistungen). Diese positiven Effekte sind allenfalls qualitativ beschreibbar. Für eine quantitative Bewertung besteht diesbezüglich Forschungsbedarf, welcher auch im Forschungsnetzwerk Bioenergie adressiert werden sollte.

### THG-Vermeidungskosten

Zur Berechnung der THG-Vermeidungskosten, soll an dieser Stelle noch einmal auf die Notwendigkeit hingewiesen werden, dass die Annahmen der Referenzsysteme sowohl für die ökologische (THG-Emissionen und -Minderung) als auch für ökonomische Bewertung (Gestehungskosten) gleichartig sind (Tabelle 5-10, Tabelle 5-11).

## 5.4 Kennzahlen für die Bestimmung der THG-Vermeidungskosten von flexiblen Bioenergieanlagen im Forschungsnetzwerk

In den drei vorangegangenen Kapiteln wurden zuerst einleitend die systemischen Aspekte der Flexibilisierung von Bioenergieanlagen erläutert (5.1). In den nachfolgenden Kapiteln wurden dann technische Indikatoren der Flexibilisierung für Bioenergieanlagen entwickelt (5.2) und aufbauend darauf Bewertungsansätze für die resultierenden ökonomischen und ökologischen Effekte dargestellt (5.3). Um die THG-Vermeidungskosten von flexiblen Anlagen im Vergleich zu Anlagen bei konstanter Fahrweise ermitteln zu können, soll nachfolgend dargestellt werden, welche der Größen eine hohe Relevanz besitzen und daher für die Bestimmung der Höhe der THG-Vermeidungskosten von Bioenergieanlagen mit flexiblen Betrieb im Stromsystem berücksichtigt werden sollten. Die jeweiligen Größen werden in drei Tabellen, aufgeteilt nach technischen, ökonomischen und ökologischen Kennzahlen, abgebildet.

**Tabelle 5-9: Checkliste für die Ermittlung von technischen Parametern bei flexiblen Bioenergieanlagen**

Technische Indikatoren	Kennzahl	Relevanz* 1-5	Checkliste	Default- (d: x) / Messwert (m: x)
Verhältnis $W_{el}/P_{el}$	Leistungsquotient	5	<input type="checkbox"/>	d/m: - ...
Lastrampen	Anfahrdauer	2	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... s
	Startrampe	1	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... %/min
	Positive Rampe	3	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... %/min
	Negative Rampe	3	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... %/min
	Stopp rampe	1	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... %/min
Regelbreite	Teillasthub	3	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... %
	Minimale Last	3	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... %
Lasterbringungszeitraum	Max. Dauerlast	4	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... h
	Min. Dauerlast	4	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... h
Energieumsatz	Wirkungsgrad	5	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... %
	Einsatzstoffumsatz	5	<input type="checkbox"/>	$m_{ES}^{**}$ : - ... t/a

\* Parameter mit Relevanz 5 sollten obligatorisch berechnet werden

\*\* Der Umsatz soll aufgeschlüsselt nach den dominierenden Einsatzstoffgruppen (ES) erfolgen

Für die technische Bewertung der Flexibilität von Bioenergieanlagen ist als obligatorische Kennzahl der Leistungsquotient ( $Q_p$ ) zu ermitteln. Dieser Indikator erlaubt eine hoch aggregierte Beschreibung der Auslegung einer Anlage hinsichtlich des Verhältnisses von installierter Leistung und der mittleren Jahresarbeit in Bezug auf das Hauptprodukt. Da eine bedarfsgerechte Energiebereitstellung voraussetzt, dass die Anlage nicht dauerhaft in Betrieb ist, sondern nur gezielt für Spitzenlasten genutzt wird, eignet sich dieser Indikator sehr gut für die Beschreibung des Flexibilisierungsgrades, wenngleich in Abhängigkeit der konkreten Anwendung auch andere Kennzahlen wie Lastrampen oder die Dauerlastfähigkeit in definierten Betriebszuständen von Bedeutung sein können Tabelle 5-9.

Für die Bewertung der ökonomischen Effekte sollten, aufbauend auf den technischen Kennzahlen zur Flexibilisierung, mindestens Angaben für die Aufwendungen zur Flexibilisierung von Bestandsanlagen (vgl. Tabelle 5-10 „Repowering“) bzw. die notwendigen Zusatzinvestitionen bei der Konzeption einer Neuanlage (vgl. Tabelle 5-10 „Repowering“) mit einer flexiblen Fahrweise beschrieben werden. Es kann hierbei unter Umständen aber schwierig sein, diese Differenzkosten zu ermitteln, wenn Neuanlagen schon konzeptionell auf einen flexiblen Betrieb ausgelegt sind. Wenn möglich, sollten diese Kosten aber ermittelt oder abgeschätzt werden, da es für vergleichende Betrachtungen von Ergebnissen mit unterschiedlichen Untersuchungsansätzen notwendig ist, hier eine einheitliche Vergleichsbasis zu schaffen.

**Tabelle 5-10: Checkliste für die Ermittlung von ökonomischen Parametern bei flexiblen Bioenergieanlagen**

Ökonomische	Kennzahl	Relevanz* 1-5	Checkliste	Default- (d) / Messwert (m)
Kapitalgebundene Kosten	Invest Bestandsanlage	5	<input checked="" type="checkbox"/>	d/m: - ... €
	<b>Oder:</b> Zusatzinvest Neuanlage		<input checked="" type="checkbox"/>	d/m: - ... €
	Veränderung Abschreibungen	4	<input checked="" type="checkbox"/>	d/m: - ... %
Verbrauchsgebundene Kosten	Zusatzkosten An- Abfahren	1	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... € p.a.
	Veränderter Brennstoffbedarf	4-5	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... %
Betriebsgebundene Kosten	Veränderung Wartungskosten	2	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... %
Veränderung Gestehtungskosten	Bezogen auf Hauptprodukt	5	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... €/MWh

\* Parameter mit Relevanz 5 sollten obligatorisch berechnet werden

Analog zur Bestimmung der ökonomischen Kennzahlen zur Bewertung der Flexibilisierung von Bioenergieanlagen sollte auch bei der abschließenden Ermittlung der Kennzahlen zur Bewertung der THG-Emissionen, wenn möglich, immer ein Vergleich zwischen unflexibler Anlagenauslegung und -betrieb gegenüber flexibler Auslegung und Fahrweise betrachtet werden. Als maßgebliche Kenngröße sollte dazu auf die insgesamt resultierenden spezifischen Emissionen je MWh Hauptprodukt abgestellt werden. Da hierfür zwingend Berechnungen

oder Annahmen in Bezug auf die einzelnen Emissionskategorien (vgl. Tabelle 5-11 Emissionen Vorkette oder direkte Emissionen) durchgeführt bzw. getroffen werden müssen, ist hier je nach Projektfokus und gewähltem Untersuchungsansatz zu entscheiden, welche dieser Kennzahlen im Detail berücksichtigt wird.

**Tabelle 5-11: Checkliste für die Ermittlung von THG-bezogenen Parametern bei flexiblen Bioenergieanlagen**

THG-Indikatoren	Kennzahl	Relevanz* 1-5	Checkliste	Default- (d) / Messwert (m)
Emissionen Vorkette	Emissionen Substart-/ Brennstoffbereitstellung (inkl. z. B. Pelletierung)	3	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... t CO <sub>2</sub> -Äq/MWh
	Emissionen Prozessenergie	3	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... t CO <sub>2</sub> -Äq/MWh
Direkte Emissionen	Emissionen Biochem. Prozess	4	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... t CO <sub>2</sub> -Äq/MWh
	Emissionen aus Verbrennung	4	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... t CO <sub>2</sub> -Äq/MWh
Gesamtemissionen	Spezifische Emissionen	5	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... t CO <sub>2</sub> -Äq/MWh
Energieumsatz	Wirkungsgrad	5	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... %
	Einsatzstoffumsatz	5	<input type="checkbox"/>	m <sub>ES</sub> ** : - ... t/a
Referenzsystem (zur Ermittlung der THG-Minderung und -Minderungskosten)	Emissionen der substituierten Anwendung	5	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... t CO <sub>2</sub> -Äq/MWh
	Gestehtungskosten der substituierten Anwendung	5	<input type="checkbox"/>	d/m: - ... €/MWh

\* Parameter mit Relevanz 5 sollten obligatorisch berechnet werden

\*\* Der Umsatz soll aufgeschlüsselt nach den dominierenden Einsatzstoffgruppen (ES) erfolgen

Weiterhin soll an dieser Stellen nochmal ein Verweis auf die Festlegung eines bestimmten Referenzsystems erfolgen, das, wie in Kapitel 5.3.2 dargestellt, einen sehr großen Einfluss auf die Ergebnisse der THG-Vermeidung und der hieraus resultierenden THG-Vermeidungskosten aufweist. Unabhängig davon, welches Referenzsystem im Einzelnen gewählt wird, sollte deshalb ebenfalls obligatorisch dargestellt werden, welches Referenzsystem für die Bewertung genutzt wurde.

Aktuell besteht Forschungsbedarf, wie die Referenzsysteme für flexiblen bereitgestellten Strom aus Biomasse auszuwählen sind. Erste Arbeiten im Rahmen des Vorhabens FLEXIGNAL (03KB150) zeigen, dass vor allem THG-intensive Strombereitstellungsoptionen (Kohle, Öl, Gas) ersetzt werden (Dotzauer et al., eingereicht 2021).

## Literaturverzeichnis

- Agricola, A.; Seidl, H.; Mischinger, S.; Rehtanz, C.; Greve, M.; Häger, U. et al. (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin.
- Aichele, C.; Doleski, O. D. (Hg.) (2014): Smart market. Vom smart grid zum intelligenten Energiemarkt. Wiesbaden: Springer Vieweg. URL: <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=864759> (Stand 28.04.2021).
- Barchmann, T.; Mauky, E.; Dotzauer, M.; Stur, M.; Weinrich, S.; Jacobi, H. F.; Liebetrau, J.; Nelles, M. (2016): Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen – Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung. In: *Landtechnik*, Bd. 71 Nr. 6 (2016), S. 233–251. DOI: 10.15150/lt.2016.3146.
- BMW (2017a): Warum ist der Strommarkt 2.0 kostengünstiger als ein Kapazitätsmarkt? URL: <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/FAQ/Weissbuch/03-faq-weissbuch.html> (Stand: 31.01.2018).
- BMW (2017b): Was bedeutet eigentlich „Strommarkt 2.0“? URL: <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/FAQ/Weissbuch/01-faq-weissbuch.html> (Stand: 14.12.2017).
- BNNetz (2021): Beendete Ausschreibungen. Hg. v. Bundesnetzagentur. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html) (Stand 06.05.2021).
- BNNetzA (2020): Aktuelle Strommarktdaten. Hg. v. Bundesnetzagentur. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/HandelundVertrieb/SMART/Aktuelles/smardaktuelles\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/SMART/Aktuelles/smardaktuelles_node.html) (Stand 28.04.2021).
- Bothor, S.; Steurer, M.; Eberl, T.; Brand, H.; Voß, A. (2015): Bedarf und Bedeutung von Integrations- und Flexibilisierungsoptionen in Elektrizitätssystemen mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien. Stuttgart (9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien).
- Bundesnetzagentur (2014): Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement. Abschalttranzfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Version 2.1 (Stand 07.03.2014). URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden\\_2\\_1/LeitfadenEEG\\_Version2\\_1.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3) (Stand: 31.01.2018).
- Bundesnetzagentur (2015): Zahlen, Daten und Informationen zum EEG. Bonn. URL: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html) (Stand: 13.10.2017).
- DBFZ (2015): Schlussbericht – OptFlex Biogas. Ermittlung eines technisch – ökonomisch optimierten Betriebs flexibler Biogasanlagen. Unter Mitarbeit von Markus Lauer, Martin Dotzauer, Eva Nebel, Jan Postel, Christiane Hennig, Monique Lehmann. Leipzig. URL: [https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/Steckbriefe/dokumente/03KB073\\_OptFlex\\_Schlussbericht.pdf](https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/Steckbriefe/dokumente/03KB073_OptFlex_Schlussbericht.pdf) (Stand: 28.04.2021).
- dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin.
- dena (2016): Analyse: Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030. Endbericht.
- dena (2017): Warum sind Netzbetreiber und Energieerzeuger „blind“ verstehen. Berlin. URL: <https://www.dena.de/newsroom/blindleistung/> (Stand: 27.09.2017).
- Dotzauer, M.; Pfeiffer, D.; Lauer, M.; Pohl, M.; Mauky, E.; Bär, K. et al. (2019): How to measure flexibility. performance indicators for demand driven power generation from biogas plants. In: *Renewable Energy* (134), S. 135–146. DOI: 10.1016/j.renene.2018.10.021.
- Dotzauer, M.; Oehmichen, K.; Thrän, D.; Weber, C. (eingereicht 2021): Empirical greenhouse gas assessment for flexible bioenergy in interaction with the German power sector, eingereicht In: *Renewable Energy*.
- Ecofys; Fraunhofer IWES (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap. URL: [https://www.agora-energiende.de/fileadmin/Projekt/2016/Smart\\_Markets/Agora\\_Smart-Market-Design\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiende.de/fileadmin/Projekt/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf) (Stand: 08.01.2018).
- Elsner, P.; Fishedick, M.; Sauer, D. U. (Hg.) (2015): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge. München: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V. In: *Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft*.
- Eltrop, L.; Fleischer, B.; Dieter, H.; Beirow, M.; Panic-Savanovic, O.; Maurer, C.; Daiber, R. (2015): BioenergieFlex BW. Biomasse flexibel energetisch nutzen – Speicherung und flexible Betriebsmodi zur Schonung wertvoller Ressourcen und zum Ausgleich von Stromschwankungen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg: Forschungsbericht BWPlus. Stuttgart (Statuskolloquium Umweltforschung Baden-Württemberg).
- Fleischer, B. (2017): The flexible use of bioenergy in the electricity market – A case study of Germany. Vienna (15th IAEE European Conference 2017, 3rd to 6th September 2017. Session 3H: Biomass). URL: [https://www.eeg.tuwien.ac.at/conference/iaee2017/files/presentation/PR\\_349\\_Fleischer\\_Benjamin.pdf](https://www.eeg.tuwien.ac.at/conference/iaee2017/files/presentation/PR_349_Fleischer_Benjamin.pdf) (Stand: 28.04.2021).
- Gerhardt, N.; Sandau, F.; Scholz, A.; Hahn, H.; Schumacher, P.; Sager, C. et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Endbericht. Förderung Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Querschnittsforschung erneuerbare Energien. Kassel. URL: [https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion\\_EEStrom\\_Waerme\\_Verkehr\\_Endbericht.pdf](https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf) (Stand: 29.11.2017).
- Gruber, A.; Roon, S. V.; Fattler, S. (2016): Wissenschaftliche Projektbegleitung DSM-Bayern. München.
- Hartmann, H.; Roßmann, P.; Schwarz, M.; Verma, K. V.; Heckmann, M. (2014): Determination of annual efficiency and emission factors of pellet boilers. A short description of the load cycle method. Project BioMaxEff: Cost efficient biomass boiler systems with maximum annual efficiency and lowest emissions. Straubing.
- Holzhammer, U. (2015): Biogas in einer zukünftigen Energieversorgungsstruktur mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien. Schriftenreihe Umweltingenieurwesen. Dissertation. Universität Rostock, Rostock.
- Holzhammer, U. (2016a): Flexible Stromproduktion mit Biogas. BWK (1-2 2016). URL: <http://www.ingenieur.de/BWK/2016/Ausgabe-1-2/Erneuerbare-Energien/Flexible-Stromproduktion-mit-Biogas?page=1> (Stand: 11.10.2017).
- Holzhammer, U. (2016b): Flexible Stromproduktion mit Biogas. Unter Mitarbeit von Frank Scholwin, Michael Nelles, Bernd Krautkremer. Hg. v. Springer-VDI-Verlag. BWK (1-2 2016). URL: <http://www.ingenieur.de/BWK/2016/Ausgabe-1-2/Erneuerbare-Energien/Flexible-Stromproduktion-mit-Biogas?page=1> (Stand: 11.10.2017).
- Holzhammer, U.; Mast, T. (2018): SmartBio – Biogasanlagen als Akteur in neuen intelligenten, regionalen Märkten. In: *Michael Nelles (Hg.), Rostock: Professur Abfall- und Stoffstromwirtschaft Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät Universität. Schriftenreihe Umweltingenieurwesen*, Bd 78.
- Horst, J.; Dotzauer, M.; Cebulla, F.; Bofinger, S.; Tafarte, P.; Teuffel, A. (2016): Mittelfristiger Bedarf an Flexibilitätsoptionen. Schlüsseltechnologien für die Energiewende – Flexibilitätsoptionen. In: *FVEE – Themen* 2016, S. 27–30.
- Kiesel, F. (2017): Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern 1990-2016. URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/> (Stand: 11.10.2017).
- Kirchner, A.; Koziel, S.; Mayer, N.; Kunz, C. (2016): Metaanalyse – Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr. In: *Forschungsradar Energiewende* (April), S. 1–23.
- Klobasa, M.; Lux, B.; Pflüger, B.; Bonin, M. V.; Gerhardt, N.; Verena, L. et al. (2016): Monitoring der Direktvermarktung. Quartalsbericht (06/2017). URL: [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee-quartalsbericht-06-2017.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee-quartalsbericht-06-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3) (Stand: 10.11.2017).
- Kondziella, H.; Bruckner, T. (2016): Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems – a review of research results

- and methodologies. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53, S. 10–22. DOI: 10.1016/j.rser.2015.07.199.
- Krzikalla, N.; Achner, S.; Brühl, S. (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie: Ponte Press.
- Next Kraftwerke GmbH (2017): Was ist der Kapazitätsmarkt? URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/kapazitaetsmarkt> (Stand: 14.12.2017).
- Next Kraftwerke GmbH (2019): Spotmarkt (EPEX Spot). URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/spotmarkt-epex-spot>, zuletzt aktualisiert am 11.11.2019 (Stand: 11.11.2019).
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, D. L. de; Trieb, F. et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Stuttgart and Kassel and Teltow (FKZ O3MAP146).
- Plazzo, M. (2018): Das neue Mischpreisverfahren hat den Markt für Regelenergie „völlig umgekrempelt“. EUWID-Interview mit Christof Petrick von Energy2market (e2m). Hg. v. EUWID – Neue Energie.
- regelleistung.net (2019). URL: <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical> (Stand: 11.11.2019).
- Schürhuber, R.; Lechner, A.; Gawlik, W. (2016): Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch Wasserkraftwerke. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 133 (8), S. 388–394. DOI: 10.1007/s00502-016-0445-3.
- Selleneit, V.; Stockl, M.; Philipp, M.; Mast, T.; Holzhammer, U.; Schlosser, F. (2019): System Efficiency Rating of Industrial Utilities in Electricity Grids with a high share of Variable Renewable Energies (Chemical Engineering Transactions, 79). URL: <https://www.cetjournal.it/index.php/cet/article/view/CET1976163> (Stand: 28.04.2021).
- Sun, N. (2013): Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes. Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- Thrän, D. (2015): Smart Bioenergy. Cham: Springer International Publishing.
- Thrän, D.; Pfeiffer, D. (2015): Meilensteine 2030. Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. In: *Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“* 2015 (18).
- Holzhammer, U.; Gerhardt, N.; Phillip, M. (2017): Systemtransformation durch Erbringung von Systemdienstleistungen mittels Biomasseanlagen. In: *Biogas in der Landwirtschaft. Stand und Perspektiven*; FNR/KTBL-Kongress vom 26. bis 27. September 2017 in Bayreuth. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) (KTBL-Schrift, 512).

## 6 METHODEN ZUR ENERGIE- UND STOFFBILANZIERUNG DES KONVERSIONSPROZESSES

**Autoren:** André Hermann, Volker Lenz, Marcel Pohl  
(DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH)

### 6.1 Hintergrund

Die Bereitstellung von Energie aus Biomasse ist mit Konversionsprozessen verbunden, die durch die Aufnahme (Input) und Abgabe (Output) von Stoff- und Energieströmen gekennzeichnet sind. Ein- und ausgehende Stoffe sowie nichtstoffliche Energieformen wie z. B. Strom und Wärme verursachen Kosten, bewirken Erlöse und sind mit Umweltwirkungen verbunden. Insofern bildet die Energie- und Stoffbilanzierung des Konversionsprozesses eine wesentliche Voraussetzung für die in den weiteren Kapiteln 7 und 8 beschriebene ökonomische und ökologische Analyse der Gesamtketten.

Darüber hinaus ermöglicht die Kenntnis von Input und Output der betrachteten Systeme die Berechnung von Kenngrößen, mit denen der Konversionsprozess technisch und energetisch charakterisiert und optimiert werden kann. Die hier herangezogenen Kenngrößen basieren auf Stoff- und Energiebilanzen und dienen vor allem der Beschreibung und Weiterentwicklung der einzelnen Technologiegruppen (Verbrennung, Vergasung, Vergärung) und nicht den Quervergleichen zwischen diesen. Für solche Quervergleiche sollte eine andere Bezugsbasis gewählt werden. Der Exkurs zum Einfluss der Verwendung des Heiz- oder Brennwertes als Bezugsgröße von Anlagenkennzahlen (Wirkungsgraden) im Kapitel 6.5 „Brennwert und Heizwert – Exkurs zu den Bilanzeffekten“ gibt hierzu mehr Informationen.

Mit der Fokussierung auf den Klimabeitrag der energetischen Biomassenutzung treten die Aspekte in den Vordergrund, die mit den größten Klimawirkungen verbunden sind. Das ist zum einen die Frage nach der Einsparung von Treibhausgasemissionen. Der Ausstoß von Treibhausgasen kann verringert werden, indem fossile Energieträger durch Biomasse substituiert werden. Diese Substitution erfolgt zum einen durch den Austausch des Primärenergieträgers und zum anderen mittelbar über die Bereitstellung von Bioenergie unter Verwendung entsprechender Konversionstechnologien. Eine Optimierung der energetischen Biomassenutzung heißt in diesem Zusammenhang, dass die begrenzte Ressource Biomasse vorzugsweise in den Konversionsprozessen genutzt wird, die eine hohe energetische Ressourceneffizienz aufweisen und die eine Nutzenergie bereitstellen, deren Erzeugung auf anderem Wege mit hohen THG-Emissionen verbunden ist. In diesem Zusammenhang ist es das Ziel dieses Methodenpapiers, die Angabe der ein- und ausgehenden Energieströme sowie der energetischen Konversionswirkungsgrade zwischen allen Vorhaben zu harmonisieren.

Zum anderen sind einige der untersuchten Konversionsprozesse, wie Biogaserzeugung und Biomassevergasung, mit der Entstehung von Methan verbunden, welches z. B. durch



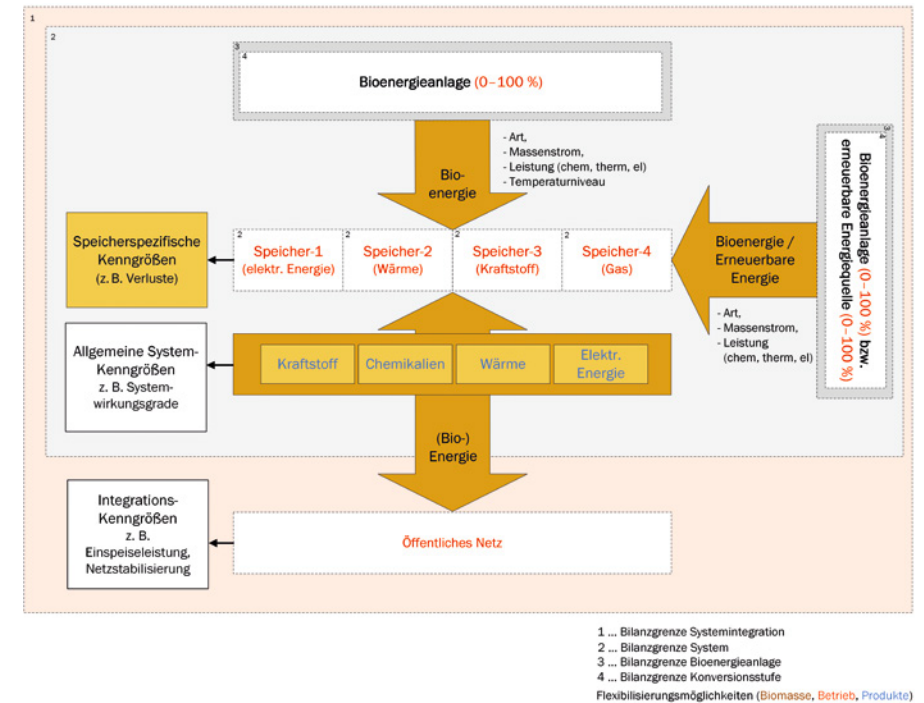
Leckagen, Diffusion und Motorschlupf emittiert wird. Da Methan eine größere Treibhausgaswirkung als Kohlenstoffdioxid hat, wird die daraus resultierende Klimawirkung nicht durch die Kohlenstoffaufnahme beim Wachstum der Biomasse ausgeglichen, sondern muss zusätzlich berücksichtigt werden. Um die Klimawirkung der untersuchten Prozesse ermitteln zu können, müssen die betriebsbedingten Methanemissionen möglichst vollständig erfasst werden. In diesem Zusammenhang ist es das Ziel dieses Methodenpapiers, in einem ersten Schritt durch Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten transparent zu machen, welche Methanemissionen bei den einzelnen Konversionsprozessen entstehen und berücksichtigt werden können.

Darüber hinaus gewinnt die Flexibilisierung der energetischen Biomassenutzung zunehmend an Bedeutung. Mit dem weitergehenden Ausbau von Photovoltaik und Windkraft, aber auch Solarthermie und Wärmepumpen, wachsen fluktuationsbedingte Schwankungen in der Energiebereitstellung bzw. im Versorgungsnetz, aber auch in der Nachfrage. Insofern gewinnt der Aspekt der Aufrechterhaltung einer hohen Versorgungssicherheit ebenso zunehmend an Bedeutung. Speicherbare erneuerbare Energien, wie die Bioenergie, können hier positive Effekte entfalten, die jedoch häufig mit erhöhten Kosten, Nutzungsgradverlusten und auch tendenziell höheren Schadstoffemissionen verbunden sein können. Um bei einer vergleichenden Bewertung unterschiedlicher Technologien die technisch und politisch gewollte Flexibilisierung nicht auszubremsen, ist die Energie- und Stoffstrombilanzierung um entsprechende Kennzahlen zur Flexibilität einer Anlage/eines Konzepts zu erweitern (siehe auch Kapitel 5).

Vor dem Hintergrund der Vernetzung unterschiedlicher Energiebereitstellungsanlagen/-prozesse sowie der zunehmenden Bedeutung der Anlageflexibilisierung und Netzstabilität ist die isolierte Betrachtung der einzelnen Energiebereitstellungsanlagen/-prozesse/-konzepte nicht länger zielführend. Aus diesem Grund muss nun die Interaktion der einzelnen Bioenergieanlagen bzw. Bioenergiequellen untereinander und zum Versorgungsnetz mit betrachtet werden. Um diese komplexen Interaktionsprozesse möglichst einfach und verständlich darstellen zu können, sollen für die Einordnung der Bioenergieanlagen die folgenden Bilanzierungssysteme eingeführt und genutzt werden:

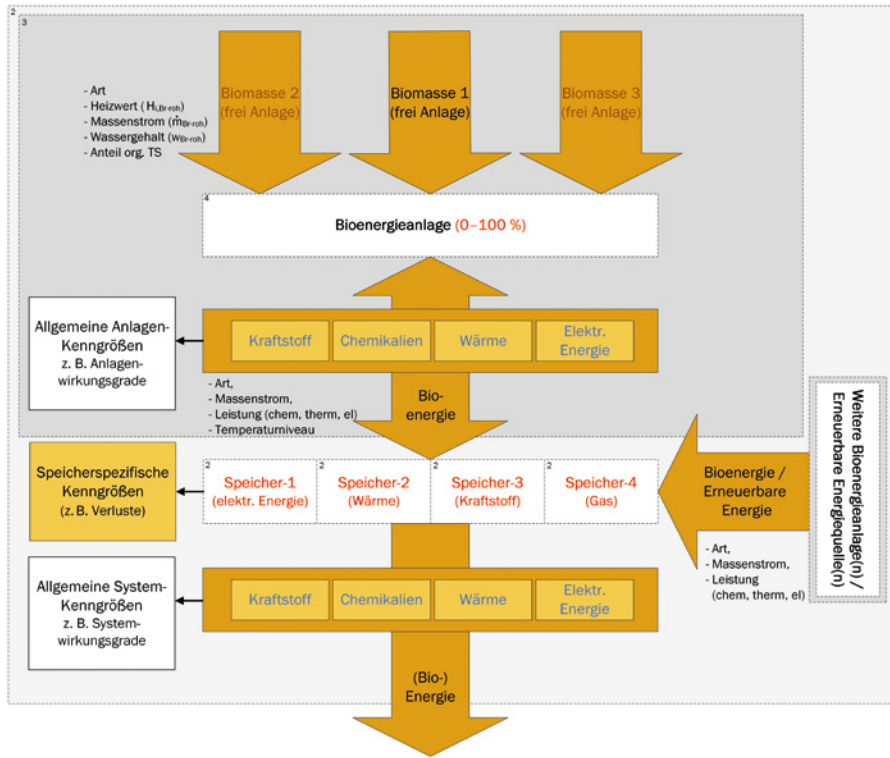
- Netzebene: Beschreibung von Einflüssen und Prozessen im Bereich der Integration eines Systems von Bioenergieanlagen in ein (öffentliches) Versorgungsnetz
- Systemebene: Beschreibung von Einflüssen und Prozessen im Bereich der Vernetzung unterschiedlicher Bioenergieanlagen oder von Bioenergieanlagen mit anderen (erneuerbaren) Energiebereitstellungsoptionen zu einem (Gesamt)System
- Anlagenebene: Beschreibung der Einflüsse und Prozesse einer einzelnen Bioenergieanlage entsprechende dem bisherigen Vorgehen im Methodenhandbuch

Hinsichtlich der Netz- und Systemebene können derzeit noch keine allgemeingültigen und allumfassenden Kenngrößen definiert werden. Dies wird aber im Laufe der nächsten Jahre durch die zunehmende Bedeutung der Vernetzung und Flexibilisierung von Bioenergieanlagen passieren. Sind diese Kenngrößen bekannt und allgemeingültig, werden diese an entsprechender Stelle in Form einer Aktualisierung in das Methodenhandbuch aufgenommen.



**Abbildung 6-1:** Technologieunabhängige Darstellung der Bilanzräume und Kenngrößen zur stofflichen und energetischen Bilanzierung der Energiebereitstellung aus Biomasse auf Netzebene (Quelle: Eigene Darstellung)

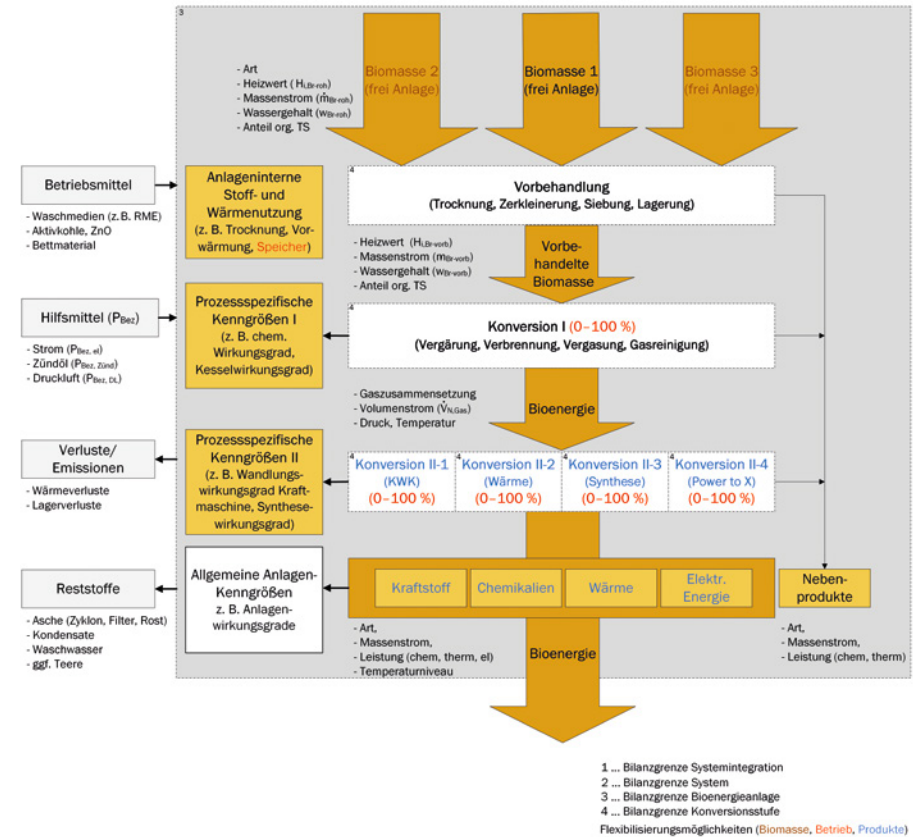
In dieser Betrachtung können Prozesse und Einflüsse in Verbindung mit einem Bioenergiesystem (bestehend aus mehreren Bioenergieanlagen und/oder anderen z.B. erneuerbaren Energiequellen) und einem (öffentliches) Versorgungsnetz untersucht werden. Das Bioenergiesystem ist hier als „Black Box“ zu betrachten, lediglich die einzelnen Energie- und Stoffströme, die dem Bioenergiesystem zugeführt werden oder es verlassen sind hier wichtig. Weiterhin spielt hier die Netzstabilität mit Blick auf die Einspeiseleistung eine wichtige Rolle.



1 ... Bilanzgrenze Systemintegration  
 2 ... Bilanzgrenze System  
 3 ... Bilanzgrenze Bioenergieanlage  
 4 ... Bilanzgrenze Konversionsstufe  
 Flexibilisierungsmöglichkeiten (Biomasse, Betrieb, Produkte)

Abbildung 6-2: Technologieunabhängige Darstellung der Bilanzräume und Kenngrößen zur stofflichen und energetischen Bilanzierung der Energiebereitstellung aus Biomasse auf Systemebene (Quelle: Eigene Darstellung)

Bei der Betrachtung des Bioenergiesystems spielt die Energiespeicherung im Zusammenspiel mehrerer Bioenergieanlagen (und/oder anderer z. B. erneuerbaren Energiequellen) eine wichtige Rolle. Durch den flexiblen Betrieb der verschiedenen (Bio-)Energieanlagen des betrachteten Bioenergiesystems, ergeben sich für die notwendigen Speicher verschiedene Anforderungen, die auf dieser Ebene betrachtet werden können. Hier ist das Versorgungsnetz zur Einspeisung und die einzelne (Bio-)Energieanlage als „Black Box“ zu betrachten. Lediglich die Energie- und Stoffströme, die die einzelnen (Bio-)Energieanlagen bzw. Speicher verlassen sind hier wichtig. In diesem Rahmen sollen speicherspezifische Kenngrößen und allgemeine Systemkenngrößen bestimmt und untersucht werden.



1 ... Bilanzgrenze Systemintegration  
 2 ... Bilanzgrenze System  
 3 ... Bilanzgrenze Bioenergieanlage  
 4 ... Bilanzgrenze Konversionsstufe  
 Flexibilisierungsmöglichkeiten (Biomasse, Betrieb, Produkte)

Abbildung 6-3: Technologieunabhängige Darstellung der Bilanzräume und Kenngrößen zur stofflichen und energetischen Bilanzierung der Energiebereitstellung aus Biomasse auf Anlagenebene (Quelle: Eigene Darstellung)

Die einzelne Bioenergieanlage wird weiterhin (wie in den bisherigen Versionen des Methodenhandbuches) nach dem Schema in Abbildung 6-3 bilanziert. Hier sollen die Kenngrößen der einzelnen Bioenergieanlagen auf einer einheitlichen Basis aufgestellt und optimiert werden.

## 6.2 Generelle Methodik

Die Bilanzierung gliedert sich in zwei Betrachtungsebenen, die stoffliche und die energetische Bilanzierung. Eine Vermischung von Größen dieser beiden Betrachtungsebenen ist zu vermeiden.

Die Vorgehensweise basiert auf der Erstellung einer kumulativen Betrachtung aller in das System eintretenden, wie auch austretenden Stoff- und Energieströme.

Zur besseren Beurteilung der aufgestellten Stoff- und Energiebilanzen vor dem Hintergrund der Anlagenflexibilisierung sollen zukünftig zusätzlich die Vollbetriebsstunden (Volllaststunden) und der Leistungsquotient in Verbindung mit den Betriebsstarts pro Jahr angegeben werden. Diese Angaben dienen nicht zum Vergleich verschiedener Bioenergieanlagen, sondern diese sollen dabei helfen die aufgestellten Bilanzen und Kenngrößen besser einordnen und verstehen zu können.

**Tabelle 6-1:** Stoff- und Energieströme sowie Angaben zum Anlagenbetrieb, die bei der Bilanzierung des technischen Prozesses berücksichtigt werden

Stoffströme	Input	Biomasse: Substrate/Brennstoffe
		Hilfs-/Betriebsmittel
	Output	Produkte/Nebenprodukte
		Abgas/Emissionen/Verluste
		Reststoffe: Asche/Abwasser/Gärrest/Filterrückstände
Energieströme	Input	Chemische und thermische Leistungen der Brennstoffe/Substrate/Hilfs-/Betriebsmittel/Bezugsleistung
		Hilfsenergie aus fossilen Energieträgern
	Output	Strom (elektrische Energie)
		Wärme (thermische Energie)
		Chemische und thermische Leistungen der Produkte, Nebenprodukte und Reststoffe
Anlagenbetrieb		Vollbetriebsstunden pro Jahr
		Leistungsquotient
		Betriebsstarts pro Jahr

### 6.2.1 Verwendete Einheiten für die Masse und den zeitlichen Bezug

Generell sind für die Charakterisierung von Stoffströmen die Einheiten des SI-Systems anzuwenden, also Kilogramm (kg) für die Angabe von Massen und Sekunden (s) für den zeitlichen Bezug. Da Input-Output-Bilanzen von Biomassekonversionsanlagen in der Regel über längere Zeiträume von bis zu einem Jahr berechnet werden und der Durchsatz der Anlage die Verwendung der Einheit kg/s wenig anschaulich ist, wird die Angabe von Stoffströmen in kg/h bzw. t/d (Mg/d) vorgenommen.

### 6.2.2 Durchführung der Stoffbilanz

Vor Aufstellung der Stoffbilanz müssen deren Bilanzgrenzen und die Bilanzierungsebene (Netz-/System-/Anlagenebene) festgelegt werden. Diese müssen für Stoff- und Energiebilanz einheitlich sein. Im Regelfall soll neben der Erfassung der wichtigen Stoffströme von Brennstoff, Produkten (inkl. Nebenprodukte), Betriebs-, Hilfs- und Reststoffen ein besonderes Augenmerk auf der Erfassung der betriebsbedingten Methanemissionen liegen. Die wesentlichen Emissionsquellen sind Diffusionsverluste und Leckagen im Standardbetriebsfall sowie bei Anfahrprozessen und Prozessstörungen im Bereich der Gaserzeugung und Zwischenspeicherung, der Methanschluß bei motorischer Brenngasnutzung und bei Biogasanlagen der Gärrest bzw. die Gasverluste über den Fermenter. Die Erfassung von Methanemissionen muss im Einzelfall betrachtet werden, da eine Methodenharmonisierung auf europäischer Ebene derzeit noch erarbeitet wird (Reinelt et al. 2018). Daher muss die Art der Berücksichtigung für die einzelnen Hauptprozesse gemäß den jeweiligen Systemgrenzen für die Stoff- und Energiebilanz dokumentiert werden.

Aufgrund der hohen Treibhausgaswirksamkeit von Rußpartikeln ist zumindest für Verbrennungsprozesse mit dem realen Potenzial einer unvollständigen Verbrennung (z. B. Einzelraumfeuerungen) die Angaben von Staubemissionen in g/MJ Nutzenergie obligatorisch.

### 6.2.3 Durchführung der Energiebilanz

Energiebilanzen für technische Systeme stellen die Energiemengen der in einer bestimmten Zeitspanne – bei stationärem oder auch instationärem Betrieb – in ein System eintretenden bzw. austretenden Energieströme dar. Vor der Aufstellung von Bilanzen für eine energietechnische Anlage ist eine eindeutige räumliche Abgrenzung der Bilanzkreise bzw. für ein Bioenergiesystem die Bilanzenebene (Netz-/System-/Anlagenebene) entsprechend der Stoffbilanz festzulegen und zu dokumentieren. Zugleich muss zur räumlichen Abgrenzung die stoffliche und zeitliche Abgrenzung festgelegt werden. Die zweckmäßige Wahl der örtlichen, stofflichen und zeitlichen Bilanzgrenzen hängt maßgeblich von der Fragestellung und den betrachteten Systemen ab (VDI 4661 2003).

Im Forschungsnetzwerk Bioenergie wird die Energiebilanz als stationäre energetische Leistungsbilanz im Nennbetrieb der gesamten Bioenergieanlage und ihrer Hauptkomponente entsprechend aufgestellt. Die anzugebenden Kenngrößen und Wirkungsgrade werden dabei von der Art des Konversionsprozesses bestimmt. Für Anlagen im Produktionsbetrieb ist zu-

sätzlich eine Jahresbilanz der gesamten Bioenergieanlage zu erstellen, welche die Jahressumme der bezogenen und gelieferten Energieströme sowie das Betriebsverhalten darstellt.

### 6.3 Annahmen und Rahmenbedingungen

Die Stoff- und Energiestrombilanzierung beruht auf der Definition eines Bilanzraums und der Erfassung aller ein- und ausgehenden Ströme. Die erforderlichen Daten können durch direkte Messung (Messwerte), Berechnung aus indirekten Messgrößen (abgeleitete Werte) und durch Schließen der Bilanz (Differenzwerte) gewonnen werden.

Für die Methodenharmonisierung im Rahmen des Forschungsnetzwerkes wird ein vereinfachtes Modell entsprechend Abbildung 6-2 definiert. Von allen Vorhaben, die eine bestimmte Technologie untersuchen, ist anhand dieses Modells eine technische Bewertung in Form einer Stoff- und Energiebilanzierung durchzuführen. Dabei sind lediglich Produkte mit einem nachweisbaren und energetischen Nutzungspfad oder einer nachfolgenden Kompostierung als Produkte oder Nebenprodukte der Bioenergieanlage anzusehen. Die in Reststoffen enthaltene Energie (thermisch, chemisch) muss, falls messtechnisch erfassbar oder indirekt bestimmbar, als Verlust in die Energiebilanz eingehen. Dies gilt ebenso für Produkte, die anschließend stofflich genutzt werden, auch diese sind in die energetische Bilanzierung der Anlage mit einzubeziehen.

### 6.4 Datenerhebung und Ergebnisdarstellung

Die Datenerhebung und Ergebnisdarstellung erfolgt in den technologiespezifischen Vorhaben mit Hilfe eines Datenerhebungsbogens und einer Dokumentationsliste, die für Verbrennungs-, Vergasungs-, und Biogasanlagen unterschiedlich sind. Sie enthalten Eingabefelder für die erforderlichen Stoff- und Energieströme und die berechneten Kenngrößen, erheben jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Neben den absoluten Zahlenwerten wird die Art der Datenerhebung – Messwerte, abgeleitete Werte, Differenzwerte oder Annahmen – ebenfalls auf dem Datenerhebungsbogen und der Dokumentationsliste festgehalten. Dadurch sollen die Stoff- und Energieströme, sowie die Bilanzkenngrößen transparent und vergleichbar für Technologien untereinander (z. B. Vergasungsanlagen) und unterschiedliche Technologien (z. B. Vergasungs- und Vergärungsanlagen) dokumentiert werden.

Im ANHANG II befinden sich die Listen zur Erhebung der zur Stoff- und Energiebilanzierung notwendigen Daten für die einzelnen Technologiebereiche. Die notwendigen Bilanzkenngrößen sind in den ersten zwei Tabellen zu dokumentieren. Um die Sicherheit der Daten zu veranschaulichen, besteht die Tabelle aus zwei Teilen. Im ersten Teil sind die Bilanzkenngrößen einzutragen und im zweiten Teil die einzelnen Stoff- und Energieströme mit denen diese berechnet wurden. Durch die Addition der Stoff- und Energieströme für Input und Output kann die Plausibilität der Daten sehr einfach geprüft und transparent dargestellt werden. Wichtig dabei ist auch die Angabe der Bilanzgrenze auf welche sich die Plausibilitätsprüfung bezieht. Dabei sind lediglich die grau unterlegten Felder mit Daten der jeweiligen Anlage auszufüllen und die restlichen Werte durch Berechnung zu ergänzen.

Zur Erleichterung der Datenerhebung können die Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten im ANHANG II auf der Webseite des BMWi-Förderbereichs „Energetische Biomassenutzung“ unter [www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitsgruppen-methoden/methodenhandbuch/](http://www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitsgruppen-methoden/methodenhandbuch/) heruntergeladen werden. Weiterhin sind dort auch Beispiele für vollständig ausgefüllten Datenerhebungsbögen je nach Technologiebereich hinterlegt. Diese sollen den Umgang mit dem Datenerhebungsbogen veranschaulichen und die Bedeutung der „Erläuterung der Datenherkunft“ verdeutlichen. Weiterhin werden ggf. notwendige Aktualisierungen der Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten auf der oben angegebenen Webseite vorgenommen und zeitnah zur Verfügung gestellt.

Die Formelzeichen und Indizes, soweit nicht selbsterklärend, sowie die Berechnungsvorschriften für Wirkungsgrade, Verluste und Bilanzkenngrößen entsprechen den Definitionen aus Abschnitt 3.2.4 sowie den Tabellen der folgenden Technologiebereiche Verbrennung (Tabelle 6-2, Tabelle 6-3), Vergasung (Tabelle 6-4, Tabelle 6-5) und Vergärung (Tabelle 6-8, Tabelle 6-9, Tabelle 6-10).

In den Tabellen dargestellt sind jeweils die Bilanzelemente, die Berechnungsansätze für die Bilanzgrößen und orientierende Richtwerte für Eingangsparameter. Neben der einheitlichen Berechnung von Anlagenparametern ist eine sachgerechte und einheitliche Bestimmung der einzelnen Parameter notwendig, um vergleichbare Daten erheben zu können. Zudem sollte, falls möglich, zu jeder einzelnen Rechengröße (Eingangsparameter) der mögliche Messfehler angegeben und eine Fehlerbetrachtung durchgeführt werden. Dies ist aber in der Praxis nicht immer für alle Parameter anwendbar. Um das Vorgehen bei der technischen Bewertung der Bioenergieanlagen weiter zu harmonisieren sind in Tabelle 6-3, Tabelle 6-5 und Tabelle 6-9 Richtwerte für die Bestimmung verschiedener bilanzierungsrelevanter Eingangsparameter dargestellt. Weiterhin sind zusätzlich Ersatzwerte (Defaultwerte) für Parameter vorgeschlagen, falls die Bestimmung im Rahmen des Projekts nicht vorgesehen oder möglich ist. Da andere Technologien andere Stoff- und Energieströme aufweisen, ist eine gesonderte Betrachtung für andere Anlagen(-konzepte) erforderlich.

#### 6.4.1 Technologiebereich Verbrennung

Über ein Drittel der aus erneuerbaren Energien bereitgestellten Wärme wird durch den Einsatz biogener Festbrennstoffe in privaten Haushalten gedeckt (UBA 2018). Kleine Biomassefeuerungsanlagen leisten damit einen entscheidenden Beitrag zur Verminderung anthropogener CO<sub>2</sub>-Emissionen und bilden daher auch den Schwerpunkt für die nachfolgenden Ausführungen. Die Besonderheiten bei Biomasseheiz-(kraft-)werken sind nicht dargestellt. Die Energie- und Stoffstrombilanzierung bei Anlagen mit größerer thermischer und elektrischer Leistung ist komplexer und sollte gesondert betrachtet werden (siehe 6.4.2 Technologiebereich Vergasung). Abbildung 6-4 gibt einen Überblick über relevante Kennzahlen sowie Bilanzräume, die für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit der Kleinfeuerungsanlagen von Bedeutung sind. Die Konversion ist gekennzeichnet durch Eingangs- und Ausgangsstoffe, durch verschiedene Konversionsstufen, durch Emissionen, Reststoffe und entsprechende Umwandlungsverluste. Anhand der Abbildung soll der Zusammenhang zwischen den genannten Punkten veranschaulicht werden.

1 ... Systemgrenze Bioenergieanlage

2 ... Systemgrenze Konversionsstufe

Flexibilisierungsmöglichkeiten (Biomasse, Betrieb)

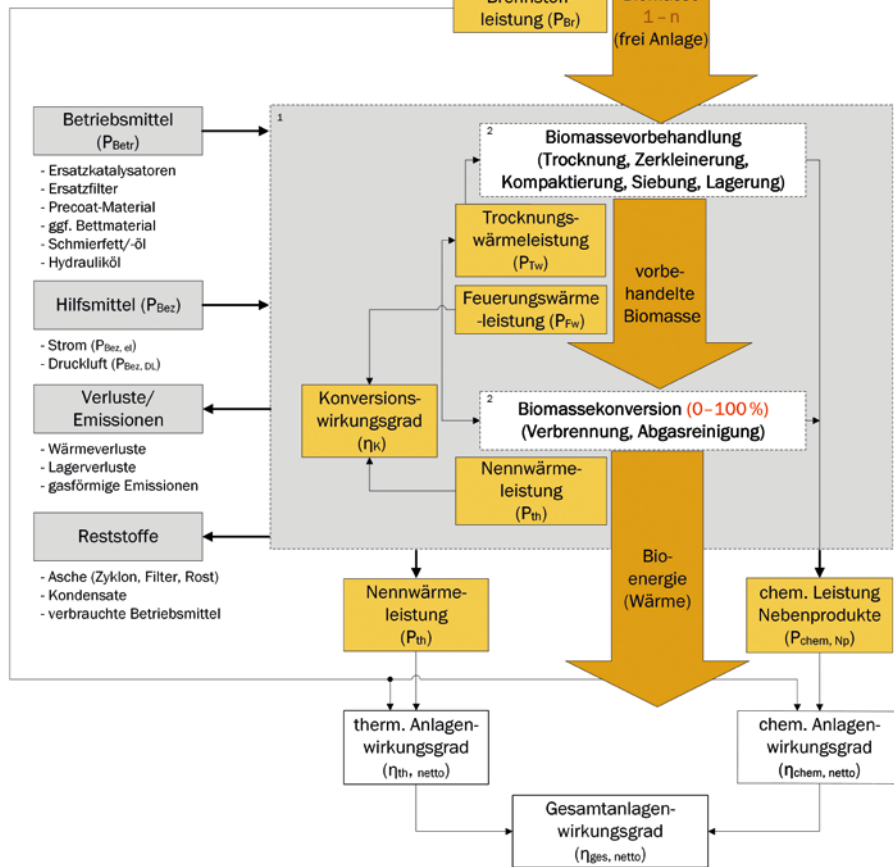


Abbildung 6-4: Bilanzräume und Kenngrößen für den Technologiebereich Biomasse-Verbrennung (Speziell für Kleinfeuerungsanlagen und weitestgehend auch für Heizwerke), (Quelle: Eigene Darstellung)

Die je nach Vorkette un- oder behandelte feste Biomasse bildet den Ausgangsstoff für die sich anschließende Konversion zur Bioenergie (Wärme). Sofern dies erforderlich ist, erfolgt im ersten Konversionsschritt (nach der Anlieferung: „Bilanzgrenze Anlagentor“) eine Aufbereitung der Biomasse. Diese kann z. B. die Trocknung der Biomasse, die Zerkleinerung, die Homogenisierung, eine Kompaktierung vor Ort oder auch Maßnahmen zur Lagerung umfassen. Die für diese Aufbereitung (Konditionierung) erforderliche Energie wird im Idealfall durch den sich anschließenden Konversionsprozess bereitgestellt. Die für die Aufbereitung erforderliche Energie verringert je nach Bereitstellungsquelle den thermischen Anla-

genwirkungsgrad oder den Gesamtanlagenwirkungsgrad. Im nächsten Konversionsschritt „Biomassekonversion“ (Bilanzgrenze Heizkessel) wird die zuvor konditionierte bzw. die angelieferte Biomasse verbrannt. Es wird die chemisch im Brennstoff gebundene Energie in thermische Energie umgewandelt. Für diesen Konversionsschritt werden meist zusätzliche Betriebs- und Hilfsmittel benötigt. Es werden zudem ungewünschte Emissionen und Reststoffe gebildet und es treten prozessbedingte Verluste auf. In speziellen Einzelfällen können auch gezielt Verbrennungsnebenprodukte wie z. B. Pflanzenkohle oder biogenes Silica gewonnen werden.

Eine systematische Auflistung, der zur Erhebung der zur Stoff- und Energiebilanzierung notwendigen Daten einer Kleinfeuerungsanlage befindet sich in ANHANG II (Tabelle AII-9 bis Tabelle AII-12). Zur Erleichterung der Datenerhebung werden die Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten auf der Webseite des BMWiU-Förderbereichs „Energetische Biomassenutzung“ unter [www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitsgruppenmethoden/methodenhandbuch](http://www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitsgruppenmethoden/methodenhandbuch) zur Verfügung gestellt. Weiterhin ist dort zum leichteren Verständnis ein Beispiel für einen ausgefüllten Datenerhebungsbogen und einer ausgefüllten Dokumentationsliste hinterlegt.

Tabelle 6-2 und Tabelle 6-3 geben die einschlägigen Kennzahlen sowie die Angaben zu deren Bestimmung wieder, die für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit und Effizienz von Kleinfeuerungsanlagen erforderlich sind. Die bisherige wissenschaftliche Bearbeitung hat gezeigt, dass für eine technologieübergreifende Harmonisierung der Methoden, eine Harmonisierung zunächst innerhalb der Technologiebereiche angestrebt werden soll. Selbst innerhalb der Technologiegruppe der Kleinfeuerungsanlagen werden, bei der Stoff- und Energiebilanzierung, eine Reihe unterschiedlicher Verfahren, Methoden und Berechnungsvorschriften angewandt (Hartmann et al. 2006, Konersman et al. 2007, Kunde et al. 2007). Bei den folgenden tabellarischen Zusammenstellungen wird daher versucht für möglichst alle Konversionstechniken, innerhalb des Technologiebereiches Kleinfeuerungsanlagen, gleichermaßen gültige Zusammenhänge zu formulieren. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung einer flexiblen Bereitstellung von Wärme durch Biomasse in Wärmebereitstellungsverbundlösungen sind nun auch Kennzahlen mit aufgenommen, die den Grad der Flexibilisierung beschreiben (siehe auch Kapitel 5).

Tabelle 6-2: Berechnungsvorschrift der Bilanzkenngrößen kleintechnischer Biomasseverbrennungsanlagen\*

Berechnung Bilanzkenngrößen		Formel	Einheit	Formel Nr.
Input	Brennstoffleistung	$P_{Br} = \dot{m}_{Br,roh} * H_{i,Br,roh}$	kW	6-1
	Bezugsleistung	$P_{Bez} = P_{Bez,chem} + P_{Bez,th} + P_{Bez,el} + P_{Betr}$	kW	6-2
	Feuerungswärmeleistung	$P_{Fw} = \dot{m}_{Br,vorb} * H_{i,Br,vorb}$ (nach DIN EN 304:2004-01)	kW	6-3
	Betriebsmittel	$P_{Betr} = P_{Bett} + P_{ZS}$	kW	6-4
Output	Nennwärmeleistung	$\dot{P}_{th} = \dot{m}_{Wt} * c_p * (T_v - T_r)$ (nach DIN EN 304:2004-01)	kW	6-5
	Verluste	$P_{Verl} = P_{Abgas,th} + P_{Abgas,chem} + P_{Rück}$	kW	6-6
Kenngrößen	Thermischer Anlagenwirkungsgrad	$\eta_{th,netto} = \frac{\dot{P}_{th}}{P_{Br} + P_{Bez}} * 100 \%$	%	6-7
	Chem. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{chem,netto} = \frac{P_{chem,Np}}{P_{Br} + P_{Bez}}$	%	6-8
	Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{ges,netto} = \eta_{chem,netto} + \eta_{th,netto}$	%	6-9
	Konversionswirkungsgrad (Feuerung)	$\eta_k = \frac{\dot{P}_{th}}{P_{Fw}} * 100 \%$	%	6-10
Flexibilitätskenngrößen	Leistungsquotient	$Q_p = \frac{P_{inst}}{Q_{Bem}}$	[-]	6-11
	Vollbetriebsstunden	$t_{VBS} = \frac{W_{th}}{P_{inst}}$ <small>(<math>P_{inst}</math> = installierte Leistung, in dem Fall installierte thermische Leistung <math>P_{th}</math>)</small>	h	6-12
	Regelbreite	$\Delta_p = \frac{P_{max} - P_{min}}{P_{max}}$	%	6-13

\* Erläuterungen bzw. Definitionen zu den Größen sind dem Formelverzeichnis bzw. dem Kap. 3.2 „Relevante Begriffsdefinitionen im Forschungsnetzwerk Bioenergie“ zu entnehmen.

Tabelle 6-3: Richtwerte für Eingangsparameter einer kleintechnischen Biomasseverbrennungsanlage

Parameter	Relevanz	Art u. Häufigkeit der Bestimmung	Fehler/Robustheit	Ersatzwert/Annahme	Anmerkung	
Brennstoff	Massenstrom	FWL, GK, THG	kontinuierlich über den Versuchszeitraum	± 10 % relativ	10 kg/h bei 48 kW	-
	Wassergehalt	$H_o, H_s$ , Brennstoffqualität	DIN CEN/TS 14774-1 (2003) oder äquivalente Methode, repräsentative Probenahme.	± 3 % absolut	< 10 % bei Holzpellets	-
	Heizwert	FWL	z. B. nach CEN/TS 14918 (2005) oder kalorimetrisch	Rechenwert abhängig von der Feuchte (± 3 % absolut)	$H_{i, Pellets}$ : 18,2 MJ/kg <sub>grt</sub> ; $H_{i, WHH}$ : 17,2 MJ/kg <sub>grt</sub>	-
Bezugsenergie	Strom	$\eta_{netto}$ , GK, THG	z. B. (quasi)kontinuierlich durch Impulszähler	± 2 %	0,4 % der Nennwärmeleistung (max. 600 W bei 48 kW Anlage)	-
Abgas	Massenstrom		z. B. wie für Zeitbrandfeuerstätten nach DIN EN 13240 (2005)	etwa 10 % je nach Methode	abhängig von der Verbrennungsgüte	-
Bioenergie	Nutzwärme	GK, THG, Vergütung nach EEG (> 60 %)	Wärmemengenzähler, kontinuierlich	abhängig von der GK der Temperatur- und Wassermengemessung	Randbedingungen: min. gesamt: 75 %, bei EEG-Anlagen max. Wärmenutzung: 60 %	-

#### 6.4.2 Technologiebereich Vergasung

Unter dem Sammelbegriff „Vergasung“ werden hier Technologien zusammengefasst, bei denen in einem technologischen Umwandlungsschritt mit thermischen Verfahren (Temperaturen oberhalb von 200 °C) aus Biomasse ein brennbares Gas erzeugt wird, das in nachfolgenden Prozessschritten (klar getrennt von der Vergasungszone) zur Strom- und/oder Wärme-, sowie Kraftstoff- oder Chemikalienbereitstellung genutzt wird. Weiterhin zählen thermische Konversionsprozesse mit KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) ebenso zum Technologiebereich Vergasung.

Umfangreiche Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten zur Erhebung der zur Stoff- und Energiebilanzierung notwendigen Daten einer Biomassevergasungsanlage befinden sich im ANHANG II: Datenerhebung Stoff- und Energiebilanzierung (Tabelle AII-1 bis Tabelle AII-4). Zur Erleichterung der Datenerhebung werden die Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten auf der Webseite des BMWi-Förderbereichs „Energetische

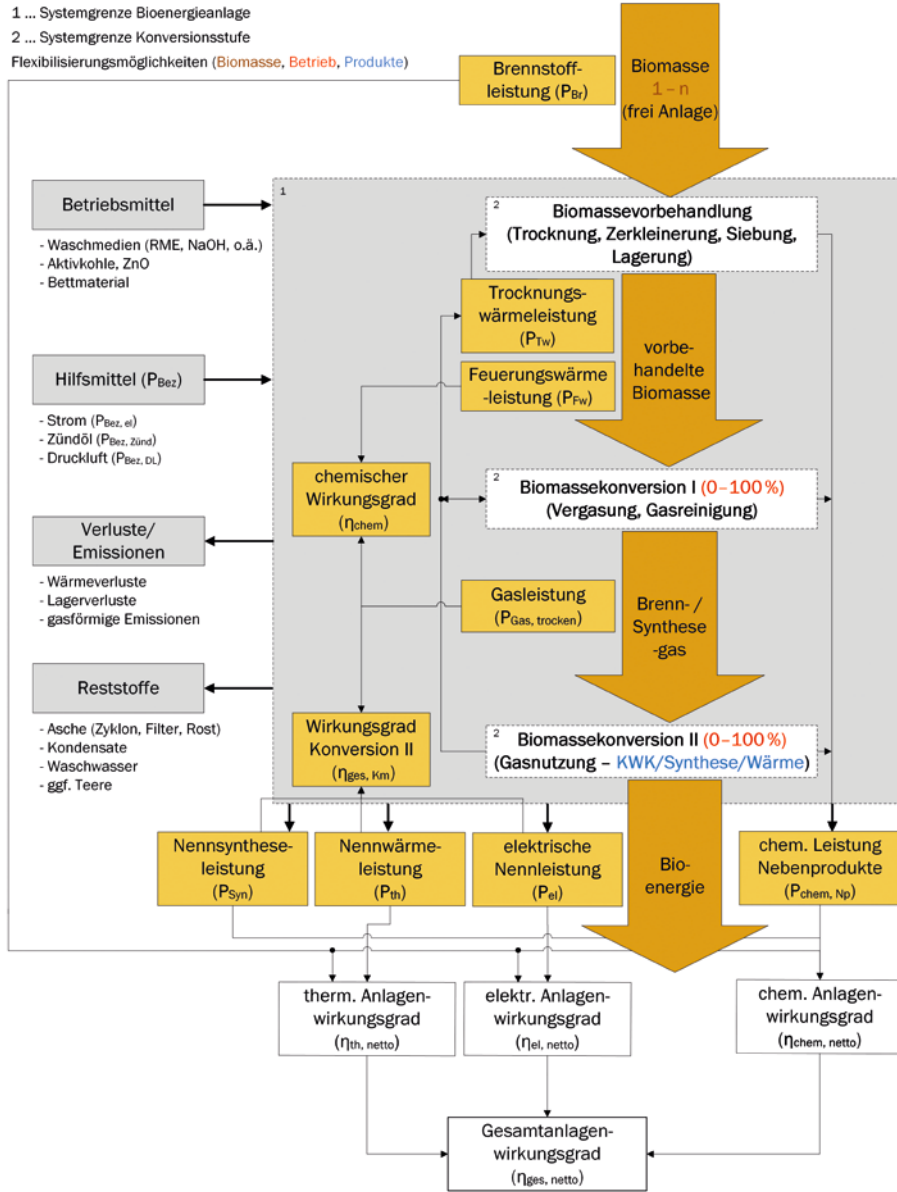


Abbildung 6-5: Beispielschema wichtigster Bilanzierungsgrößen einer Biomassevergasungsanlage (Quelle: Eigene Darstellung)

Biomassenutzung“ unter [www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitsgruppen-methoden/methodenhandbuch/](http://www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitsgruppen-methoden/methodenhandbuch/) zur Verfügung gestellt.

Für die kleintechnische Biomassevergasung, die einen Schwerpunkt unter den Vorhaben der Biomassevergasung im Forschungsnetzwerk bildet, sind die technologiespezifischen Bilanzierungsgrößen mit deren wesentlichen Systemzusammenhänge in Abbildung 6-5 dargestellt. Der darin dargestellte chemische Wirkungsgrad der Konversionsstufe I (Vergaser) entspricht dem Kaltgaswirkungsgrad. Wird bei einer Biomassevergasungsanlage Wärme anlagenintern, beispielsweise zur Vorwärmung des Vergasungsmittels, genutzt so zählt diese nicht mit zur Nennwärme der Anlage. Die Ausnahme dabei stellt die Trocknungswärme, welche zur Trocknung des Anlagenbrennstoffs genutzt wird, dar. Diese wird als Nennwärme mit angerechnet. Wärme zur Lohntrocknung von Brennstoffen zählt ohnehin mit zur Nennwärme. Nebenprodukte einer Biomassevergasungsanlage können beispielsweise abgesiebte Brennstoffmengen sein, die für die Vergasungsanlagen einen zu geringen Partikeldurchmesser haben, aber bei der Pelletherstellung noch genutzt werden können. Zu beachten ist dabei nur, dass der Nutzungspfad der Nebenprodukte gesichert, nachweisbar und energetisch bzw. stofflich ist.

Tabelle 6-4 und Tabelle 6-5 geben die einschlägigen Kennzahlen sowie Angaben zu deren Bestimmung wieder, die für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit und Effizienz von Biomassevergasungsanlagen erforderlich sind.

Tabelle 6-4: Berechnungsvorschrift der Bilanzkenngrößen kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen\*

Berechnung Bilanzkenngrößen		Formel	Einheit	Formel Nr.
Input	Brennstoffleistung	$P_{Br} = \dot{m}_{Br,roh} * H_{i,Br,roh}$	kW	6-14
	Feuerungswärmeleistung	$P_{Fw} = \dot{m}_{Br,vorb} * H_{i,Br,vorb}$	kW	6-15
	Chem. Leistung Hilfsmittel	$P_{Bez,chem} = \sum (\dot{m}_{Hm} * H_{i,Hm})$	kW	6-16
	Bezugsleistung	$P_{Bez} = P_{Bez,chem} + P_{Bez,th} + P_{Bez,el} + P_{Bez,Zünd}$	kW	6-17
Output	Gasleistung	$P_{Gas} = \sum (\dot{V}_{N,x} * H_{i,x})$	kW	6-18
	Chem. Leistung Nebenprodukte	$P_{chem,Np} = \sum (\dot{m}_{Np} * H_{i,Np})$	kW	6-19
	Chem. Leistung Reststoffe	$P_{chem,Rest} = \sum (\dot{m}_{Rest} * H_{i,Rest})$	kW	6-20
	Verlustleistung	$P_{Verl} = P_{th,Rest} + P_{th,Np} + \sum P_{Verl,Ks}$	kW	6-21

Tabelle 6-4: Berechnungsvorschrift der Bilanzkenngrößen kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen\*

Berechnung Bilanzkenngrößen	Formel	Einheit	Formel Nr.	
Prozessspez. Kenngrößen	Kaltgaswirkungsgrad	$\eta_{Kg} = \frac{P_{Gas}}{P_{Fw}}$	%	6-22
	Synthesewirkungsgrad	$\eta_{Synthese} = \frac{P_{Syn,Prod}}{P_{Syn,Ed}}$	%	6-23
	Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{el,Km} = \frac{P_{el,Km}}{P_{Gas} + P_{Bez}}$	%	6-24
	Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{th,Km} = \frac{P_{th,Km}}{P_{Gas} + P_{Bez}}$	%	6-25
	Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{ges,Km} = \eta_{el,Km} + \eta_{th,Km}$	%	6-26
Allgemeine Kenngrößen	Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{el,netto} = \frac{P_{el}}{P_{Br} + P_{Bez}}$	%	6-27
	Chem. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{chem,netto} = \frac{P_{chem,Np}}{P_{Br} + P_{Bez}}$	%	6-28
	Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{th,netto} = \frac{\dot{Q}_{Nenn}}{P_{Br} + P_{Bez}}$	%	6-29
	Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{ges,netto} = \eta_{el,netto} + \eta_{chem,netto} + \eta_{th,netto}$	%	6-30
Flexibilitätskenngrößen	Leistungsquotient	$Q_p = \frac{P_{inst}}{Q_{Bem}}$	[-]	6-31
	Jährliche Vollbetriebsstunden • Für Anlagen zur Wärmeerzeugung	$t_{VBS} = \frac{W_{th}}{P_{inst}}$ <small>(<math>P_{inst}</math> = installierte Leistung, in dem Fall installierte thermische Leistung <math>P_{th}</math>)</small>	h	6-32
	• Für Anlagen zur Stromerzeugung	$t_{VBS} = \frac{W_{el}}{P_{inst}}$ <small>(<math>P_{inst}</math> = installierte Leistung, in dem Fall installierte elektrische Leistung <math>P_e</math>)</small>		
	• Für Anlagen die Energieträger herstellen (ohne Strom oder Wärme)	$t_{VBS} = \frac{M_{Energieträger}}{C_{Auslegung}}$ bzw. $t_{VBS} = \frac{V_{Energieträger}}{C_{Auslegung}}$		

\* Erläuterungen bzw. Definitionen zu den Größen sind dem Formelverzeichnis bzw. dem Kap. 3.2 „Relevante Begriffsdefinitionen im Forschungsnetzwerk Bioenergie“ zu entnehmen.

Tabelle 6-5: Richtwerte für Eingangsparameter einer kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen

Parameter Relevanz	Relevanz	Art u. Häufigkeit der Bestimmung	Fehler/Robustheit	Ersatzwert/Annahme	Anmerkung	
Biomasse	Massenstrom	FWL, GK, THG	Verwiegen über den Bilanzzeitraum	± 10 % relativ	Muss gemessen werden	Kontrollwert Kaltgaswirkungsgrad (≤ 80 % für optimalen Gleichstromvergaser)
	Wassergehalt	$H_i, H_s$ , Brennstoffqualität	Während des Bilanzierungszeitraumes 10 Proben in gleichmäßigen Abständen	± 3 % absolut	Muss gemessen werden	—
	Heizwert	FWL	Messung während des Bilanzierungszeitraumes, 10 Proben in gleichmäßigen Abständen	Rechenwert abhängig von der Feuchte (± 3 % absolut)	$H_i, P_{Heiz}$	—
Bezugsenergie	Strom/ Druckluft	$\eta_{netto}$ , GK, THG	Zähler, kontinuierlich	± 2 %	8 % Bruttostromerzeugung	Berechnung des Strombedarfs bei externer Druckerzeugung: $P_{DL} = \frac{\Delta p \cdot \dot{V}}{\eta_{DL}}$ mit $\eta_{DL} = 30 \%$
	Zündöl	$\eta$ , GK, THG	Beliebige Bestimmung über den Bilanzzeitraum	15 %	10 % der Produktgasmenge oder 7,5 % der Brennstoffinputmenge	—
Produktgas	Kaltgaswirkungsgrad	Prozesscharakterisierung und -kontrolle	Rechenwert über Bilanzzeitraum	8–10 % abhängig von der Bestimmtheit des Systems	Maximal 80 % bei optimaler Auslegung mit Luftvorwärmung, maximal 75 % ohne Wärmerückführung/ Luftvorwärmung	—
	Heizwert	$P_{Gas}, \eta_{Kg}$	CO, CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , H <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> O optional, Verfahren beliebig, Messung kontinuierlich/Messintervall ≤ 5 min	5–8 % vom Messwert	Muss gemessen werden	Wassergehalt: 12 Vol.-% <sub>abs</sub> als Korrekturwert für feucht/trocken
	Volumenstrom	$P_{Gas}, \eta_{Kg}$	Beliebig/ kontinuierlich	± 10 % relativ (Herstellervorgabe ...) $f(c_i, T, p)$	Muss gemessen werden, oder Berechnung aus dem Brennstoffmassenstrom	1 kg <sub>st</sub> /h Brennstoff ergeben 3 m <sup>3</sup> /h (i. N.) trockenes Brenngas*
Bioenergie	Nutzwärme	GK, THG, Vergütung nach EEG (> 60 %)	Wärmemengenzähler, kontinuierlich	± 10 % für geeichte Zähler (Europäische Eichordnung)	Randbedingungen: min. gesamt: 75 %, max. Wärmenutzung: 60 %	Falls Trocknungswärme zur Nutzwärme gerechnet wird, muss als $H_i$ der zugeführten Biomasse der Wert nach der Trocknung verwendet werden (FWL-Berechnung)
	Strom	$\eta$ , GK, THG	Stromzähler, kontinuierlich	± 2 %	Anlagenspezifisch	Messpunkte beachten bzgl. Trafo- und Leitungsverlusten

\* Seth & Babu 2009



Tabelle 6-5: Richtwerte für Eingangsparameter einer kleintechnischer Biomassevergasanlagen

Parameter Relevanz	Relevanz	Art u. Häufigkeit der Bestimmung	Fehler/Robustheit	Ersatzwert/Annahme	Anmerkung	
Bioenergie	Nutzwärme	GK, THG, Vergütung nach EEG (> 60%)	Wärmemengenzähler, kontinuierlich	± 10% für geeichte Zähler (Europäische Eichordnung)	Randbedingungen: min. gesamt: 75%, max. Wärmenutzung: 60%	Falls Trocknungswärme zur Nutzwärme gerechnet wird, muss als H, der zugeführten Biomasse der Wert nach der Trocknung verwendet werden (FWL-Berechnung)
	Strom	η, GK, THG	Stromzähler, kontinuierlich	± 2%	—	—
Betriebsmittel	RME	Bestimmung über Bilanzzeitraum / ggf. Hochrechnung	RME: 1 €/kg	—	RME-Schlämme: 1% m <sub>Holz(gatro)</sub>	Wenn Ersatzwerte für Betriebsmittel angenommen werden, müssen die Massenströme der Betriebsmittel zu den Massenströmen der Abfallersatzwerte addiert werden
	Bettmaterial		—	—	—	
	Aktivkohle		Aktivkohle: 1.500 €/kg	—	Aktivkohle: 0,05% m <sub>Holz(gatro)</sub>	
Abfälle, Reststoffe	Gering belastete Aschen, Kondensat	Bestimmung über Bilanzzeitraum	Auf Nachweis	Deponiefähig (Kl. 2) oder einleitbar	Ca. 80 €/t <sub>Asche</sub> , ca. 5 €/m <sup>3</sup> Abwasser	—
	Gefährliche Aschen, Kondensat	Bestimmung über Bilanzzeitraum	Auf Nachweis	Schadstoffkonzentrationen so hoch, dass als Abfall als gefährlich gilt	Gefährliche Abfälle: 500 €/t oder €/m <sup>3</sup> ; 3% m <sub>Holz(gatro)</sub> für Kohle/Asche	—
Emissionen	Methan	Abgasvolumenstrom Abgaskonzentration	—	Treibhausgaswirkung	Annahmen bezüglich der Gaszusammensetzung: CO = 20 Vol.-%; H <sub>2</sub> = 20 Vol.-%; CH <sub>4</sub> = 2 Vol.-%; Motorenschlupf: 3%	Produkt aus Produktgasvolumenstrom und Motorenschlupf

**Wirkungsgradbestimmung von Holzgas-BHKW**

Bei der Wirkungsgradbestimmung von Holzgas-BHKW sind einige Besonderheiten zu berücksichtigen. Generell sind Erdgasmotoren wegen der langjährigen Entwicklung und der hohen Qualität des Brennstoffs (Erdgas) deutlich effizienter als identische Motoren mit Holzgasnutzung. „Beim Einsatz von Produktgas aus der Biomassevergasung treten aufgrund der Gaseigenschaften brennstoffspezifische Schwierigkeiten auf. So führt z.B. der geringere Heizwert des Holzgases im Vergleich zum Erdgasbetrieb zu einer geringeren Motorleistung und zu einem geringeren elektrischen Wirkungsgrad. Verstärkt wird dies durch die meist geringere Ladeluftkühlung (höhere Füllungstemperatur bei Kompressionsbeginn) und Ladedrücken, damit eine Kondensation von höherwertigen Kohlenwasserstoffen im Turbolader verhindert und damit die Standzeit gewährleistet werden kann“ (Merker et al. 2012).

Um auch Demonstrationsanlagen ohne derzeitige motorische Gasnutzung bewerten zu können, werden theoretischen BHKW-Wirkungsgrade für Holzgas angenommen. Da diese jedoch nicht den Wirkungsgraden im Erdgasbetrieb entsprechen, wurden zunächst Leistungsdaten eines baugleichen Gasmotors mit Erdgas- und mit Holzgasnutzung (siehe Tabelle 6-6) gegenübergestellt. Aufgrund der gut verfügbaren und validierten Daten konnte der 4-Takt-Gas-Otto-Motor mit Direktzündung und Gasmischer der GE-Jenbacher AG, welcher unter anderem am Standort Güssing eingesetzt wird, dafür genutzt werden (GE Energy 2010). Der direkte Vergleich der Brennstoffe zeigt, wie eingangs beschrieben, dass mit einer geringeren Leistung und mit einem geringeren elektrischen Wirkungsgrad bei einem auf Holzgas umgerüsteten Motor im Vergleich zum Erdgasbetrieb zu rechnen ist. Weiterhin lässt sich aus der Gegenüberstellung für den Holzgasbetrieb ein Korrekturfaktor zur Umrechnung der Leistungsdaten von Erdgas-BHKW bestimmen.

Tabelle 6-6: Reale Messwerte des Jenbacher JMS 620 GS-S.L (Güssing, GE-Jenbacher AG) (GE Energy 2010; Pecka 2004)

Brennstoff	$P_{\text{Gas}}$	$P_{\text{el}}$	$P_{\text{th}}$	$\eta_{\text{el}}$	$\eta_{\text{th}}$	$\eta_{\text{ges}}$
Erdgas (ca. 10 kWh/m <sup>3</sup> i.N.)	7.351 kw	3.352 kw	3.048 kw	45,6%	41,4%	87,0%
Holzgas (ca. 2,5 kWh/m <sup>3</sup> i.N.)	5.410 kw	1.964 kw	2.490 kw	36,3%	46,0%	82,3%
Korrekturfaktor Erdgas zu Holzgas	73,6%	58,6%	81,7%	79,6%	111,2%	94,6%

Auf Basis der Herstellerumfrage der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE 2011) und dem ermittelten Korrekturfaktor zwischen Erdgas- und Holzgasbetrieb, können theoretische Wirkungsgrade und Leistungsklassen für Gasmotoren im Holzgasbetrieb bestimmt werden (siehe Tabelle 6-7). Durch die Einteilung in Leistungsklassen lässt sich zudem der mit zunehmender Anlagengröße steigende elektrische Wirkungsgrad erkennen und abbilden.

Entgegen der Annahme höherer thermischer Verluste von Motoren im unteren Leistungsbereich, da allein bautechnisch bedingt steigende Strahlungsverluste auftreten müssen, ist der thermische Wirkungsgrad dieser Anlagen besonders hoch. Die Ursache dafür ist in den unterschiedlichen Annahmen zum Wärmekonzept zu finden. Besonders bei kleinen

Anlagen wird meist eine geringere Vorlauftemperatur angesetzt, wodurch zusätzliche Wärmeströme aus der Motorkühlung und der teilweisen Abgaskondensation nutzbar gemacht werden können und eine höhere Wärmeausbeute möglich erscheint. Da im Allgemeinen davon ausgegangen werden kann, dass im kleinst- und kleintechnischen Anwendungsbereich auch Wärmeströme aufgrund geringer Transportweiten mit einem geringeren Temperaturniveau genutzt werden können, ist es durchaus zulässig aufbauend auf diesen Werten eine Bewertung vorzunehmen. Abschließend soll nochmals betont werden, dass dieses Vorgehen notwendig ist, um Anlagen mit unzureichenden Messwerten oder keiner Gasnutzung vergleichbar gegenüberzustellen. Obwohl z.T. Anlagen mit höheren elektrischen Wirkungsgraden bekannt sind, wird mit dieser Abschätzung eine konservative aber auch realistische und nachvollziehbare Vergleichbarkeit möglich. Eine verschleißbedingte Verringerung der Wirkungsgrade während des Betriebs wird bei der Bewertung nicht unterstellt.

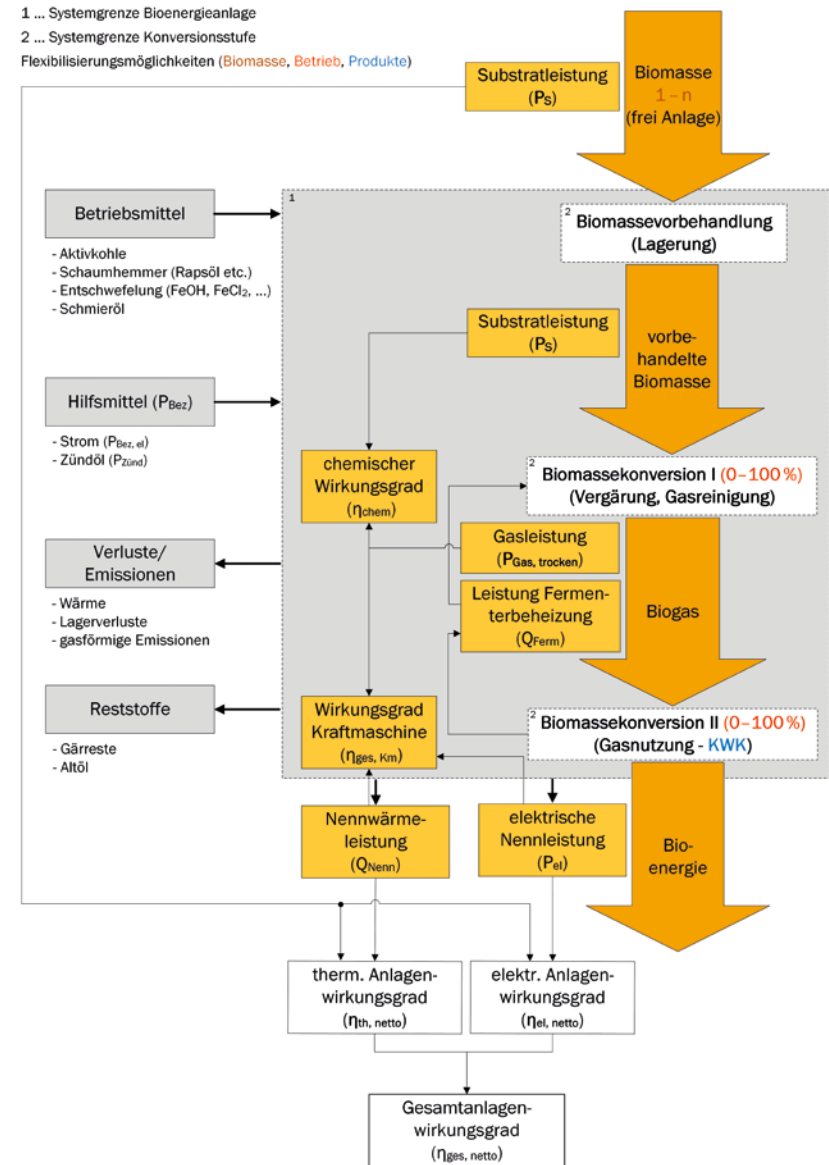
**Tabelle 6-7:** Wirkungsgrade von Gasmotoren eingeteilt nach Leistungsklassen (ASUE 2011)

Wirkungsgrade von Erdgas-BHKW								
$P_{el}$ in kW kleiner	30 kW	50 kW	70 kW	100 kW	150 kW	260 kW	420 kW	700 kW
$\eta_{el}$ (brutto) in %	29,0	33,8	34,3	35,5	36,2	36,2	38,3	42,0
$\eta_{th}$ in %	61,3	54,7	53,4	51,2	53,7	52,6	49,3	45,9
$\eta_{ges}$ ( $\eta_{el}$ + $\eta_{th}$ ) in %	90,3	88,5	87,7	86,7	89,9	88,8	87,6	87,9
Wirkungsgrade von Holzgas-BHKW (Anpassung mittels Korrekturfaktor)								
$P_{el}$ in kW kleiner	20 kW	30 kW	40 kW	60 kW	90 kW	150 kW	250 kW	410 kW
$\eta_{el}$ (brutto) in %	23,1	26,9	27,3	28,3	28,8	28,8	30,5	33,4
$\eta_{th}$ in %	68,1	60,8	59,4	56,9	59,6	58,5	54,7	51,0
$\eta_{ges}$ ( $\eta_{el}$ + $\eta_{th}$ ) in %	91,2	87,7	86,7	85,2	88,5	87,3	85,2	84,5

### 6.4.3 Technologiebereich Biogaserzeugung

Als Biogas können grundsätzlich alle methanreichen Gase verstanden werden, die aus biologischen Abbauprozessen unter Luftabschluss entstehen. Im Rahmen des Vorhabens werden nur solche Prozesse betrachtet, die landwirtschaftliche Produkte, Exkremate, Rest- oder Abfallstoffe einsetzen. Darüber hinaus fallen auch Rest- und Abfallstoffe allgemeiner Art in die Betrachtung. Biogas wird gegenwärtig hauptsächlich zur gekoppelten Strom- und Wärme-Erzeugung in Blockheizkraftwerken (BHKW) genutzt. Künftig wird sowohl eine zunehmende Relevanz der flexiblen Strombereitstellung als auch der Biomethanproduktion erwartet. In beiden Fällen ist die Biogasanlage hinsichtlich Kapazität und Leistung vom BHKW teilweise oder ganz entkoppelt. Die Besonderheiten der Aufreinigung zu Biomethan werden hier nicht berücksichtigt.

In der nachfolgenden Abbildung 6-6 ist die technologiespezifische Prozesskette mit den erforderlichen Systemgrenzen und Bilanzierungsgrößen dargestellt. Wesentlich für die Charakterisierung der Effizienz der Biogaserzeugung (Biomassekonversion I) ist der chemische Wirkungsgrad, welcher in erster Linie durch den biologischen Abbau organischen Materi-



**Abbildung 6-6:** Grundschemata wichtiger Bilanzierungsgrößen bei der Energiebereitstellung aus Biogas (Quelle: Eigene Darstellung)

als vorgegeben wird. Aufgrund der gebräuchlichen Bezeichnung Frischmasse wird der Input von Biogasanlagen hier nicht als Brennstoff bezeichnet, meint aber dasselbe. Ferner müssen landwirtschaftliche Substrate durch Silierung lagerfähig gemacht werden, hierbei treten Verluste auf, welche die ursprüngliche Substratleistung mindern. Die Biogasnutzung (Biomassekonversion II) wird durch den Wirkungsgrad der Kraftmaschine vorgegeben. Durch substrat- und verfahrensspezifische Strom- und Wärmebedarfe der betrachteten Anlagen können sich deutliche Unterschiede bei der Bestimmung des Gesamtanlagenwirkungsgrads ergeben. Anders als bei der Vergasung wird bei der Bezugsleistung keine chemische Bezugsleistung – beispielweise durch Hilfsstoffe zur Schaumbekämpfung die im Prozess abgebaut werden – angerechnet, da diese als Substrat zu betrachten sind. Die anfallenden Gärreste werden bei der stofflichen Verwendung als Düngemittel oder bei Kompostierung grundsätzlich als Reststoff betrachtet. Falls eine weiterführende energetische Nutzung angestrebt wird und nachweisbar ist, kann eine Betrachtung als Nebenprodukt analog zur Biomassevergasung durchgeführt werden. In diesem Fall wäre die chemische Energie im Gärrest auf den Gesamtanlagenwirkungsgrad anzurechnen.

Die Liste der zur Erhebung notwendigen Daten findet sich im Anhang II (Tabelle AII-5 bis Tabelle AII-8). Zur Erleichterung der Datenerhebung werden die Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten auf der Webseite des BMWi-Förderbereichs „Energetische Biomassenutzung“ unter [www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitgruppen-methoden/methodenhandbuch/](http://www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitgruppen-methoden/methodenhandbuch/) zur Verfügung gestellt.

Tabelle 6-8 und Tabelle 6-9 geben die einschlägigen Kennzahlen sowie Angaben zu deren Bestimmung wieder, die für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit und Effizienz von Biogasanlagen erforderlich sind. Da die biologischen Umsetzungsprozesse grundsätzlich die Nutzung des Brennwertpotenzials ermöglichen, wird hier vom Heizwertbezug abgewichen. Für einen direkten Vergleich zwischen Biogaserzeugung und Verbrennung bzw. Vergasung müssen die unten aufgeführten Formeln entsprechend auf den Heizwert  $H_i$  bezogen werden.

**Tabelle 6-8: Berechnung der Bilanzkenngrößen an Biogasanlagen\***

Berechnung Bilanzkenngrößen		Formel	Einheit	Formel Nr.
Input	Substratleistung Frischmaterial	$P_{FM} = \dot{m}_{FM,roh} * H_{s,FM,roh}$	kW	6-33
	Substratleistung Silage	$P_{FM,sil} = (\dot{m}_{FM,roh} - \dot{m}_{FM,Verl}) * H_{s,FM,roh}$	kW	6-34
	Bezugsleistung	$P_{Bez} = P_{Bez,chem} + P_{Bez,th} + P_{Bez,el} + P_{Bez,Zünd}$	kW	6-35
Output	Gasleistung	$P_{Gas} = \dot{V}_{CH_4} * H_{s,CH_4}$	kW	6-36
Prozessspez. Kenngrößen	Chem. Wirkungsgrad der Fermentation	$\eta_{chem} = \frac{P_{Gas}}{P_{FM}}$	%	6-37
	Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{el,Km} = \frac{P_{el,Km}}{P_{Gas} + P_{Bez}}$	%	6-38
	Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{th,Km} = \frac{P_{th,Km}}{P_{Gas} + P_{Bez}}$	%	6-39
	Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine	$\eta_{ges,Km} = \eta_{el,Km} + \eta_{th,Km}$	%	6-40
Allgemeine Kenngrößen	Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{el,netto} = \frac{P_{el}}{P_{FM} + P_{Bez}}$	%	6-41
	Chem. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{chem,netto} = \frac{P_{Gas}}{P_{FM}}$	%	6-42
	Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{th,netto} = \frac{\dot{Q}_{Nutz}}{P_{FM} + P_{Bez}}$	%	6-43
	Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	$\eta_{ges,netto} = \eta_{el,netto} + \eta_{th,netto}$	%	6-44
Flexibilitätskenngrößen	Leistungsquotient	$Q_p = \frac{P_{inst}}{Q_{Bem}}$	[-]	6-45
	Vollbetriebsstunden	$t_{VBS} = \frac{W_{th}}{P_{inst}}$	h	6-46
	• Für Anlagen zur Wärmeerzeugung	$(P_{inst} = \text{installierte Leistung, in dem Fall installierte thermische Leistung } P_{th})$		
	• Für Anlagen zur Stromerzeugung	$t_{VBS} = \frac{W_{el}}{P_{inst}}$		
	$(P_{inst} = \text{installierte Leistung, in dem Fall installierte elektrische Leistung } P_{el})$			
	• Für Anlagen die Energieträger herstellen (ohne Strom oder Wärme)	$t_{VBS} = \frac{M_{Energieträger}}{C_{Auslegung}}$ bzw. $t_{VBS} = \frac{V_{Energieträger}}{C_{Auslegung}}$		

\* Erläuterungen bzw. Definitionen zu den Größen sind dem Formelverzeichnis bzw. dem Kap. 3.2 „Relevante Begriffsdefinitionen im Forschungsnetzwerk Bioenergie“ zu entnehmen.

Tabelle 6-9: Richtwerte für Eingangsparameter zur Charakterisierung von Biogasanlagen

Parameter Relevanz	Relevanz	Art u. Häufigkeit der Bestimmung	Fehler/Robustheit	Ersatzwert/Annahme	Anmerkung	
Biomasse	Massenstrom	FWL, THG	Einsatzstoffe nach BiomasseV bei landw. Anlagen; Fortlaufende Verwiegung bei Anlieferung und im Dosierer. Massendurchflußmessgeräte	< ± 5 % absolut	Muss gemessen werden	–
	Wassergehalt	Hs, Bezugswärme	bei Substrat- oder Silowechsel bzw. wöchentlich	± 3 % absolut	Standardwerte aus Datenbanken/Literatur	–
	Brennwert	FWL	min. einfache kalorimetrische Messung der Einzelsubstrate während des Bilanzierungszeitraumes, 10 Proben in gleichmäßigen Abständen	± 10 % absolut	Standardwerte aus Datenbanken/Literatur	–
Bezugsenergie	Strom	$\eta_{\text{netto}}$ , THG	Stromzähler für Hauptverbraucher bzw. Gruppen, kontinuierlich	± 2 %	10 % der Bruttostromerzeugung	–
	Zündöl	$\eta$ , THG	durch Dokumentation der Liefermengen	15 %	10 % der Gasleistung	Obergrenzen seitens Energieversorger beachten
Biogas	Gasleistung	Prozesscharakterisierung und -kontrolle	Rechenwert über Bilanzzeitraum	nb	55 % der Substratleistung	Kontrolle der Abbauleistung
	Brennwert	$P_{\text{gas}}$ , $\eta_{\text{kg}}$	Berechnung auf Basis kontinuierlicher Gasanalysen, nur $\text{CH}_4$ -Anteil relevant	nb	Berechnung über Standardwerte aus Datenbanken/Literatur	–
	Volumenstrom	$P_{\text{gas}}$ , $\eta_{\text{kg}}$	Kontinuierlich, Messung nicht verbreitet; i. d. R. Bestimmung anhand Standarderträgen und Rückrechnung	min. ± 10 % abhängig vom gewählten Verfahren	Standardberechnung anhand der Substratmenge/Massenstrom oder Rückrechnung aus Strombereitstellung	Direkte Messverfahren sehr ungenau, Messung nur indirekt überprüfbar
Bioenergie	Nutzwärme	GK, THG, Vergütung nach EEG	Wärmemengenzähler, kontinuierlich	± 10 % für geeichte Zähler (Europäische Eichordnung)	Anlagenspezifisch, bei EEG-Anlagen ab 2012 min. 35 % der Bruttowärme	Eigenwärmeanteil
	Strom	$\eta$ , GK, THG	Stromzähler, kontinuierlich	± 2 %	Anlagenspezifisch	Messpunkte beachten bzgl. Trafo- und Leitungsverlusten

Tabelle 6-10: Auflistung und Richtwerte für Betriebsmittel, Reststoffe und Emissionen bei der Biogaserzeugung

Parameter	Menge	Kosten	Qualität/Eigenschaften	Ersatzwert/Annahmen	Anmerkung	
Betriebsmittel	Schaumhemmer	Sehr geringe Mengen zur Schaumbekämpfung in Ausnahmefällen	Pflanzenöl ca. 1 €/kg	Keine besonderen Anforderungen	Kein Einsatz im Normalbetrieb	Einsatz nur in Ausnahmefällen erforderlich
	Aktivkohle	Abhängig von der Belastung des Biogases	–	Eignung für Feinentwefelung, Lagerung unterliegt Brandschutzanforderungen	Anlagenspezifisch	Einsatz erfordert hinreichende Gastrocknung
	Eisenpräparate	Anlagenspezifische Dosierung nach Substrat und Bealstung des Gases	–	Keine besonderen Anforderungen	Anlagenspezifisch	Kann durch Luftpfeinblasung ersetzt werden oder externe Kolonnen ersetzt werden, in diesem Fall sind weitere Betriebsmittel erforderlich
	Schmieröl	Laut Angabe des Aggregateherstellers	–	Motorenöl, Getriebeöl nach Herstellervorgabe	Anlagenspezifisch	Kontrolle durch regelmäßige Analysen
Abfälle, Reststoffe	Altöl	Anlagenspezifisch	–	Wasserschutzrichtlinien beachten, Entsorgungsnachweis erforderlich	–	–
	Gärrest	Bestimmung über Bilanzzeitraum	Kopplung an Substratlieferrung	Ausbringzeiten, Düngemittelgesetz, Wasserschutz und Cross-Compliance beachten	Menge zwischen 80 und 95 % des Substratinputs je nach Wassergehalt	–
Emissionen	Methan	Messung Restgaspotenzial nach VDI 4630 (2006), Messung im Abgasvolumenstrom Messung von Leckagen; Bilanzierung über Substratinput und Strom-/ Wärmebereitstellung	In Höhe der Stromgestehungskosten	Treibhausgaswirkung	2 % der Gesamt-methanproduktion	Direkte Emissionsmessung nur vereinzelt an ausgewählten Stellen möglich und daher nicht repräsentativ, weitere Emissionsquellen und -arten in VDI 3475 Blatt 4 (2010)

## 6.5 Brennwert und Heizwert – Exkurs zu den Bilanzeffekten

**Autor:** Tobias Zschunke (Hochschule Zittau/Görlitz)

Brennwert und Heizwert beschreiben den durch Verbrennung gewinnbaren Energiegehalt, bezogen auf eine Mengeneinheit wie ein Kilogramm oder wie einen Kubikmeter im Gas-Normzustand (i. N.).

Gewöhnlich (außer in der Gaswirtschaft) wird historisch bedingt in der Praxis mit dem Heizwert gearbeitet. Der Brennwert gibt eine umfassendere Auskunft. Definitionen, Systemgrenzen und ihre Beziehung zueinander sind daher nachfolgend beschrieben.

### 6.5.1 Grundlagen

Für die rechnerische Beschreibung von energietechnischen Prozessen spielen stoffgebundene Energieströme eine wichtige Rolle. Ein stoffgebundener Energiestrom kann einerseits als „föhlbar“ physikalisch stoffgebundener Energiestrom, z. B. als flüssiges Wasser mit einer Temperatur von 70 °C, auftreten. Es gibt aber auch den „föhlbar und latent“ physikalisch stoffgebundenen Energiestrom, z. B. wie beim Wasserdampf. Dessen physikalischer Energiegehalt kann zunächst durch Temperatursenkung („föhlbar“ physikalischer Energiegehalt, umgangssprachlich „Abköhlung“) bis hinunter zur Taupunkttemperatur (entspricht der Kondensationstemperatur bzw. auch der Siedetemperatur) und weiter durch Kondensation („latent“ physikalischer Energiegehalt, ohne Temperaturänderung) abgegeben werden. Eine weitere wichtige Rolle spielen Stoffströme, in denen chemische Energie gebunden ist. Wichtigstes Beispiel dafür ist der Brennstoffenergiestrom (oder „chemisch gebundener Energiestrom“ des Brennstoffstroms). Dieser Energiestrom kann in einer chemischen Reaktion (z. B. Verbrennung) freigesetzt werden. Der Brennstoffenergiestrom hat die gleiche Maßeinheit wie der Wärmestrom oder der elektrische Energiestrom (z. B. kW). In der experimentellen Bilanzierung wird ein Brennstoffenergiestrom festgestellt, indem der Mengestrom (Massestrom kg/h oder Stoffmengenstrom kmol/h oder Normvolumenstrom m<sup>3</sup>/h i. N.) sowie der dazu passende auf die Menge bezogene chemische Energiegehalt (MJ/kg oder MJ/kmol oder MJ/m<sup>3</sup> i. N.) ermittelt und miteinander multipliziert werden.

### 6.5.2 Bezugszustand in Technologiebewertungen

Eine für die Bilanzierung eines Gesamtsystems sehr wichtige Fragestellung ist die nach dem gemeinsamen thermodynamischen Bezugszustand aller Energieströme. Dies ist gleichbedeutend mit der Frage, welchem thermodynamischen, durch Druck und Temperatur beschriebenen, Standardzustand des Stoffes der Energiewert (Enthalpiewert) NULL zugeordnet wird. Eine solche Zuordnung ist zwingend erforderlich, weil die Enthalpie von Stoffen nie absolut angegeben werden kann, sondern nur als Differenz zwischen zwei Zuständen.

Für die energetische Berechnung ist noch wichtig, ob man den Enthalpiewert NULL dem flüssigen Wasser oder dem gasförmigen Wasser (Dampf) zuordnet.<sup>1</sup> Wählt man das flüssige Wasser bei 25 °C als Bezugszustand, bekommt dieses den Enthalpiegehalt NULL zugeschrieben und das gasförmige Wasser (Dampf) bei 25 °C<sup>2</sup> hat dadurch einen Enthalpiegehalt von +2.440 kJ/kg. Dies ist die Verdampfungsenthalpie bei 25 °C.

Wählt man jedoch willkürlich das gasförmige Wasser bei 25 °C als Bezugszustand, hat flüssiges Wasser dieser Temperatur und diesem Druck zwangsläufig einen negativen Energiewert (Kondensationsenthalpie, mit -2.440 kJ/kg betragsmäßig gleich der Verdampfungsenthalpie).

Die Wahl des Bezugszustandes ist auch für die Angabe der chemischen Energie von Bedeutung. Die Reaktionsprodukte chemischer Umwandlungen von Energierohstoffen enthalten Wasser. Legt man den Bezugszustand auf 25 °C und den flüssigen Zustand des Wassers fest (wie es in der vorangig Natur vorkommt), hat man es mit dem Brennwert zu tun, im anderen Fall – bezogen auf 25 °C und gasförmiges Wasser – mit dem etwas niedrigeren Heizwert<sup>3</sup>. Der Brennwert bezieht also den chemischen Energiegehalt auf einen energetisch niedrigeren Zustand als der Heizwert und nimmt deshalb in der Regel<sup>4</sup> größere Werte an als dieser. Die Differenz ist umso größer, je mehr Wasser in den Reaktionsprodukten enthalten ist. Dies kann dazu föhren, dass ein Energierohstoff – z. B. Gölle oder sehr wasserhaltige Frischbiomasse – negative Werte für den Heizwert annimmt, obwohl der Brennwert positiv ist.

Da in der industriehistorischen entstandenen Verbrennungstechnik die Abköhlung von Rauchgasen und damit die Energienutzung technisch so gestaltet wurde, dass vor deren Austritt aus der Anlage keinerlei Kondensation stattfindet (Temperaturen über 150 °C), konnte der Heizwert verlässlich als maximal mögliche gewinnbare Energie zählen. Deshalb konnte problemlos der Heizwert als INPUT-GröÖe (und Nenner-Wert) in Wirkungsgradberechnungen verwendet werden. Er ist für die Bilanzierung von biogenen Festbrennstoffen etabliert.

Zunehmend spielen in der Energietechnik, besonders der regenerativen Energietechnik, Prozesse mit flüssigem Wasser eine Rolle – nicht als stofflich getrenntes Arbeitsmedium, sondern als Teil von homogenen oder heterogenen Mischungen mit Energierohstoffen oder Reaktionsprodukten des Energierohstoffs. Genannt seien neben Brennwertkesseln und Trocknungsprozessen auch Fermentationsprozesse und Wärmerückgewinnungsprozesse im Niedertemperaturbereich.

Bei der Anwendung der Brennwerttechnik kann durch die Kondensation von Wasserdampf dem Prozess mehr Energie entzogen werden als durch den Heizwert abgebildet ist. Dies föhrt dann bei Verwendung der klassischen Wirkungsgraddefinition mit Verwendung des Heizwertes zu Wirkungsgraden über 100 %.

Die Angabe eines Wirkungsgrades für einen energetischen Prozess mit Gölle oder eingemaischter Biomasse als Input scheidet wegen deren negativen Heizwertes. Hier kann man sich helfen, indem man eine vor dem energetischen Prozess mit „Gratis-Energie“ stattfindende

<sup>1</sup> Die Festlegung eines Bezugsdruckes wird hier bewusst nicht erörtert.

<sup>2</sup> Um sich Dampf bei 25 °C vorzustellen, muss man einen sehr niedrigen Druck annehmen. Der Dampfdruck des Wassers bei 25 °C beträgt 3,17 kPa, der bei Verdunstungsvorgängen al Partialdruck auftritt.

<sup>3</sup> Es werden immer isobare Zustandsänderungen angenommen.

<sup>4</sup> Falls überhaupt kein Wasser in den Reaktionsprodukten enthalten ist wie bei der Verbrennung von reinem trockenem Kohlenstoff oder Kohlenstoffmonoxid nehmen Brennwert und Heizwert gleiche Werte an.

dende physikalische Abtrennung von reinem flüssigem Wasser rechnerisch ansetzt. Dazu könnte man einen eine willkürliche Festlegung treffen, welcher prozentuale oder Anteil des Wassers als „unbeteiligter Wasseranteil“ zählen soll. Diese Annahme ist, besonders bezüglich der Menge<sup>5</sup> des unbeteiligten und damit nicht mehr unter Verwendung eines Teils der chemischen Energie zu verdampfenden Wassers, willkürlich. Daher wäre für diesen Weg eine Standardisierung erforderlich, wenn Vergleichbarkeit hergestellt werden soll. Diese Standardisierung dürfte aber schwierigere Probleme aufwerfen als die Umstellung auf Brennwertbezug. Wenn auch die äußere Kenngröße Wirkungsgrad des „Gesamtprozesses“ mit nicht so großen Verzerrungen damit noch darstellbar ist gilt doch folgendes: Für die Erstellung von zueinander passenden Teilbilanzen innerhalb des Gesamtprozesses zum Zwecke der Bewertung dürften sich bei Arbeit mit dem „unbeteiligten Wasseranteil“ erhebliche, vielleicht unüberwindliche methodische Schwierigkeiten ergeben.

Speziell bei der energetischen Bewertung von Biogasanlagen wird an Stelle des sonst üblichen Wirkungsgrades mit der Methanausbeute des Substrates gearbeitet. Damit wird die in der Energietechnik sonst übliche Arbeit mit stoffgebundenen Energieströmen ersetzt durch Mengenströme von Substraten, denen die Eigenschaft „spezifische Gasausbeute in Normkubikmeter Methan pro kg Inputsubstrat (bzw. oTS)“ zugeordnet wird. Die Prozessoptimierung hat somit keine übliche direkte Vergleichbarkeit mit gängigen Energiemaßeinheiten – praktisch führt das zu vorwiegend relativen Vergleichsangaben – bei denen selten der zugrundeliegende Bezug klar ist. Das Festhalten an dieser Praxis ist vielleicht auch eine Reaktion darauf, dass die Arbeit mit Wirkungsgraden auf Heizwertbasis bei Biogas nicht zielführend ist, wie oben erläutert. Eine ergänzende Berechnung auf Brennwertbasis, zusätzlich zu den sonst üblichen Gaserträgen, könnte die Situation schnell verbessern – und damit das wissenschaftliche Niveau heben.

### 6.5.3 Schlussfolgerungen/Auswirkungen

Die Bewertung von komplexen energietechnischen Systemen unter Verwendung von verschiedenen Teilbilanzen kann zu Fehlern führen, wenn Bezugszustände nicht einheitlich verwendet werden. Die Energiedifferenz zwischen den verschiedenen fehlerhaft verwendeten Bezugszuständen tritt dann als verschwundener oder entstehender Energiestrom auf. Die gleichzeitige Arbeit mit Heizwerten und Brennwerten im gleichen System ist – wie oben erläutert wurde – gleichbedeutend mit der Verwendung unterschiedlicher Bezugszustände. Für klassische thermochemische Prozesse ist die durchgängige Arbeit mit heizwertbezogenen Energieströmen durch technische Tradition gedeckt.

Nicht naheliegend ist dies aber bei Brenngasen, die aus regenerativen Energiequellen bereitgestellt werden. Bei Erdgas ist die Arbeit mit flüssigem Wasser als Bezugszustand, also mit dem Brennwert, branchenüblich. Die technische Brennwertnutzung ist für diesen Brennstoff Standardtechnologie. Dies gibt den Trend zur Abkehr vom Heizwertbezug, hin zum Brennwertbezug bei der Technologiebewertung vor.

<sup>5</sup> Wiederum naheliegender wäre es, das gesamte Brennstoffwasser als nicht beteiligtes Wasser anzusetzen. Dies kann aber zu einem Konflikt führen, wenn berücksichtigt wird, dass in Biogasanlagen ein gewisser Teil des Wassers gespalten und zu Biogas umgesetzt wird.

Es sollte künftig durchgängig dazu übergegangen werden, ungeachtet der branchenspezifischen üblichen Auslegungsmethodik, den Energiegehalt von Stoffströmen für vergleichende Bewertungen technologieübergreifend generell nach der gleichen Methodik zu berechnen. Grund dafür sind die zunehmenden Querverbindungen zwischen den Technologien, sei es für Vergleichszwecke oder für stoffliche und energetische Zusammenschaltung.

Die Entwicklung einer einheitlichen wissenschaftlich belastbaren technologieübergreifenden Bewertung von Bioenergieträgern und -technologien (z. B. künftig auch in Kontext von Power-to-Gas-Technologien) erfordert zwangsläufig den Bezug auf den Brennwert von Stoffströmen und wird in einer einheitlichen europäischen Normung zur Bewertung der Effizienz so auch vorgesehen.<sup>6</sup>

### 6.5.4 Beispielrechnung: Vergärung nasser Biomasse/Biochemische Konversion

Tabelle 6-11: Vereinfachter Heizwert und Brennwertvergleich – Vergärung nasser Biomasse/Biochemische Konversion

	Beschreibung des Stoff-/Energiestroms (Anlieferungszustand)	Stoffstrombilanzierung	Energiestrombilanzierung basierend auf		Abweichung aus Heiz- und Brennwertbezug in %
			Heizwert	Brennwert	
Input	50 Ma.-% Gülle <sup>7</sup> mit 90 % WG	50 kg/h	-16,0 kW (-0,32 kWh/kg)	15,5 kW (0,31 kWh/kg)	nb
	50 Ma.-% Maissilage <sup>8</sup> mit 65 % WG	50 kg/h	58,0 kW (1,16 kWh/kg)	86,0 kW (1,72 kWh/kg)	48 %
Zwischenprodukt (trocken)	Biogas <sup>9</sup>	12,3 m <sup>3</sup> /h	64,4 kW (4,3 kWh/kg)	71,4 kW (4,8 kWh/kg)	11 %
	Methan (ca. 53 % d. Biogas)	6,5 m <sup>3</sup> /h	–	–	–
Ungenutzter Brennwertanteil	–	–	–	7,0 kW	–
Output	Elektrische Energie	–	19,4 kW	19,4 kW	0 %
	Bei 80 °C auskoppelbare Nennwärme	–	31,0 kW	31,0 kW	0 %
Brutto-Anlagenwirkungsgrad	Elektrisch	–	45,9 %	19,0 %	-58 %
	Thermisch	–	73,4 %	30,5 %	-58 %
	Gesamt	–	119,2 % <sup>10</sup>	49,5 %	-58 %
Brutto-Wirkungsgrad Wärme-Kraft-Maschine	Elektrisch	–	30,0 %	27,1 %	-10 %
	Thermisch	–	48,0 %	43,4 %	-10 %
	Gesamt	–	78,0 %	70,5 %	-10 %

<sup>6</sup> Wo kraftwerkstechnische und energieverfahrenstechnische Berechnungsmethoden zusammentreffen, muss noch der Konflikt zwischen Brennwertbezug – also flüssiges Wasser bei 25 °C – und physikalischem Normzustand – also flüssigem Wasser bei 0 °C beachtet werden.

<sup>7</sup> Daten Rindergülle verändert nach ANNAMALAI et al. (1987), S. 49–57.

<sup>8</sup> Daten Maissilage nach TOVAR-GOMEZ et al. (1997), S. 77–88.

<sup>9</sup> Biogas, Richtwerte nach KEYMER (2013).

<sup>10</sup> Rechnerischer Wirkungsgrad aufgrund der Addition der Inputleistungen.

### 6.5.5 Beispielrechnung: Biomassevergasung/Thermochemische Konversion

Tabelle 6-12: Vereinfachter Heizwert- und Brennwertvergleich – Biomassevergasung/Thermochemische Konversion

	Beschreibung des Stoff-/Energiestroms (Anlieferungszustand)	Stoffstrombilanzierung	Energierstrombilanzierung basierend auf		Brennwertabweichung in Bezug auf den Heizwert
			Heizwert	Brennwert	
Input: Brennstoff	HHS mit 50 % WG	50 kg/h	114,4 kW 2,3 kWh/kg	140,1 kW 2,8 kWh/kg	22%
	HHS mit 10 % WG	50 kg/h	233,0 kW 4,7 kWh/kg	252,1 kW 5,0 kWh/kg	8%
Gereinigtes Produktgas (trocken) <sup>11, 12</sup>	HHS mit 50 % WG	76,6 kg/h 70 m³/h	104,4 kW 1,4 kWh/kg	113,5 kW 1,5 kWh/kg	9%
	HHS mit 10 % WG	136,8 kg/h 125 m³/h	186,4 kW 1,4 kWh/kg	202,7 kW 1,5 kWh/kg	9%
Ungenutzter Brennwertanteil	HHS mit 50 % WG	–	–	9,1 kW	–
	HHS mit 10 % WG	–	–	16,3 kW	–
Output: el. Energie + Nennwärme bei 80 °C	HHS mit 50 % WG	–	28,1 kW <sub>el</sub> 63,5 kW <sub>m</sub>	–	0% 0%
	HHS mit 10 % WG	–	52,8 kW <sub>el</sub> 106,1 kW <sub>m</sub>	–	0% 0%
Brutto-Anlagen-Wirkungsgrad	HHS mit 50 % WG	Elektrisch	24,6%	20,0%	-18%
		Thermisch	55,5%	45,3%	
		Gesamt	80,1%	65,4%	
	HHS mit 10 % WG	Elektrisch	22,6%	20,9%	-8%
		Thermisch	45,5%	42,1%	
		Gesamt	68,2%	63,0%	
Brutto-Wirkungsgrad BHKW <sup>13</sup>	HHS mit 50 % WG	Elektrisch	26,9%	24,7%	-80%
		Thermisch	60,8%	55,9%	
		Gesamt	87,7%	80,6%	
	HHS mit 10 % WG	Elektrisch	28,3%	26,0%	-8%
		Thermisch	56,9%	52,3%	
		Gesamt	85,2%	78,4%	

<sup>11</sup> Bei den berechneten Gasleistungen ist der Einfluss des unterschiedlichen Wassergehalts auf die Gaszusammensetzung nicht berücksichtigt worden. Es wurde für beide Fälle eine einheitliche Gaszusammensetzung zur Berechnung genutzt.

<sup>12</sup> Die Produktgasnormvolumenströme entsprechen Annahmen auf denen die Produktgasmassenströme basieren

<sup>13</sup> Siehe Kapitel 6, Tabelle 6-7.

### Literaturverzeichnis

- Annamalai, K.; Ibrahim, M. Y.; Sweeten, J. M. (1987): Experimental studies on combustion of cattle manure in a fluidized bed combustor. *Journal of Energy Resources Technology* 109.
- ASUE (Hrsg.) (2011): BHKW-Kenndaten 2011. energieDRUCK – Verlag für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, Essen.
- CEN/TS 14918 (2005): Feste Biobrennstoffe – Verfahren zur Bestimmung des Heizwertes. Beuth Verlag, Berlin.
- CEN/TS 14774 (2003): Feste Biobrennstoffe – Verfahren zur Bestimmung des Wassergehaltes – Verfahren der Ofentrocknung – Teile 1–3. Beuth Verlag, Berlin.
- DIN EN 13240 (2005): Raumheizer für feste Brennstoffe Anforderungen und Prüfungen. Beuth Verlag, Berlin
- DIN EN 304:2004-01 (2004): Heizkessel Prüfregelein für Heizkessel mit Ölzerstäubungsbrennern (enthält Änderung A1:1998 + A2:2003). Deutsche Fassung EN 304:1992 + A1:1998 + A2:2003. Beuth Verlag, Berlin.
- GE ENERGY (Hrsg.) (2010): Jenbacher Baureihe 6. URL: [http://www.emes.sk/pdf/de\\_vyroby\\_ny\\_rad\\_6.pdf](http://www.emes.sk/pdf/de_vyroby_ny_rad_6.pdf) (Stand: 03.05.2021)
- Hartmann, H.; Roßmann, P.; Turowski, P.; Link, H.; Marks, A. (2006): Staubemissionen aus Holzfeuerungen – Einflussfaktoren und Bestimmungsmethoden. Straubing.
- Keymer, U. (2013): Biogasausbeuten verschiedener Substrate, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. URL: <http://www.lfl-design3.bayern.de/ilb/technik/10225/index.php> (Stand: 29.07.2013).
- Konersman, L.; Haller, M.; Vogelsanger, P. (2007): Pelletsolar Leistungsanalyse und Optimierung eines Pellet-Solarkombinierten Systems für Heizung und Warmwasser. Bern.
- Kunde, R.; Gaderer, M.; Lautenbach, M. (2007): Praxistest zur Erhebung der Emissionssituati-  
on von Pelletfeuerungen im Bestand, ZAE Bayern und Bayerisches Landesamt für Umwelt
- Merker, P. G.; Schwarz, C.; Teichmann, R. (Hrsg.) (2012): Grundlagen Verbrennungsmotoren – Funktionsweise, Simulation, Messtechnik., 6. Auflage, Vieweg + Teubner Verlag | Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH.
- Pecka, M. (2004): Holz unter Dampf – Wirbelschichtvergasung in Güssing. In: *Energie & Management*.
- Reinelt, T.; Vesenmaier, A.; Clauß, T.; Reiser, M. (2018): Verbundvorhaben ERANET Bioenergy. Europäische Harmonisierung von Messmethoden zur Bestimmung von Methanemissionen aus Biogasanlagen (MetHarmo). Schlussbericht, Leipzig: DBFZ, 2018.
- Tovar-Gomez, M. R.; Emile, J. C.; Michalet-Doreau, B.; Barriere, Y. (1997): In situ degradation kinetics of maize hybrid stalks. *Animal Feed Science and Technology* 68 (1-2).
- UBA (2018): Wärmeverbrauch aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2018. Stand 02/2018. UBA (Hrsg.) auf Basis AGEE-Stat. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#wuerme> (Stand: 03.05.2021).
- VDI 3475 Blatt 4 (2010): Emissionsminderung – Biogasanlagen in der Landwirtschaft – Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger. KRDL Kommission Reinhaltung der Luft im VDI und DIN – Normenausschuss. Beuth Verlag, Berlin.
- VDI 4630 (2006): Vergärung organischer Stoffe – Substratcharakterisierung, Probenahme, Stoffdatenerhebung, Gärversuche. VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, Beuth Verlag.
- VDI 4661 (2003): Energiekenngrößen – Definitionen, Begriffe, Methodik. VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt, Beuth Verlag, Berlin.

## 7 METHODIK ZUR BERECHNUNG VON GESTEHUNGSKOSTEN

**Autor\*innen:** Martin Zeymer<sup>2</sup>, Niels Dögnitz<sup>1</sup>, Hendrik Etzold<sup>1</sup>, Christiane Hennig<sup>1</sup>, Peter Kornatz<sup>1</sup>, Volker Lenz<sup>1</sup>, Daniela Thrän<sup>1</sup>,

<sup>1</sup> DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

<sup>2</sup> ehemals DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

### 7.1 Hintergrund

Gemäß den Zielen des Forschungsnetzwerkes Bioenergie muss der weitere Ausbau der energetischen Biomassenutzung einen möglichst effizienten und wirtschaftlichen Einsatz der limitierten Biomasseressourcen bei einem breiten Nutzungsspektrum garantieren. Die Berechnung der Gestehungskosten zusammen mit einer ökologischen Bewertung der verschiedenen Bioenergiepfade bietet eine Möglichkeit die THG-Vermeidungskosten zu bestimmen. Die daraus ableitbaren Aussagen über die ökonomische Effizienz von Nutzungspfaden können letztlich dazu beitragen, die Kosten des Klimaschutzes sowie der Transformation des Energiesystems zu minimieren und damit die gesellschaftliche Akzeptanz der Bioenergie zu erhöhen, sofern die Ergebnisse politisch umgesetzt werden.

Angesichts der sich ändernden technologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist eine qualifizierte Diskussion nur über eine Vielzahl von Variantenrechnungen möglich, um die Bandbreite der Parameter abzubilden. Durch die Einführung der Gestehungskosten (frei Anlage) als Wirtschaftlichkeitskriterium sind die Biomassenutzungspfade mit unterschiedlichen technologischen Ansätzen, Nutzungsdauern, Bereitstellungsmengen, sowie Aufteilung in mögliche Energieformen, wie elektrische Energie, Wärme, flüssige Energieträger innerhalb der einzelnen Nutzungspfade vergleichbar. Die Energiegestehungskosten oder leveled cost of energy (LCOE) werden basierend auf der Annuitätenmethode berechnet und nach den Vorgaben der Richtlinie VDI 6025 (2012) einheitlich durchgeführt. Auf die Abbildung volkswirtschaftlicher Effekte wird bewusst verzichtet, da konzeptspezifische und diffizile Annahmen zu treffen sind, die weitreichende Auswirkungen haben, und daher in einer generalisierten Form nicht darstellbar sind.

### 7.2 Generelle Methodik und Systemgrenzen

Um die betriebswirtschaftlichen Folgen einer Neu- oder Ersatzinvestition beurteilen zu können, sollten im Regelfall basierend auf gleichen Systemgrenzen mehrere Varianten einzeln geprüft und anschließend gegenübergestellt werden sowie eine genaue Analyse der standortspezifischen Rahmenbedingungen (Jahreskennlinien, Nutzungsdauer, Rohstoffverfügbarkeit, usw.) erfolgen.

Als Systemgrenze der Kostenberechnung der Projekte des Förderbereichs „Energetische Biomassenutzung“ ist jeweils die Konversionsanlage inklusive der Brennstoffkonditionierung am Anlagenstandort (Hacker, Siebanlagen, Trocknung, usw.), die Brennstoffla-

gerung sowie Anlagen zur Konditionierung der bereitgestellten Energieform mit in die Berechnung einzubeziehen. Die Vorkette (Biomassebereitstellung) erfährt über die Kosten der Brennstoffbeschaffung Berücksichtigung. Mögliche Effekte der Distribution werden ausschließlich bei der Kraftstoffherzeugung berücksichtigt. Andere Bioenergieformen wie Wärme und elektrische Energie sind davon unbenommen. Für die erzeugten Bioenergie-träger sind folgende Schnittstellen bezüglich der Konditionierung möglicher Energieformen definiert:

- Elektrische Energie: Transformatoranlage (inkl. Schaltanlage) zur Einspeisung in das Leitungsnetz
- Wärme: Wärmeüberträger zur Prozess-/Fernwärmeauskopplung (ohne Pumpen und Steuerung des Wärmenetzes)
- Flüssige Energieträger: Tanklager und Einrichtung zur Befüllung von Tankwagen (inkl. Gleisanbindung bzw. Straßenanbindung), Distribution
- Gasförmige Energieträger: Verdichtungsanlage für die Einspeisung in ein 16 bar-Leitungsnetz (exkl. Odorierung und eventueller Propanzugabe) bzw. alternative Transportaufwendung zur Umwandlungsanlage

Diesbezüglich ist zu beachten, dass sowohl notwendige Investitionen, Instandhaltungsaufwendungen und Betriebsstoffe sowie Hilfsenergie mit in die Kalkulation einbezogen werden müssen. Um anschließend Treibhausgasvermeidungskosten berechnen zu können, ist es erforderlich, die Kosten der fossilen Referenz-(Energie) an der gleichen Systemgrenze (Opportunitätskosten) zu ermitteln und denen der regenerativen gegenüberzustellen.

#### Generelle Methodik

Zur Abschätzung der betriebswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit einer geplanten Anlage werden je nach Anlage die mittleren Kraftstoff-, Strom- und/oder Wärmegestehungskosten in Anlehnung an die Richtlinie VDI 6025 ermittelt und anschließend mit den Opportunitätskosten verglichen. Alle Vorschriften zur Bestimmung der jeweiligen Kosten sind in der VDI 6025 (z. B. Annuitätenmethode) detailliert aufgeführt und sind analog für die Berechnungen durchzuführen. Die Annuitätenmethode als dynamisches Investitionsrechenverfahren und Variante der Kapitalwertmethode ist allgemein anerkannt und bezieht den (zukünftigen) Zeitwert des Geldes anhand von Zins und Zinseszinsen mit ein. Unter Berücksichtigung von Ersatzbeschaffungen und Kostensteigerung werden bei diesem Verfahren einmalige und laufende Zahlungen über einen vorgegebenen Betrachtungszeitraum zusammengefasst. Die Differenz der Summe der durchschnittlichen jährlichen Einzahlungen und der durchschnittlichen jährlichen Auszahlungen ergibt die Annuität. Die Annuität ist unter Berücksichtigung des Kalkulationszinseszinses als ein jährlicher Gewinn bzw. bei negativem Vorzeichen ein jährlicher Verlust in €/a aufzufassen. (DBFZ 2011)

Daher ermöglicht dieses Verfahren die Abbildung der Verzinsungserwartung, des Inflationsniveaus sowie die Notwendigkeit von Ersatzinvestition. Auch andere dynamische Verfahren wie die Kapitalwertmethode oder die Berechnung des internen Zinsfußes (Ermittlung der Höhe der Verzinsung des in der Investition gebundenen Kapitals) können zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit genutzt werden. (Pape 2011) Zur thematisch relevanten Bestimmung



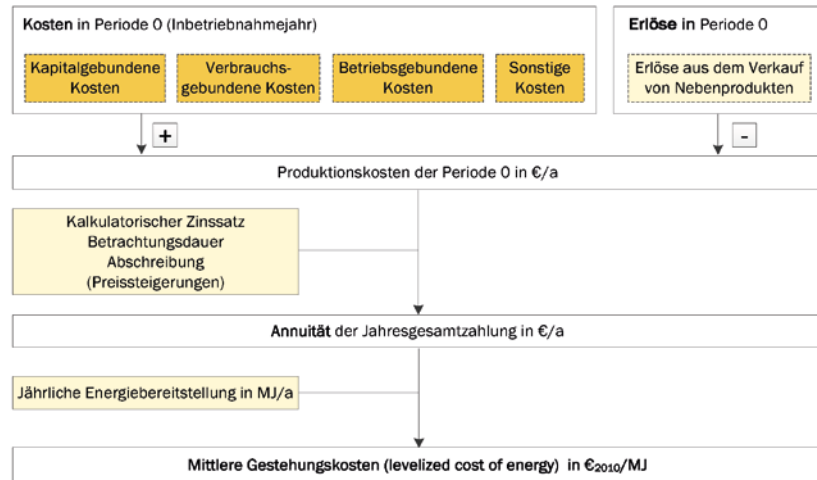


Abbildung 7-1: Berechnung der mittleren Gestehungskosten (LCOE) am Beispiel der Energiegestehungskosten, (Zeymer et al. 2013)

der mittleren Energiegestehungskosten und Vergleichbarkeit der Ergebnisse wird sich aber im Weiteren auf die Annuitätenmethode und deren Anpassung zur Berechnung der mittleren Gestehungskosten (LCOE) beschränkt. Das Vorgehen ist in Abbildung 7-1 schematisch dargestellt und nachfolgend detailliert erläutert.

$$GSK_m = \frac{A}{E} \quad \text{Formel 7-1}$$

$A$  = Annuität (€/MJa)  
 $E$  = jährliche, konstante Energiebereitstellung (MJ/a)  
 $GSK_m$  = mittlere Gestehungskosten (LCOE) (€/MJ)

Ist die jährliche Energiebereitstellung nicht konstant, ist dieses Vorgehen nicht möglich, da nur konstante Zahlungen (Annuität) durch eine konstante Energiebereitstellung ohne systematischen Fehler dividiert werden können. Alle Zahlungen und die jährliche Energiebereitstellung sind über alle Zeitpunkte der Betrachtung auf den Inbetriebnahmezeitpunkt ( $t = 0$ ) mittels einer unterstellten Diskontierungsrate abzuzinsen. Über die richtige Höhe der Diskontierungsrate gibt es umfangreiche Diskussionen. Eine Möglichkeit ist es, für die Kosten oder Auszahlungen, also negative Überschüsse, den Fremdkapitalzinssatz zu wählen und dementsprechend auch für die Energiebereitstellung. Üblicherweise liegen Diskontierungsraten zwischen 5 und 10%. Die hierdurch ermittelten Barwerte weisen nun einen einheitlichen Bezugspunkt auf und können mittels Division in die mittleren Gestehungskosten überführt werden (Formel 7-2), (Zeymer et al. 2013), (OECD 2010).

$$GSK_m = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{K_t - NE_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Formel 7-2}$$

$E$  = Energiebereitstellung in Periode  $t$  (MJ/a)  
 $GSK_m$  = mittlere Gestehungskosten (LCOE) (€/MJ)  
 $K_t$  = Kosten in Periode  $t$  (€/a)  
 $NE_t$  = Nebenprodukterlöse in Periode  $t$  (€/a)  
 $r$  = Diskontierungsrate (%)

Bei allen Berechnungen ist für alle Energieträger der Heizwert ( $H_i$ ) und das Basisjahr 2017 anzusetzen. Liegen Kosten für z. B. Rohstoffe oder Konversionsanlagen für andere Jahre vor, sind diese zunächst auf das Bezugsjahr 2017 mit geeigneten Preissteigerungsraten (z. B. auf Basis des Statistischen Bundesamts oder dem Chemieanlagenindex<sup>1</sup>) zu diskontieren bzw. aufzuzinsen.

Zur Bestimmung der relativen Vorteilhaftigkeit mehrerer Investitionsvorhaben ist ein direkter Vergleich der einzelnen Gestehungskosten notwendig. Die absolute Vorteilhaftigkeit einer Investition kann durch einen Vergleich der Gestehungskosten mit den Opportunitätskosten vorgenommen werden. Diese sind im Falle:

- der Kraftstoffgestehungskosten die Kosten der fossilen Referenz bzw. des fossilen Substituts (z. B. Benzin, Diesel oder Erdgas),
- der Stromgestehungskosten die Vergütung/Marktprämie nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), die Kosten der fossilen Referenz oder die Einsparungen durch die Eigenversorgung mit elektrischer Energie,
- der Wärmegestehungskosten die Kosten der bisherigen meist fossilen Referenz oder einer optionalen Wärmeversorgung.

Durch die Beschränkung auf die Gestehungskostenrechnung bleiben aber gleichzeitig die positiven externen Effekte z. B. der elektrischen Energiebereitstellung durch Biomasse gegenüber Wind und Photovoltaik aufgrund einer deutlich höher gesicherten Leistung unberücksichtigt (Zeymer et al. 2013). So beträgt diese bei Biomasse 88%, bei Wind nur 5–10% und Photovoltaik nur 1% der Kraftwerksleistung (dena 2010, S. 23). Bei einem Vergleich der Bereitstellungskosten auf Netzebene der Biomassepfade mit Wind- oder Solarkraftwerken sind somit Mehrkosten für zusätzliche Reserveleistung und Netzausbau zu berücksichtigen, besonders wenn der Anteil fluktuierender Energieträger weiter ansteigt (Zeymer et al. 2013).

<sup>1</sup> ProcessNet Chemieanlagenindex Deutschland (PCD)

### Jährlich konstante Preissteigerungsrate

Bei Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen von Energieprojekten wird meistens von den aktuellen Energiepreisen ausgegangen und eine „jährlich konstante Preissteigerungsrate“ während der Laufzeit des Projektes angesetzt. Jedoch wird eine solche Vorgehensweise der Realität auf dem Energiemarkt nicht gerecht, da sich die anfallenden Kosten im Rahmen der Biomassebereitstellung in der Vergangenheit sehr volatil dargestellt haben (Konstantin 2007). Zwar ist die Berücksichtigung von Preissteigerungen besonders bei der Inanspruchnahme einer EEG-Vergütung zwingend notwendig, um die Wirtschaftlichkeit zu bestimmen, da die Vergütung von elektrischer Energie über 20 Jahre fest ist. Jedoch können im Wärme- und Kraftstoffmarkt z. B. Rohstoffteuerungen teilweise auf den Verbraucher umgelegt werden. Auf eine Gestehungskostenrechnung mit jährlichen Preissteigerungsraten wird zur besseren Vergleichbarkeit der Einsatzbereiche von Biomasse also Wärme, Strom, KWK und Kraftstoff verzichtet.

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wird daher empfohlen, mit den Durchschnittspreisen des letzten Jahres zu rechnen. Als Bezugszeitpunkt wird das Jahr 2017 angenommen. Falls nicht anders möglich, sollte auf eine ältere Datenbasis ausgewichen und diese Daten auf das Jahr 2017 prognostiziert werden.

Insgesamt eignen sich in diesem Zusammenhang daher besser Sensitivitätsbetrachtungen unter der Einbeziehung erheblich höherer und niedrigerer Preise für Rohstoffe, betriebs- und kapitalgebundener Parameter, um auf diese Weise mögliche Risiken zu analysieren und mögliche Schwankungen transparenter abzubilden.

## 7.3 Annahmen und Rahmenbedingungen

Als Kalkulationsbasis gilt eine erprobte und in den Markt eingeführte Konversionsanlage. In Vorhaben, wo dieses (noch) nicht erreicht ist, sind die verfügbaren Daten entsprechend weiter zu entwickeln, umso möglichst zuverlässige Werte für eine marktnahe Technologie verwenden zu können. Dabei ist stets auch der Zeitpunkt anzugeben, wann mit einer Marktverfügbarkeit gerechnet wird.

Generell weisen die Annahmen und Rahmenbedingungen große Bandbreiten auf, die abhängig vom Anliegen der Betrachtung, von der Auslegung der Anlage (Spitzen-/Dauerlast, wärme-/stromgeführt) sowie vom Standort und der Technologiereife (Zuverlässigkeit, Standzeiten, Wartungsaufwand) stark variieren können und somit von Fall zu Fall angepasst werden müssen. Zentrale Kalkulationsbasis für die Gestehungskosten bilden daher die in den Stoff- und Energiebilanzen ermittelten prozess- und anlagenspezifischen Kenngrößen (z. B. Wirkungsgrade und spezifische Emissionen) sowie deren Hochrechnung auf ein erprobtes Anlagenkonzept. Bei der Berechnung der Gestehungskosten sollte der Wärmenutzungsgrad einer Anlage mit angegeben werden, da dieser das Ergebnis erheblich beeinflussen kann.

Um eine möglichst hohe Transparenz zu erzielen, sollte je nach Möglichkeit die Investitionssumme in Anlagekosten (Bautechnik/Maschinenteknik/Elektro- und Leittechnik), Ingenieurleistungen für Planung und Überwachung, Bauherrenleistungen, Bauzinsen und in Unvorhergesehenes aufgeschlüsselt werden. Die sehr hohe Vielfalt an Technologien und Konzepten bei der Bereitstellung von Biomasse erlaubt es nicht, Angaben zu Investitions-

Tabelle 7-1: Schätzung von Instandhaltungskosten chemischer Verfahren (Peter et al. 2003)

Chemisches Verfahren	Instandhaltungskosten in % der Investitionssumme pro Jahr (Brutto)		
	Löhne	Material	Gesamt
Einfaches thermochemisches Verfahren	1-3	1-3	2-6
Durchschnittlich komplexes Verfahren unter normalen Prozessbedingungen	2-4	3-5	5-9
Komplexes Verfahren unter korrosiven Bedingungen oder mit aufwendiger Mess-, Steuerungs-, und Regelungstechnik (MSR)	3-5	4-6	7-11

summen vorzugeben und sind daher projektspezifisch zu kalkulieren. Neben der Investitionssumme einer Anlage sind die Instandsetzungs- und Wartungskosten von besonderer Relevanz, die unter den Instandhaltungskosten zusammengefasst sind (Definition in Kap. 3.2.2 Ökonomische Definitionen). In Peter et al. 2003 sind Schätzungen für unterschiedlich komplexe Verfahren und in Abhängigkeit der Prozessbedingungen Instandhaltungskosten nach Löhnen und Material aufgeschlüsselt angegeben. In Tabelle 7-1 sind die Instandhaltungskosten als Prozentangaben der Investitionssumme pro Jahr aufgelistet. Je nach Verfahren und Technologie sollten sich die Annahmen zu Instandhaltungskosten daran orientieren.

Für die folgenden Konversionstechnologien wurde hinsichtlich Rahmenbedingungen und Annahmen für die Gestehungskostenberechnung eine differenzierte Auflistung erstellt (siehe Tabelle 7-2 bis Tabelle 7-4). Alle Angaben zu Preisen für Roh-, Hilfs- und Reststoffen sowie für Hilfsenergie basieren auf einer durchschnittlichen Kostenbasis im Jahr 2017. Bei allen Parametern wurde zur Vereinfachung und besseren Vergleichbarkeit verschiedener Anlagen auf eine Angabe von Spannweiten verzichtet und ein einzelner Wert zur Berechnung der Gestehungskosten angegeben. Große regionale Unterschiede sind generell vorhanden, aber in diesem Zusammenhang nicht betrachtet, um eine einheitliche Kostenbasis für alle Projekte zu schaffen sowie die Ergebnisse transparent und vergleichbar zu gestalten. Sind deutliche Abweichungen zwischen den realen Werten und den vorgeschlagenen Annahmen bzw. Rahmenbedingungen in einem konkreten Projekt zu erwarten, ist dies auf jeden Fall zu vermerken und bei der anschließenden Sensitivitätsbetrachtung zu berücksichtigen bzw. zu diskutieren.

Folgende Anlagenkonzepte werden beschrieben:

### Biogasanlage/Biodieselanlage/Bioethanolanlage

Vereinfacht betrachtet, weisen Biogasanlagen/Biogasanlagen inkl. Aufbereitung, Bioethanolanlagen und Biodieselanlagen eine ähnliche technische Reife sowie Komplexität auf und können daher bezüglich der wirtschaftlichen Annahmen sowie Rahmenbedingungen zusammengefasst werden. Eine Übersicht ist in Tabelle 7-2 gegeben.

### Biomassefeuerungsanlagen

Biomassefeuerungsanlagen weisen eine große Spannweite in der Feuerungswärmeleistung auf, die von einem Kilowatt bis zu mehreren hundert Megawatt reicht. Da jedoch nicht nur die Kapazität stark variiert, sondern auch die Betriebsweise und sonstige Rahmenbedingungen, erfolgt in Tabelle 7-3 eine Unterscheidung hinsichtlich der Größenklasse und Art der Nutzung der Biomassefeuerungsanlagen entsprechend praktischer Erfahrungswerte (Expertenmeinung).

### Biomassevergasungsanlagen

Aufgrund der deutlich höheren spezifischen Investitionssummen für Biomassevergasungsanlagen im Unterschied zu konventionellen Biomasseheizkraftwerken fallen die Instandhaltungs- sowie Reinigungskosten trotz ähnlich hoher prozentualer Abschläge deutlich höher aus. Die zudem komplexere Technik sowie geringeren Betriebserfahrungen erfordern diesen höheren Aufwand sowie Zuschläge bei den unvorhergesehenen Kosten. Die Rohstoffsituation bzw. -konkurrenzen sind vergleichbar mit denen von Biomasseheizkraftwerken, da eine ähnliche Bandbreite eingesetzt werden kann bzw. angestrebt wird (z. B. Waldrestholzpellets, Althölzer). Die Annahmen bezüglich der jährlichen Jahresvolllaststunden sind noch nicht technologieübergreifend realisiert, jedoch durch einzelne Anlagen (FICFB-Vergasung Güssingen, Harboøre-Anlage in Dänemark) bestätigt und stellen das Minimal-Ziel der geplanten Anlagen im Regelbetrieb dar.

**Tabelle 7-2: Typische Annahmen und Rahmenbedingungen Gestehtungskostenrechnung (netto, 2017) - Biogasanlage/Biogasanlage inkl. Aufbereitung, Bioethanol- und Biodieselanlagen**

Parameter	Annahmen und Rahmenbedingungen	Quelle
Jahresvolllaststunden (Biogasanlage mit Aufbereitung)	8.200 h/a	Annahme, Erfahrungswerte
Jahresvolllaststunden (alle anderen Bioenergieanlagen mit Grundlast)	8.000 h/a	Annahme, Erfahrungswerte
Jahresvolllaststunden (BGA flexibel mit doppelter Überbauung <sup>2</sup> )	4.000 h/a	Annahme, Erfahrungswerte
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>		
Investitionssumme (schlüsselfertig, ohne Bauzinsen)	$I_0$	
Kalkulatorischer Mischzinssatz	4 %/a	KTBL 2013
Instandsetzung	siehe Tabelle 7-1	
Betrachtungszeitraum <sup>3</sup>	20 Jahre	
<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>		
Biomassepreise (netto) <sup>4</sup> :		
• Zertifiziertes Rapsöl	790 €/t <sub>FOB</sub>	AMI (2018)
• Rapssaat	387 €/t <sub>franko</sub>	AMI (2018)
• Zertifiziertes Palmöl	741 €/t <sub>cca Rotterdam</sub>	AMI (2018)
• Gülle	0 €/t <sub>FM</sub> („Eigenproduktion“)/ 8 - (-20) <sup>5</sup> €/t <sub>FM</sub> (Fremdgülle <sup>6</sup> )	Erfahrungswerte/Expertenmeinung
• Klärschlamm (Dünnschlamm 5 % TS)	-10 - (-30 €/t <sub>FM</sub> ) <sup>8</sup>	UBA (2013)
• Mais bzw. Maissilage (35 % TM)	32 €/t <sub>FM</sub>	KTBL Leistungs-Kosten Rechner (Energiepflanzen Mais Silomais, Wirtschaftsart konventionell) (2017)
• Getreidekorn (87 % TM) <sup>5</sup>	159 €/t <sub>FM</sub>	KTBL Leistungs-Kosten Rechner (Winterweizen Korn Bioethanolproduktion: Stückleistungen und Stückkosten, Wirtschaftsart konventionell) (2017)
• Grassilage (35 % TM)	30 €/t <sub>FM</sub>	KTBL Leistungs-Kosten Rechner (Ackergras, Wirtschaftsart konventionell) (2017)
• Zuckerrübenblattsilage (18 % TM)	28 €/t <sub>FM</sub>	KTBL Leistungs-Kosten Rechner (Zuckerrübe für die Bioethanolproduktion, Wirtschaftsart konventionell) (2017)
• Grünroggensilage (25 % TM)	31 €/t <sub>FM</sub>	KTBL Leistungs-Kosten Rechner (Winterroggen Ganzpflanzensilage Biogasproduktion, Wirtschaftsart konventionell) (2017)

<sup>2</sup> kann je nach Flexibilisierungskonzept variieren

<sup>3</sup> Der Betrachtungszeitraum ist weder die technische noch betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer (Abschreibung), sondern ein einheitlicher Zeitraum. Als Abschreibungszeit sollte die technische Nutzungsdauer angesetzt und falls notwendig Ersatzinvestitionen sowie Liquidationserlöse berücksichtigt werden (Berechnung nach VDI 6025).

<sup>4</sup> Biomassepreise können regional stark variieren.

<sup>5</sup> Kann je nach Getreideart variieren.

<sup>6</sup> Der Wert kann stark in Abhängigkeit des Substrats und regional unterschiedlichen Bedingungen (z. B. Mehrkosten für Transport, Lagerung, Ausbringung, Gülmengen zur Erreichung des Güllebonus, Nährstoffüberschüsse oder Nährstoffbedarf) variieren.

<sup>7</sup> bei negativen Preisen (Annahmegebühren), entsprechende Kosten für Gärrestverwertung.

<sup>8</sup> Durchschnittswert für landwirtschaftliche Verwertung. Bei notwendigen höheren TS-Gehalten für die Verwertung ist mit höheren Aufbereitungs- und Verwertungskosten zu rechnen.

Strompreis (Eigenbedarf)	8,33 Cct/MJ (30 Cct/kWh)	Eurostat
Propan	2 €/kg	Verkaufsportale
Antischaummittel	4 €/kg	Moeller et al. 2013
Prozesswasser	2 €/m <sup>3</sup>	Verivox
Entsorgung:		
• Belastete Gärückstände mit 85 % TS-Gehalt (z. B. aus Klärschlammverwertung) <sup>9</sup>	90 €/t	UBA (2013)
• Rostasche (Dampfbereitstellung bei Bioethanolproduktion)	80 €/t	Entsorgungskosten für Asche für Deponierung am Beispiel von Deponie Kleve (2021)
• Flugasche (Dampfbereitstellung bei Bioethanolproduktion)	100 €/t	
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>		
Personalbedarf (Biogasanlage) [MA]	0,5 MA/MW <sub>Biogas</sub>	KTBL, BMP III
Personalbedarf (Biokraftstoffanlagen) [MA]	0,25 MA/MW <sub>Output</sub>	Ehrfahrungswerte
Spezifische Personalkosten [€/ (MA · a)]	50.000 <sup>10</sup>	Ehrfahrungswerte
Wartung und Reinigung	siehe Tabelle 7-1	
Verwaltung	(0,5 % · I <sub>0</sub> )/a	Peters et al. (2004)
Versicherung (ohne Bau)	(1,00 % · I <sub>0</sub> )/a	Peters et al. (2004)
Unvorhergesehenes	(0,50 % · I <sub>0</sub> )/a	Peters et al. (2004)
<b>Erlöse für Nebenprodukte</b>		
Wärmegutschriften (standortabhängig):		
• Wärme bis 90 °C <sup>11</sup>	0–10 €/kWh <sub>th</sub> , durchschnittlich geschätzt 3 €/kWh <sub>th</sub>	Erfahrungswerte/Expertenmeinung
• Hochdruckdampf	1,39 €/MJ <sub>th</sub> (5 €/kWh <sub>th</sub> )	
Koppelprodukte:		
• Extraktionsschrot	220 €/t	AMI 2019

\* kann je nach Flexibilisierungskonzept variieren

9 Die Werte können stark variieren. Klärschlamm wird direkt an der Kläranlage ausgefäulert, ggf. getrocknet und als Sekundärbrennstoff vor Ort (Trocknung des Klärschlammes, Fermenter/Faulturmbeheizung) bzw. extern oder in z. B. einem Müllheizkraftwerk verwertet. Hier Durchschnittswert für Mono- bzw. Mitverbrennung angegeben.

10 „Die Personalkosten können vor allem im Bereich der chemischen Industrie deutlich höher liegen.“

11 Maximale Wärmegutschriften für die Wärmemenge, die bei notwendigem Heizbedarf fossile Energieträger ersetzt, können in Höhe des Brennstoffwertes von Heizöl unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades des Heizkessels und dessen Kosten für Wartung, Überwachung etc. abzüglich der Anschlusskosten liegen (+6 bis +11 Ct/kWh<sub>th</sub>). In der Praxis wird die Wärme unter Berücksichtigung des KWK-Bonus zu weit niedrigeren Preisen verkauft.

**Tabelle 7-3: Häufig zutreffende Annahmen und Rahmenbedingungen der Gestehungskostenrechnung (netto, 2017) – Biomassefeuerungsanlagen zur Wärmebereitstellung im kleinen und mittleren Leistungsbereich**

Parameter	Private Nutzung		Kommerzielle Nutzung	
	Einzelraumfeuerstätten (4–12 kW) <sup>12</sup>	Zentralheizungen E/ZFH (4–30 kW) <sup>14</sup>	Zentralheizungen (4–200 kW, monovalent)	Zentralheizungen (100 kW bis mehrere MW, bivalent Öl/Gas-Grundlast)
Jahresvolllaststunden (Dauerbetrieb)	–	–	–	7.500 h/a
Jahresvolllaststunden (wärmegeführt)	600 h/a <sup>15</sup>	1.900 h/a <sup>16</sup>	1.700 h/a <sup>17</sup>	2.500 h/a <sup>18</sup>
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>				
Investitionssumme (schlüsselwertig, ohne Bauzinsen)	I <sub>0</sub>	I <sub>0</sub>	I <sub>0</sub>	I <sub>0</sub>
Kalkulatorischer Mischzinssatz <sup>19</sup>	4 %	4 %	4 %	4 %
Instandsetzung	(0,5 % · I <sub>0</sub> )/a <sup>20</sup>	(2,0 % · I <sub>0</sub> )/a <sup>21</sup>	(2,0 % · I <sub>0</sub> )/a <sup>22</sup>	(2,0 % · I <sub>0</sub> )/a <sup>23</sup>
Betrachtungszeitraum <sup>24</sup>	20 a	20 a	20 a	20 a
<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>				
Biomassepreise (netto) <sup>25</sup>				
Restholz (Hackschnitzel frei Anlage, WG 35 %) <sup>26</sup>	–	80 €/t <sub>stroh</sub>	80 €/t <sub>stroh</sub>	75 €/t <sub>stroh</sub>
Altholz der Klassen I (frei Verwerter) (EUWID 2017)	–	–	17 €/t	17 €/t
Landschaftspflegeholz (frei Verwerter) (EUWID 2017)	–	59 €/t <sub>stroh</sub>	59 €/t <sub>stroh</sub>	59 €/t <sub>stroh</sub>
Stroh (AMI 2017)	–	51 €/t <sub>FM</sub>	51 €/t <sub>FM</sub>	51 €/t <sub>FM</sub>

12 Einzelraumfeuerstätten werden zu mindestens 80 % mit Scheitholz und Holzbriketts betrieben rein rechtlich können nach 1. BImSchV (2020) kein Stroh, Industriepellets und Altholz eingesetzt werden.

13 Ein-/Zweifamilienhaus: im Bereich der 1. BImSchV (2020) werden hier zu 99 % naturbelassene Holzackschnitzel (HHS) oder Holzpellets eingesetzt. Stroh oder Miscanthus sind ggf. rechtlich erlaubt, werden aber nur marginal eingesetzt.

14 Ein-/Zweifamilienhaus: im Bereich der 1. BImSchV (2020) werden hier zu 99 % naturbelassene Holzackschnitzel (HHS) oder Holzpellets eingesetzt. Stroh oder Miscanthus sind ggf. rechtlich erlaubt, werden aber nur marginal eingesetzt.

15 Gezielte und regelmäßige Zuheizung bei vorhandener Zentralheizung; Expertenmeinung

16 nach Rosenkranz 2020

17 nach Rosenkranz 2020

18 untere Grenze, nach QM Holzheizwerke, C.A.R.M.E.N. (2014)

19 KTBL 2013

20 Expertenmeinung, Werte für marktübliche Geräte ohne Elektronik; besonders emissionsarme Geräte mit primärer und sekundärer Emissionsminderung und/oder Einbindung ins Heizsystem (Instandsetzung: (2% · I<sub>0</sub>)/a).

21 Entspricht den Angaben für 1.3.1.3 der VDI 2067 (2000)

22 Entspricht den Angaben für 1.3.1.3 der VDI 2067 (2000)

23 Entspricht den Angaben für 1.3.1.5 der VDI 2067 (2000)

24 Der Betrachtungszeitraum ist weder die technische noch betriebswirtschaftliche Nutzungsdauer (Abschreibung), sondern ein einheitlicher Zeitraum. Als Abschreibungszeit sollte die technische Nutzungsdauer angesetzt und falls notwendig Ersatzinvestitionen sowie Liquidationserlöse berücksichtigt werden (Berechnung nach VDI 6025, 2067).

25 Brennstoffpreise sind sehr volatil. Für aktuelle Preise

26 C.A.R.M.E.N Marktüberblick (2020)

Industriepellets <sup>27</sup>	—	—	132 €/t	132 €/t
Holzpellets (DIN plus) (DEPV 2017) <sup>28</sup>	240 €/t <sub>netto</sub>	240 €/t <sub>netto</sub>	—	—
Strompreis (brutto, Eigenbedarf)	8,33 €ct/MJ (30 €ct/kWh) <sup>29</sup>		5,55 €ct/MJ (20 €ct/kWh) <sup>30</sup>	
Entsorgung: • Rostasche • Flugasche		— <sup>31</sup>		80 €/t <sup>32</sup> 100 €/t <sup>33</sup>
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>				
Personalbedarf	—	—	0,2 MA/MW <sub>FWL</sub> <sup>34</sup>	1,0 MA/MW <sub>FWL</sub> <sup>35</sup>
Spezifische Personalkosten	—	—	44.000 €/ (MA · a) <sup>36</sup>	65.000 €/ (MA · a) <sup>37</sup>
Wartung <sup>38</sup> [% der Brutto-Investitions-summe pro Jahr]	1 % <sup>39</sup>	2,5 % <sup>40</sup>	2,5 % <sup>41</sup>	1,5 % <sup>42</sup>
Verwaltung [% der Brutto-Investiti-onssumme pro Jahr]	(0,5 % · I <sub>0</sub> )/a <sup>43</sup>		(0,75 % · I <sub>0</sub> )/a <sup>44</sup>	(0,75 % · I <sub>0</sub> )/a <sup>45</sup>
Versicherung und Steuern (ohne Bau) [% der Brutto-Investitions-summe pro Jahr]			(1,0 % · I <sub>0</sub> )/a <sup>46</sup>	(1,0 % · I <sub>0</sub> )/a <sup>47</sup>
Schornsteinfegerkosten (inkl. Emissionsmesskosten) <sup>48</sup>	50 €/a	90 €/a	90 €/a	160 €/a
Unvorhergesehenes <sup>49</sup> [% der Brutto-Investitions-summe pro Jahr]	—	—	(0,5 % · I <sub>0</sub> )/a	(0,5 % · I <sub>0</sub> )/a

\* Angabe „-“ es fallen keine Kosten an bzw. ist der Einsatz der angegebenen Einsatzstoffe rechtlich nicht erlaubt.

<sup>27</sup> PIX Pellet Nordic Index (FOEX Indexes Ltd. 2017)

<sup>28</sup> DEPV 2017

<sup>29</sup> <https://www.stromauskunft.de/strompreise/>

<sup>30</sup> Gewerbestrompreis: <https://strom-report.de>

<sup>31</sup> Aktuell keine Entsorgungskosten für Rostaschen, da die Aschen in die schwarze Tonne entsorgt werden können (DEPI 2016); in der Zukunft werden kleinere Anlagen Abscheider (i. d. R. E-Abscheider) installieren

<sup>32</sup> Entsorgung von Rostasche nach Abfallschlüssel 10 01 01, Preis aufgerundet am Beispiel von Deponie Kleve (2021)

<sup>33</sup> Flugasche und Filterstäube müssen auf Deponien für gefährliche Abfälle verbracht werden (UBA 2018), Preis aufgerundet am Beispiel von Deponie Kleve (2021)

<sup>34</sup> Leitfaden Feste Biobrennstoffe (FNR 2014)

<sup>35</sup> < 1 MW 0,4; > 1 MW 2 (FNR 2014)

<sup>36</sup> Durchschnittswert berechnet nach (FNR 2014)

<sup>37</sup> Durchschnittswert berechnet nach (FNR 2014)

<sup>38</sup> Reinigung ist tendenziell im Personalbedarf mit abgedeckt

<sup>39</sup> Expertenmeinung, Werte für marktübliche Geräte ohne Elektronik; besonders emissionsarme Geräte mit primärer und sekundärer Emissionsminderung und/oder Einbindung ins Heizsystem (Wartung: (2,5 % · I<sub>0</sub>)/a)

<sup>40</sup> Entspricht den Angaben für 1.3.1.3 der VDI 2067 (2000)

<sup>41</sup> Ebd.

<sup>42</sup> Ebd.

<sup>43</sup> Handbuch Bioenergie Kleinanlagen (FNR 2013)

<sup>44</sup> Expertenmeinung

<sup>45</sup> Ebd.

<sup>46</sup> Leitfaden Feste Biobrennstoffe (FNR 2014): 1 %/a der Investitionssumme (Brutto-Investitionssumme ohne MwSt.)

<sup>47</sup> Leitfaden Feste Biobrennstoffe (FNR 2014): 1 %/a der Investitionssumme (Brutto-Investitionssumme ohne MwSt.)

<sup>48</sup> Durchschnittswerte nach Verivox (2021); i. d. R. kommt der Schornsteinfeger bei Biomassefeuerungsanlagen auch zweimal im Jahr (Kehren und Anfahrt ohne Messung, mindestens 50 €, mit Feinstaubmessung, ca. 80 € alle zwei Jahre); für große Kessel kommt zusätzlich neben der Reinigung mit mehr Aufwand ggf. noch eine BlmSch-Messung (120 €) dazu

<sup>49</sup> Expertenmeinung

**Tabelle 7-4:** Typische Annahmen und Rahmenbedingungen der Gesteungskostenrechnung (netto, 2017) - Biomassevergasung (mit motorischer Nutzung oder Methanisierung)

Parameter	Annahmen und Rahmenbedingungen	Quelle/Anmerkung
Jahresvolllaststunden (Dauerbetrieb)	7.500 h/a	Ehrfahrungswerte
Jahresvolllaststunden (wärmegeführt)	6.000 h/a	Ehrfahrungswerte
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>		
Investitionssumme (schlüsselfertig, ohne Bauzinsen)	I <sub>0</sub>	
Kalkulatorischer Mischzinssatz	4 %/a	KTBL 2013
Instandsetzung (technologieabhängig)	siehe Tabelle 7-1	
Betrachtungszeitraum	20 Jahre	
<b>Verbrauchsgebundene Kosten</b>		
Biomassepreise (netto): • Restholz (Hackschnitzel frei Verwerter, Wassergehalt 40 %) • Altholz der Klassen I (frei Verwerter) • Landschaftspflegeholz (frei Verwerter) • Stroh • Holzpellets	73 €/t <sub>netto</sub> 17 €/t (bei H <sub>i</sub> = 3,8 kWh/kg) 59 €/t <sub>netto</sub> 51 €/t <sub>netto</sub> 132 €/t (Industriepellets bei H <sub>i</sub> = 4,9 kWh/kg)	EUWID (2017) EUWID (2017) EUWID (2017) KTBL (2017) FOEX (2018)
Strompreis (Eigenbedarf)	8,33 €ct/MJ (30 €ct/kWh)	Eurostat (2017)
RME	1 €/kg	ufop
ZnO	20 €/kg	Online Verkaufsportale
CaCO <sub>3</sub>	0,05 €/kg	Online Verkaufsportale
Prozesswasser/Speisewasser	1,8 €/m <sup>3</sup> / 6 €/m <sup>3</sup>	Biogasrechner (KTBL)
Entsorgung: • Rostasche/Flugasche/Unbelastetes Abwasser • Belastete Asche/Abwasser (gefährlicher Abfall)	80 €/t / 100 €/t / 3 €/m <sup>3</sup> 150 €/t bzw. €/m <sup>3</sup>	Entsorgungskosten für Asche für Deponierung am Beispiel von Deponie Kleve (2021)/ Abwasserentsorgung nach gängigen Abwassergebühren
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>		
Personalbedarf (technologie- und konzeptabhängig)	0,5 MA/MW <sub>FWL</sub>	Annahme
Spezifische Personalkosten	83.220 €/ (MA · a)	Turton et al. 2018, S. 218
Wartung und Reinigung	siehe Tabelle 7-1	
Verwaltung	(0,50 % · I <sub>0</sub> )/a	Peters et al. 2004, S. 270
Versicherung (ohne Bau)	(1,00 % · I <sub>0</sub> )/a	Peters et al. 2004, S. 270
Unvorhergesehenes	(0,5 % · I <sub>0</sub> )/a	Annahme
<b>Erlöse für Nebenprodukte</b>		
Wärmegutschriften (standortabhängig): • Wärme bis 130 °C • Hochdruckdampf	0,31 €ct/MJ <sub>m</sub> (... €ct/kWh <sub>m</sub> ) 0,5 €ct/MJ <sub>m</sub> (... €ct/kWh <sub>m</sub> )	Wärmegutschriften berücksichtigen, standortabhängig sehr unterschiedlich (Turton 2018)
Strompreis (Eigenbedarfseinsparung)	8,33 €ct/MJ (30 €ct/kWh)	Eurostat (2017)
EEG-Vergütung (anlagenspezifisch)	... €ct/MJ <sub>a</sub> (€ct/kWh <sub>a</sub> )	anlagenspezifisch zu berücksichtigen

Zur einheitlichen Berechnung des Biomassebedarfs und der Rohstoffkosten sind in Tabelle 7-5 zur Umrechnung durchschnittliche Heizwerte und Angaben zum Wassergehalt biogener Rohstoffe aufgeführt.

**Tabelle 7-5: Durchschnittliche Heizwerte verschiedener biogener Rohstoffe (FNR 2020, Kaltschmitt et al 2016)\***

Energieträger	$H_i$ in GJ/t <sub>stroh</sub>	$H_i$ in GJ/t <sub>FM</sub> **	WG der Frischmassen in %
Weizenstroh	17,2	14,45	14,0
Rapsstroh	17,1	14,2	15,0
Holzpellets	19,0	17,1	8,0
Holzhackschnittel (Buche trocken)	18,5	15,3	15,0
Waldrestholz (Buche)	18,8	15,6	15,0
Energiegras	16,4	15,3	17,3
Landschaftspflegeheu	17,4	14,4	15
Straßengrasschnitt	14,1	4,2	60
Rapsöl	–	37,6	< 0,1
Grassilage <sup>50</sup>	17,8	4,64	65,0
Weizen	17,1	14,17	15,0
Maissilage <sup>51</sup>	18,46	4,87	65,0

\* Wenn nicht anders benannt dann Quelle FNR Basisdaten Bioenergie (2020) bzw. Kaltschmitt et al. (2016)

\*\* Angabe FNR Basisdaten Bioenergie (2020) bzw. Berechnung nach Kaltschmitt et al. (2016), S. 612

### Ausblick 2025 und 2040

Bei der Berechnung der Höhe von Gestehungskosten für die Zeithorizonte 2025/2040 ist es notwendig, bestimmte Rahmenbedingungen anzupassen. Hier sind vier Aspekte zu beachten:

1. Investitionssummen (real)
2. Preise Biomasse (real)
3. Entwicklung der realen Referenzkosten (Erzeugerkosten)
4. Anpassung von Bioenergiebereitstellungskonzepten für eine integrierte Energiebereitstellung mit erneuerbarer Energie, z. B. smart bioenergy (Thrän 2015).

Neben den Investitionssummen, die durch Lerneffekte möglicherweise sinken, und Wirkungsgradsteigerung von Anlagen, die in den Projekten spezifisch zu ermitteln sind, werden im Folgenden (Tabelle 7-6) Rohstoffpreise für den jeweiligen Zeithorizont festgelegt. Damit die Ergebnisse der unterschiedlichen Zeithorizonte miteinander vergleichbar sind, ist es wichtig, alle Annahmen zu Kosten bzw. Preisen auf das Jahr 2017 zu beziehen und reale

<sup>50</sup> Floralfuel (2021)

<sup>51</sup> Born & Casaretto (2012)

Gestehungskosten in €<sub>2017</sub> auszuweisen, ohne eine mögliche nominale Preissteigerung in der Zukunft zu berücksichtigen. Die Höhe der Biomassepreise für die Jahre 2025 und 2040 wurde mit Hilfe eines vereinfachten, holistischen Ansatzes ermittelt.

Für die Abbildung der Entwicklung wurde eine Kreuzpreiselastizität der Nachfrage angenommen. Das heißt, bei einem Preisanstieg von zum Beispiel Erdöl steigt der Preis des Substituts (im Vorliegenden Bioenergieträger) bis zur bestehenden Preisdifferenz. Weitere Rahmenbedingungen, wie Klimapolitik, rechtliche Rahmenbedingungen oder die Veränderung der Ernährungsgewohnheiten und entsprechende Parameter wurden aufgrund des vereinfachten Ansatzes nicht berücksichtigt.

Die Fortschreibung der Biomassepreise erfolgte auf Basis der Entwicklung der Preissteigerung fossiler Referenzprodukte (siehe Referenz in Tabelle 7-6) im Rahmen des Umwelt-Szenarios (Sustainable Development Scenario) im World Energy Outlook WEO (Baseline 2017). Feste Biomassen wurden folglich entsprechend der Fortschreibung des Steinkohlepreises, flüssige Biomassen und ihre entsprechenden Edukte der Fortschreibung des Ölpreises sowie gasförmige Biomassen und ihre entsprechenden Edukte der Fortschreibung des Erdgaspreises angenommen. Ausnahmen bilden die Preisentwicklungen der Energieträger Altholz, Gülle und Klärschlamm, welche als Reststoffe von der Entwicklung des Preises der fossilen Referenz entkoppelt angenommen werden. Die Höhe der preislichen Entwicklung wurde als stabil angenommen.

Die Preise für die Jahre zwischen 2025 und 2040 können entsprechend linear interpoliert werden. Da für 2050 von einer treibhausgasneutralen Energieversorgung ausgegangen wird, wird es zum aktuellen Zeitpunkt als nicht sinnvoll erachtet, Preise für 2050 anzugeben.

Darüber hinaus können sich zukünftig durch andere Anforderungen an die Bereitstellung von Bioenergie im Energiesystem Anlagenkonzepte verändern (Stichwort: flexible Energiebereitstellung). Diese Anpassungen haben ebenfalls Einfluss auf die Gestehungskosten (vgl. Kapitel 5 Flexible Bereitstellung von Bioenergie) und sollten entsprechend Berücksichtigung finden.

Die bei der Gestehungskostenrechnung unterstellte Annahme, dass es sich um eine erprobte und in den Markt eingeführte Konversionsanlage handelt, bietet den Vorteil, Technologien in verschiedenen Entwicklungsstadien ökonomisch zu vergleichen. Zudem ist es möglich, das zukünftige Potenzial von Pilot- und Demonstrationsanlagen abzuschätzen und strategische Entscheidungen bezüglich der weiteren Förderung zu treffen. Um die Ergebnisse jedoch nicht völlig losgelöst vom Entwicklungsstand zu betrachten, ist es notwendig eine Dokumentation der Annahmen oder der realen Daten vorzunehmen. Dabei sollen vor allem Angaben zum Entwicklungsstand, zur Marktverfügbarkeit, zum Entwicklungsbedarf und zur geplanten Integration ins Energiesystem helfen, die Ergebnisse transparenter zu gestalten und Abweichungen zu kommerziellen Anlagen aufzuzeigen. Die Gestehungskosten sollen daher zusammen mit der Dokumentationsliste (siehe Tabelle 7-7) erhoben und publiziert werden.

Tabelle 7-6: Entwicklung der Preise für Biomasse

Rohstoff	Preisreferenz biogener Brennstoff (in €/Masse-einheit) 2017	Einheit	Preissteigerungsrate fossile Referenz bis 2025 (WEO 2018)*	Preissteigerungsrate fossile Referenz bis 2040 (WEO 2018)*	Biomassepreise	
					2025	2040
Restholz (Hackschnitzel frei Anlage, WG 40 %)	75	€/2017/t <sub>bio</sub>	Steinkohle 0,8118	Steinkohle 0,9565	61	58
Altholz der Klassen I und II (frei Anlage)	17	€/2017/t (bei H <sub>i</sub> = 3,8 kWh/kg)	-	-	17	17
Landschaftspflegeholz (frei Anlage)	59	€/2017/t <sub>bio</sub>	Steinkohle 0,8118	Steinkohle 0,9565	48	46
Stroh	51	€/2017/t <sub>FM</sub>	Steinkohle 0,8118	Steinkohle 0,9565	41	40
Industriepellets	132	€/2017/t <sub>bio</sub>	Steinkohle 0,8118	Steinkohle 0,9565	107	102
Holzpellets (DIN plus)	202	€/2017/t <sub>bio</sub>	Steinkohle 0,8118	Steinkohle 0,9565	164	157
Rapsöl	790	€/2017/t	Erdöl 1,4231	Erdöl 0,8649	1124	972
Rapssaar	387	€/2017/t	Erdöl 1,4231	Erdöl 0,8649	551	476
Palmöl	741	€/2017/t	Erdöl 1,4231	Erdöl 0,8649	1055	912
Gülle	0	€/2017/t <sub>FM</sub>	-	-	0	0
Klärschlamm (Dünnschlamm 5 % TS, Erlös)	-30	€/2017/t <sub>FM</sub>	-	-	-30	-30
Mais bzw. Maissilage	32	€/2017/t <sub>FM</sub>	Erdgas 1,2931	Erdgas 1,0267	41	42
Getreidekorn	159	€/2017/t <sub>FM</sub>	Erdgas 1,2931	Erdgas 1,0267	206	211
Grassilage	30	€/2017/t <sub>FM</sub>	Erdgas 1,2931	Erdgas 1,0267	39	40
Zuckerrübenblattsilage	28	€/2017/t <sub>FM</sub>	Erdgas 1,2931	Erdgas 1,0267	36	37
Grünroggensilage	31	€/2017/t <sub>FM</sub>	Erdgas 1,2931	Erdgas 1,0267	52	66

\* Die Preissteigerungsraten wurden auf Basis der Entwicklung der Brennstoffpreise (von 2017 bis 2025 und 2040) für die fossilen Referenzen des „Sustainable Development“ Szenarios im World Energie Outlook (2018) berechnet. Folgende fossile Referenzen wurden im WEO verwendet: Erdgas = Natural gas (\$/MBtu, EU). Die EU-Gaspreise spiegeln ein Gleichgewicht aus Pipeline- und Flüssiggasimporten (LNG) wider. Erdöl = IEA crude oil (\$/Barrel). Gewichteter durchschnittlicher Importpreis innerhalb der IEA Mitgliedsstaaten. Steinkohle = steam coal (\$/t, EU). Die Steinkohlepreise sind gewichtete Durchschnittswerte, die auf 6.000 Kilokalorien pro Kilogramm angepasst sind. Die EU-Steinkohlepreise beziehen sich ausschließlich auf Importe. Steinkohle (steam coal, Kesselkohle) wird laut WEO (2018) definiert als eine Kohleart, die hauptsächlich zur Wärmeerzeugung oder Dampferzeugung in Kraftwerken und in geringerem Umfang in der Industrie eingesetzt wird. Typischerweise ist Steinkohle nicht von ausreichender Qualität für die Stahlerzeugung. Kohle dieser Qualität wird allgemein auch als Kraftwerkskohle bezeichnet.

## 7.4 Ergebnisdarstellung

Die Ergebnisdarstellung sollte neben einer tabellarischen möglichst in graphischer Form erfolgen, um die unterschiedlichen Kostenstrukturen unterschiedlicher Versorgungskonzepte sichtbar zu machen. Als Beispiel sind nachfolgend die mittleren Gestehungskosten (Abbildung 7-2) dargestellt.

Für die Kalkulation der Differenzkosten biogener Energiebereitstellung soll ein fossiles Referenzsystem gewählt werden, das alternativ zur Bioenergie in Betracht kommen würde. Die Annahmen bezüglich des Wärmenutzungsgrads, bei den Berechnungen der Stoff- und Energieströme, der Gestehungskosten und der THG-Emissionen müssen gleich sein, um die Vergleichbarkeit der THG-Vermeidungskosten zu gewährleisten.

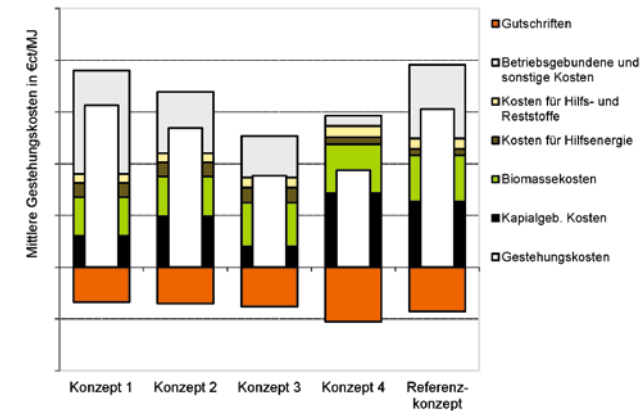


Abbildung 7-2: Mittlere Gestehungskosten (Quelle: Eigene Darstellung)

Die Annahmen und Systemgrenzen zur Berechnung der mittleren Gestehungskosten von Bioenergie und der fossilen Referenz müssen gleichartig sein. Zudem können Sensitivitätsanalysen helfen, die Haupteinflussfaktoren und Unsicherheiten der Gestehungskostenrechnung zu verdeutlichen. Dabei ist die Variationsbandbreite für jeden Parameter sinnvoll zu wählen bzw. sollte in die Auswertung miteinbezogen werden. Bei Kleinfeuerungsanlagen ist die Ausdehnung der Systemgrenze auf die Nutzenergie erforderlich, da erhebliche Unterschiede in Kostenstruktur der Distribution und Nutzung zur fossilen Referenz bestehen. Für alle anderen Pfade ist die Bereitstellung von Bioenergie als Systemgrenze hinreichend genau, wobei bei Biokraftstoffen und fossilen Kraftstoffen die THG-Emissionen der finalen Verbrennung im Motor zu berücksichtigen sind.

Tabelle 7-7: Dokumentationsliste wichtiger Einflussgrößen der Gesteungskostenberechnung

Parameter	Angaben			Erläuterung der Angaben
Entwicklungsstand der Anlage	<input type="checkbox"/> Versuchsanlage <input type="checkbox"/> Pilotanlage <input type="checkbox"/> Demonstrationsanlage <input type="checkbox"/> Kommerzielle Anlage			Feuerungswärmeleistung: ... Kumulierte Volllaststunden: ... Jährliche Volllaststunden: ...
Anlagenkapazität	Geplante Feuerungswärmeleistung der marktfähigen Anlage:			Notwendiger Skalierungsfaktor
Entwicklungsaufwand	<input type="checkbox"/> Grundlagenforschung <input type="checkbox"/> Konzeptentwicklung <input type="checkbox"/> Komponentenentwicklung <input type="checkbox"/> Skalierung <input type="checkbox"/> Brennstoffadaption <input type="checkbox"/> Prozessoptimierung			Technische Hindernisse: ... Wirtschaftliche Hindernisse: ...
Geplante Kommerzialisierung (Marktverfügbarkeit der Anlage)	<input type="checkbox"/> < 1 Jahre <input type="checkbox"/> < 5 Jahre <input type="checkbox"/> < 10 Jahre <input type="checkbox"/> Keine Kommerzialisierung unter derzeitigen Rahmenbedingungen möglich			Geplante Markteinführungsstrategie
Geplante Integration ins Energiesystem	Beschreibung (z. B. bedarfsgerechte Strom- und Wärmebereitstellung, Nutzung von Überschussstrom, saisonaler Switch zw. Kraftstoff- und Wärmebereitstellung, Hybridsystem mit anderen EE)			Erläuterung
Parameter	Datenerhebung			Erläuterung der Daten: Methode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
	Messung bzw. reale Daten	Berechnung	Annahme	
Investitionssumme	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Nutzungsdauer der Anlagenkomponenten	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
Betriebsweise				
• stromgeführt – kontinuierlich	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
• stromgeführt – flexibel	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
• wärmegeführt	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	

## Literaturverzeichnis

1. BImSchV (2020): Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen vom 26. Januar 2010 (BGBl. I S. 38), die zuletzt durch Artikel 105 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 132) geändert worden ist.
- AMI (2017, 2018, 2019): Marktinformationen zum Agrarmarkt. URL: <https://www.ami-informiert.de/ueber-die-ami> (Stand: 04.08.2018).
- BMPiII (2021): BMPiII – Biogas-Messprogramm III. Barchmann, Tino; Pohl, Marcel; Denysenko, Velina; Fischer, Erik; Hofmann, Josephine; Lenhart, Markus; Postel, Jan; Liebetrau, Jan. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft/Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., ISBN: 978-3-942147-42-2.
- Born & Casaretto (2012): Die theoretischen 100 Prozent geernteter Energie. *Biogas Journal* (2), 2012, S. 88–91. URL: [https://www.biogas-akademie.de/images/stories/Veroeffentlichungen/BGJ\\_88-91.pdf](https://www.biogas-akademie.de/images/stories/Veroeffentlichungen/BGJ_88-91.pdf)
- C.A.R.M.E.N. (2014): QM Holzheizwerke. URL: [https://www.qmholzheizwerke.ch/fileadmin/sites/qm/files/04\\_Situationserfassung/EXCEL\\_Situationserfassung\\_V35.xlsm](https://www.qmholzheizwerke.ch/fileadmin/sites/qm/files/04_Situationserfassung/EXCEL_Situationserfassung_V35.xlsm) (Stand: 12.05.2021).
- C.A.R.M.E.N. (2020): Marktpreise Hackschnitzel. URL: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/> (Stand: 12.05.2021).
- DBFZ (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IIa, Endbericht.
- dena (2010): Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.). Berlin, 2010. URL: <https://www.dena.de/en/newsroom/publication-detail/pubstudie-kurzanalyse-der-kraftwerksplanung-in-deutschland-bis-2020-aktualisierung/> (Stand: 12.05.2021).
- DEPI (2016): Ascheentsorgung bei Pelletfeuerungen. URL: [https://www.schindele-handel.de/wp-content/uploads/2017/10/DEPI\\_Infoblatt\\_Ascheentsorgung.pdf](https://www.schindele-handel.de/wp-content/uploads/2017/10/DEPI_Infoblatt_Ascheentsorgung.pdf) (Stand: 30.04.2021).
- Deponie Kleve (2021): Preisliste D I 2021 – Abfälle zur Deponierung. Kreis-Kleve-Abfallwirtschaftsgesellschaft mbH. URL: <http://www.kkagmbh.de/dateien/Preisliste%20D%20I%202021.pdf> (Stand: 2s8.04.2021).
- DEPV (2017): Pelletmarkt 2017. URL: <https://depv.de/p/Hohe-Produktion-von-Holzpellets-2017-Absatz-von-Feuerungen-moderat-gestieg-s-lKukZWW5spxTpGPQvHkrZ> (Stand: 30.04.2021).
- Eurostat (2017): Elektrizitätspreiskomponenten für Haushaltskunden. URL: [https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_pc\\_204\\_c&lang=de](https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204_c&lang=de) (Stand: 08.04.2021).
- Eurostat (2021): Strompreise. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/energy/methodology/prices/> (Stand: 06.12.2019).
- EUWID (2017): EUWID – Neue Energien, Marktberichte für Altholz, Ausgaben Januar, April, Juli, Oktober 2017.
- Florafuel (2021): Einsatz in Biomassehöfen. Nutzung des florafuel-Verfahrens in Biomassehöfen. URL: [http://www.florafuel.de/de/florafuel-verfahren/einsatz-in-biomassehoefen/#:~:text=Die%20Heizwerte%20der%20optimierten%20Biomassebrennstoffe,MJ%2Fkg%20\(wf\)](http://www.florafuel.de/de/florafuel-verfahren/einsatz-in-biomassehoefen/#:~:text=Die%20Heizwerte%20der%20optimierten%20Biomassebrennstoffe,MJ%2Fkg%20(wf)) (Stand: 12.05.2021).
- FNR (2013): Handbuch Bioenergie Kleinanlagen, 3. Aufl. ISBN: 3-00-011041-0.
- FNR (2014): Leitfaden Feste Biobrennstoffe. ISBN 9783000153891. URL: [http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/leitfadenfestebiobrennstoffe\\_web.pdf](http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/leitfadenfestebiobrennstoffe_web.pdf) (Stand: 30.04.2021).
- FNR (2020): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2021. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V (FNR) (Hrsg.). 18. Aufl.
- FOEX (2017): PIX Pellet Nordic Index. FOEX Indexes Ltd. URL: [https://www.hawkinswright.com/docs/default-source/default-document-library/fem\\_sample-issue](https://www.hawkinswright.com/docs/default-source/default-document-library/fem_sample-issue) und <http://www.foex.fi/index.php?page=biomass> (Stand: 25.07.2018).
- Greenea (2017): Preise für Rohglycerin. URL: <https://www.greenea.com/wp-content/uploads/2017/02/Greenea-Market-Watch-January-2017.pdf> (Stand: 04.05.2021).
- Kaltschmitt, M., Hartmann, H., Hofbauer, H. (Hrsg.) (2016): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 3. Aufl., S. 612. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- Konstantin, P. (2007): Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 2. bearbeitete und aktualisierte Aufl., SpringerVerlag, Berlin.



- KTBL (2013): Faustzahlen Biogas. 3. Aufl., S. 282.
- KTBL (2017): Leistungs-Kostenrechnung Pflanzenbau. URL: <https://daten.ktbl.de/dslkrpflanze/postHv.html#Ergebnis> (Stand: 26.07.2018).
- KTBL Leistungs-Kosten Rechner (Energiepflanzen Mais Silomais, Wirtschaftsart konventionell) (2017): URL: <https://daten.ktbl.de/dslkrpflanze/postHv.html#Ergebnis> (Stand: 26.07.2018).
- KTBL Leistungs-Kosten Rechner (Winterweizen Korn Bioethanolproduktion: Stückleistungen und Stückkosten, Wirtschaftsart konventionell) (2017): URL: <https://daten.ktbl.de/dslkrpflanze/postHv.html#Ergebnis> (Stand: 26.07.2018).
- KTBL Leistungs-Kosten Rechner (Ackergras, Wirtschaftsart konventionell) URL: <https://daten.ktbl.de/dslkrpflanze/postHv.html#Ergebnis> (Stand: 26.07.2018).
- KTBL Leistungs-Kosten Rechner (Zuckerrübe für die Bioethanolproduktion, Wirtschaftsart konventionell) (2017): URL: <https://daten.ktbl.de/dslkrpflanze/postHv.html#Ergebnis> (Stand: 26.07.2018).
- KTBL Leistungs-Kosten Rechner (Winterrogen Ganzpflanzensilage Biogasproduktion, Wirtschaftsart konventionell) (2017): URL: <https://daten.ktbl.de/dslkrpflanze/postHv.html#Ergebnis> (Stand: 26.07.2018).
- KTBL Biogasrechner (2021): Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas. URL: <https://www.ktbl.de/webanwendungen/wirtschaftlichkeitsrechner-biogas> (Stand: 12.05.2021).
- Moeller, L.; Görsch, K.; Köster, Y.; Müller, R. A.; Zehnsdorf, A. (2013): Schaumbildung und Schaumvermeidung in Biogasanlagen. UFZ-Bericht 01/2013, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ – ISSN 0948-9452.
- Naumann, Karin; Schröder, Jörg; Müller-Langer, Franziska; Oehmichen, Katja; Remmele, Edgar; Thüneke, Klaus; Etzold, Hendrik; Raksha, Tetyana; Schmidt, Patrick (2019): Monitoring Biokraftstoffsektor. 4. Aufl. DBFZ Report Nr. 11. URL: [https://www.ufop.de/files/8515/4876/9989/DBFZ\\_Report\\_11\\_4.pdf](https://www.ufop.de/files/8515/4876/9989/DBFZ_Report_11_4.pdf) (Stand: 06.05.2021).
- OECD, IEA, NEA (2010): Projected Costs of Generating Electricity – 2010 Edition. Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency (NEA) (eds.), Paris, Frankreich.
- Oleoline (2017): Preise für Rohglycerin. URL: <http://www.hbint.com/datas/media/59020500077a6e8249f1a2fe/two-weekly-crude-glycerine.pdf> (Stand: 04.05.2021).
- Pape, Ulrich (2011): Grundlagen der Finanzierung und Investition. 2. Aufl. Oldenbourg Wissenschaftsverlag (Hrsg.), DOI: 10.1524/9783486714555.
- Peters, M. S.; Timmerhaus, K. D.; West, R. E. (2003): Plant Design and Economics for Chemical Engineers. 5. Aufl., McGraw-Hill, New York.
- Peters, Max Stone; Timmerhaus, Klaus Dieter; West, Ronald Emmett (2004): Plant design and economics for chemical engineers. 5. ed., internat. ed. Boston: McGraw-Hill (McGraw-Hill chemical engineering series). URL: <http://www.loc.gov/catdir/description/mh031/2002032568.html> (Stand: 27.01.2021).
- Rönsch, Stefan (2011): Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen. DBFZ Report Nr. 5. URL: <http://web.doc.sub.gwdg.de/ebook/serien/yo/DBFZ/05.pdf> (Stand: 06.05.2021).
- Rosenkranz, Alexander (2020): Volllast und Teillast einer Heizung. URL: <https://heizung.de/heizung/wissen/volllast-und-teillast-einer-heizung/> (Stand: 12.05.2021).
- Statistisches Bundesamt (2021): Preise. Daten zur Energiepreisentwicklung. URL: [https://www.destatis.de/DE/Home/\\_inhalt.html](https://www.destatis.de/DE/Home/_inhalt.html) (Stand: 12.05.2021).
- Thrän, D. (Hrsg.) (2015): Smart Bioenergy – Technologies and concepts for a more flexible bioenergy provision in future energy systems. Springer International Publishing (ed). ISBN 978-3-319-16193-8. DOI: 10.1007/978-3-319-16193-8.
- Turton, R., Shaeiwitz, J. A., Bhattacharyya, D., Whiting, W.B. (2018): Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes. Fifth Edition, Pearson Education.
- UBA (2013): Klärschlamm Entsorgung in der Bundesrepublik Deutschland. Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.). URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/klaerschlamm Entsorgung\\_in\\_der\\_bundesrepublik\\_deutschland.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/klaerschlamm Entsorgung_in_der_bundesrepublik_deutschland.pdf) (Stand: 12.05.2021).
- UBA (2018): Bewährte Verfahren zur kommunalen Abfallbewirtschaftung. Billetowski, Bernd;

- Wagner, Jörg; Reichenbach, Jan. Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.). Projektnummer 56401. ISSN 1862-4359. URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-30\\_texte\\_39-2018-verfahren-kommunale-abfallwirtschaft\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-30_texte_39-2018-verfahren-kommunale-abfallwirtschaft_0.pdf) (Stand: 30.04.2021).
- VDI 2067 (2000): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen Grundlagen und Kostenberechnung, Blatt 1. VDI-Gesellschaft Bauen und Gebäudetechnik, Beuth Verlag, Berlin.
- VDI 6025 (2021): Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgütern und Anlagen. VDI-Gesellschaft Bauen und Gebäudetechnik, Beuth Verlag, Berlin.
- Verivox (2021): Schornsteinfeger Kosten. URL: <https://www.verivox.de/gas/ratgeber/schornsteinfeger-kosten-aufgaben-haeufigkeit-1000745/> (Stand: 08.04.2021).
- Verivox (2021): Wasserkosten. URL: <https://www.verivox.de/strom-gas/ratgeber/wasser-kosten-berechnen-und-sparen-1000796/#:~:text=Laut%20dem%20Statistischen%20Bundesamt%20liegen,demnach%20etwa%200%2C2%20Cent> (Stand: 08.04.2021).
- WEO (2018): World Energy Outlook 2018, IEA, Paris. URL: <https://doi.org/10.1787/weo-2018-en>. (Stand: 31.05.2021).
- Zeymer, M.; Herrmann, A.; Oehmichen, K.; Schneider, R.; Schmersahl, R.; Heidecke, P.; He, L.; Volz, F. (2013): Kleintechnische Biomassevergasung – Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung. (DBFZ Report Nr. 18), Leipzig. – ISSN 2190 – 7943.

## 8 METHODIK DER BILANZIERUNG VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN UND WEITEREN EMISSIONEN

**Autor\*innen:** Katja Oehmichen<sup>1</sup>, Klaus Hennenberg<sup>3</sup>, Volker Lenz<sup>1</sup>, Walter Stinner<sup>1</sup>, Martin Zeymer<sup>(2)</sup>

<sup>1</sup> DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH; <sup>(2)</sup> ehemals DBFZ

<sup>3</sup> Öko-Institut e.V.

### 8.1 Hintergrund

Die ökologische Bewertung der Bioenergienutzung ist insbesondere vor dem Hintergrund Klima- und umweltpolitischer Diskussionen und Forderungen als dauerhaft wissenschaftliche Begleitung von Bedeutung. In der klassischen Ökobilanzierung gibt es jedoch zahlreiche Freiheitsgrade bezüglich der Methodik, woraus eine erschwerte Vergleichbarkeit unterschiedlicher Bilanzierungsergebnisse resultiert. Daher sollte nach Möglichkeit eine Harmonisierung der Berechnungsmethodik für die Projekte, die im Rahmen des BMWi-Forschungsnetzwerkes Bioenergie laufen, angestrebt werden. Ziel der hier vorgeschlagenen Methodik ist die „Bereitstellung“ einer einfachen und transparenten Methodik, die es bestmöglich erlaubt, vergleichbare Ergebnisse zu produzieren. Daher wird vorgeschlagen, für die Berechnung der Treibhausgas-, der versauernden – und der Partikelemissionen (und der entsprechenden Minderungspotenziale gegenüber einer fossilen Referenz) die Methodik der Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II) (European Commission 2018) anzuwenden. Die RED II soll den Regelungsrahmen der derzeit gültigen EU RED 2009/28/EC ab 2021 fortführen. Da diese Regelung anders als die EU RED (European Commission 2009) auch Nachhaltigkeitskriterien für die Produktion von Strom, Wärme und Brennstoffen aus fester und gasförmiger Biomasse enthält, wird sie im Folgenden als methodische Grundlage dienen. Anders als die vollständige Ökobilanzierung nach (DIN ISO 14040) und (DIN ISO 14044) beschränkt sich diese Methodik auf die Berechnung von Treibhausgasemissionen. Diese werden in der aktuellen Diskussion der energetischen Biomassenutzung am stärksten diskutiert. Die Berechnungsmethodik erscheint, im Sinne einer Hilfsfunktion, daher als anwendbarer Kompromiss zwischen der Notwendigkeit methodischer Komplexität und einer Sicherstellung der Vergleichbarkeit von Ergebnissen durch möglichst einfache und transparente Vorgehensweisen und Methoden. Die Methodik stellt keineswegs ein Substitut der Ökobilanzierung nach DIN ISO 14040 und 14044 dar.

Die folgend dargestellte Methode stellt die Basis für die durchzuführende Emissionsberechnung dar. Am Beispiel der THG-Bilanzierung wird die vereinfachte Methodik, die auch für die versauernden und Partikel-Emissionen angewandt werden sollte, nachstehend vorgestellt.

Natürlich steht es allen Projektbeteiligten im Rahmen des Forschungsnetzwerkes Bioenergie frei, innerhalb ihres Vorhabens über diese vereinfachte Berechnung hinauszugehen und einen detaillierteren und methodisch umfassenderen Weg zu beschreiten. In diesem Fall sollte die detailliertere Methodik aber zusätzlich dargestellt werden. Somit wäre dann

neben einer komplexen Detaildarstellung mit der ebenfalls dargestellten vereinfachten Berechnung auch die Vergleichbarkeit gewahrt.

### 8.2 Generelle Methodik

Die Methodik der Ökobilanzierung kann grob in vier Bestandteile (Abbildung 8-1) unterteilt werden: (i) Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen (ii) Sachbilanz (iii) Wirkungsabschätzung (iv) Auswertung. Der erste Schritt – Ziel und Untersuchungsrahmen – beschreibt u. a. die Bilanzgrenzen und definiert die funktionelle Einheit. Innerhalb der Sachbilanz werden alle Emissionen entlang der Prozesskette innerhalb des Bilanzierungsrahmens ermittelt und im Schritt der Wirkungsabschätzung sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet. Der Schritt der Auswertung dient der Interpretation der Resultate aus Sachbilanz und Wirkungsabschätzung.

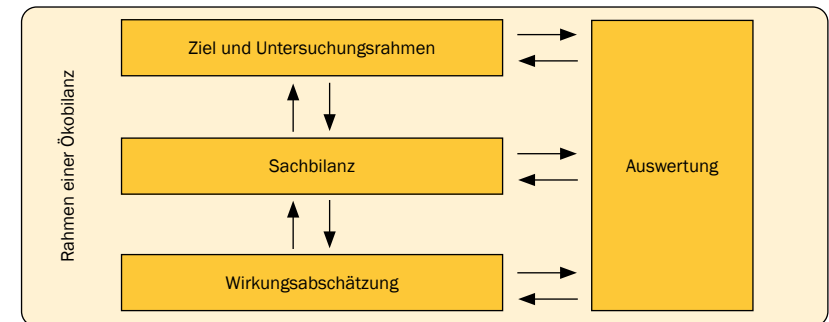


Abbildung 8-1: Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14040

Die im Rahmen des BMWi-Forschungsnetzwerkes Bioenergie empfohlene Methodik zur Berechnung der THG-Emissionen gemäß der RED II orientiert sich im Wesentlichen am Aufbau nach DIN ISO 14040, schränkt allerdings die Freiheitsgrade der Bilanzierung stark ein. Der Ansatz unterscheidet sich in verschiedenen Punkten von dem der DIN ISO 14040. So gibt es bei der Bilanzierung u. a. klare Vorgaben bezüglich der zu betrachtenden Systemgrenzen, der Berücksichtigung erzeugter Nebenprodukte, der CO<sub>2</sub>-Konversionsfaktoren und der fossilen Referenzsysteme. Die Methodik der EU RED gilt bisher nur für flüssige und gasförmige Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe zur Strom-, Wärme- und Kälteerzeugung. Die RED II enthält erstmals verbindliche Nachhaltigkeitskriterien für die Produktion von Strom, Wärme und Brennstoffen aus fester und gasförmiger Biomasse. Die entsprechende Berechnungsmethodik entspricht in ihrem Aufbau und der Logik der bestehenden Methode für die Biokraftstoffe im Verkehrssektor bzw. der flüssigen Energieträger im Strombereich. Nachfolgend werden die methodischen Vorgaben der RED II für Biomasse zur Energieerzeugung bezüglich der THG-Bilanzierung und der Bestimmung des für eine Zertifizierung obligaten Treibhausgasemissionsminderungspotenzials ausführlich erläutert.

### 8.3 Annahmen und Rahmenbedingungen

**Ziel und Untersuchungsrahmen.** Der Bilanzierungsrahmen für die Bioenergieerzeugung umfasst die gesamte Prozesskette der Bioenergieerzeugung vom Anbau und der Bereitstellung der Biomasse über die Konversion und Aufbereitung bis zur Energiebereitstellung einschließlich Logistik, Distribution und Nutzung<sup>1</sup> (Abbildung 8-2).

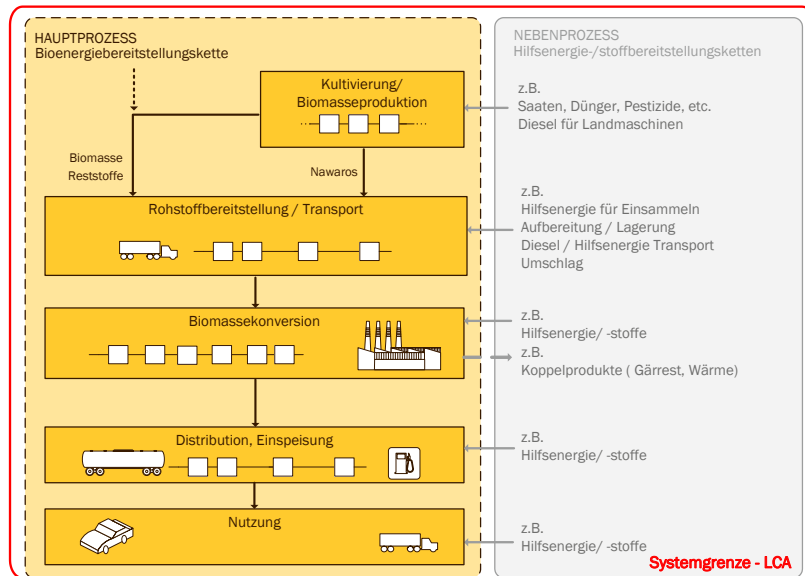


Abbildung 8-2: Bilanzierungsrahmen (Quelle: Eigene Darstellung)

Für die dargestellte Prozesskette der Biomassenutzung ergeben sich im Wesentlichen folgende Prozessschritte:

- Rohstoffproduktion:
  - (i) Aufwendungen zur Produktion der unterschiedlichen Rohstoffe und Substrate. Dazu zählen alle Emissionen und Aufwendungen aus der Produktion und Nutzung von Düngemitteln, Saatgut, Diesel und Pflanzenschutzmitteln und etwaiger Landnutzungsänderungen.
  - (ii) Entsprechend der gewählten Methodik zur Berechnung der THG-Emissionen werden für Reststoffe nur die Aufwendungen für deren Einsammlung und Aufbereitung berücksichtigt, Emissionen aus der Vorkette (bei landwirtschaftlichen Reststoffen wie Stroh

<sup>1</sup> Für die Bilanzierung der THG-Emissionen gilt: Das bei der Nutzung/Oxidation der Bioenergieträger entstehende CO<sub>2</sub> wird mit Null angesetzt, da es der Menge entspricht, die im zugehörigen Vegetationszyklus der ursprünglichen primären Biomasse der Atmosphäre entzogen wurde.

- wären das die Emissionen aus dem Biomasseanbau) sind nicht zu berücksichtigen
- Biomassebereitstellung: Transportprozesse zur Konversionsanlage (inklusive Biomassekonditionierung, wie z. B. Trocknen, Häckseln, Pelletieren)
- Konversion: Umwandlung der Biomasse in Nutzenergie
- Distribution: Zum Endnutzer
- Nutzung: Hier ist zu beachten, dass bezüglich der Bilanzierung der biogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen, diese bei der Nutzung mit Null angesetzt werden

**Sachbilanz.** Die Sachbilanz umfasst die Datenerhebung und die Berechnung zur Quantifizierung aller relevanten In- und Outputflüsse der gesamten Prozesskette (Abbildung 8-3). Die innerhalb der Sachbilanz ermittelten Emissionen werden im Schritt der Wirkungsabschätzung sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet.

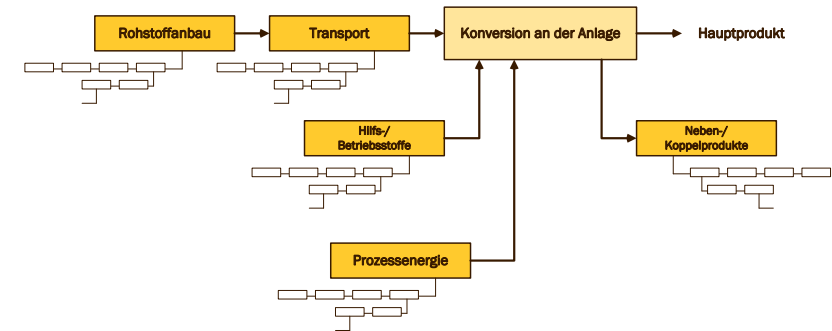


Abbildung 8-3: Schematische Darstellung einer Prozesskette (Quelle: Eigene Darstellung)

Die Datenerhebung findet in der Regel mit Hilfe so genannter Datenerfassungsblätter statt. Die Erfassungsbögen enthalten Dokumentationslisten aller relevanten Stoff- und Energieströme der Prozesse, nachfolgend exemplarisch dargestellt für die Prozesse Rohstoffproduktion, Bereitstellung/Transport, Distribution und Nutzung. Entsprechende Dokumentationslisten für die Konversionsprozesse finden sich in Kapitel 6 „Methoden zur Energie- und Stoffbilanzierung des Konversionsprozesses“ (vgl. Kap. 6.4 „Datenerhebung und Ergebnisdarstellung“).

**Tabelle 8-1:** Dokumentationsliste der relevanten Stoff- und Energieströme für die Prozesse Rohstoffproduktion, Bereitstellung/Transport, Distribution und Nutzung

Rohstoffproduktion	Einheit	Dateneingabe (inklusive Erhebungsverfahren)
Art des Rohstoffs	–	
Gesamtmenge des Rohstoffs	t/a	
Herkunft des Rohstoffs		
Schlaggröße	ha	
Ertrag	t/ha	
Wassergehalt	%	
Stroh- bzw. Reststoffverbleib	kg/ha×a	
Dieselvebrauch für Anbau/ Ernte/ Aufbereitung (z. B. Häckseln)	L/ha	
N-Dünger	kg/ha	
P-Dünger	kg/ha	
K-Dünger	kg/ha	
Kalk	kg/ha	
Wirtschaftsdünger	kg/ha	
Organischer Dünger (bitte spezifizieren)	kg/ha	
Pestizide	kg/ha	
Strombedarf Trocknung	kWh/kg	
Heizöl zur Trocknung (evtl. andere Energieträger näher spezifizieren)	MJ/kg	
Status der Anbaufläche vor dem 01.01.2008 (für Anspruch auf Nawaro-Bonus vor dem 01.01.2005)	–	
Rohstoffbereitstellung/Transport	Einheit	Dateneingabe
Transportmittel (LKW, Bahn...)	–	
Nutzlast eingesetztes Transportmittel	t/TM	
Eingesetzte Transportenergie (Diesel, Biodiesel, Strom...)	–	
Energieverbrauch beladen	L/km	
Energieverbrauch unbeladen	L/km	
Transportentfernung beladen	km	
Transportentfernung unbeladen	km	
Rohstofftransport je Transportmittel	t/TM	
Rohstoffverluste	%	
Silageverluste (Masse)	%	
Distribution/Transport	Einheit	Dateneingabe
Für Transportprozesse siehe Datenabfrage Rohstoffbereitstellung/Transport	–	
Energiebedarf Gasverdichterstationen	MJ/m <sup>3</sup>	
Energiebedarf Tankstelle je Kraftstoff	kWh/MJ	
Nutzung	Einheit	Dateneingabe

Die innerhalb der Sachbilanz ermittelten Emissionen werden im Schritt der Wirkungsabschätzung sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet. Entsprechend RED II werden für die Treibhausgasberechnungen angesetzt: (i) CO<sub>2</sub>: 1, (ii) CH<sub>4</sub>: 25 und (iii) N<sub>2</sub>O: 298. Zur Anwendung aktuellerer Wirkungsabschätzungsmethoden (z. B. Charakterisierungsfaktoren nach JRC (EU KOM JRC 2012)) sollten die Projekte auch die Sachbilanzdaten veröffentlichen.

Als Kalkulationsbasis gilt eine erprobte und im Markt etablierte Konversionsanlage. In Vorhaben, wo dieses (noch) nicht erreicht ist, sind die verfügbaren Daten entsprechend weiter zu entwickeln. Dabei ist stets auch der Zeitpunkt anzugeben, wann mit einer Marktverfügbarkeit gerechnet wird.

**Umgang mit Nebenprodukten.** Der Umgang mit Nebenprodukten der Bioenergieverfahren folgt ob der oben genannten Gründe, den Vorgaben der entsprechenden Regelwerke und Empfehlungen und wird nachfolgend beschrieben.

Nebenprodukte<sup>2</sup>, das sind Produkte, die aus dem gleichen Produktionsprozess hervorgehen. Sie werden mittels Allokation berücksichtigt. Allokation bedeutet, dass die Summe der Aufwendungen und die damit verbundenen Emissionen und Energieaufwendungen, die bis zur Erzeugung des Nebenproduktes anfallen, zwischen dem Hauptprodukt und dem Nebenprodukt aufgeteilt werden (Abbildung 8-4). Die Allokation erfolgt gemäß der RED II nach dem unteren Heizwert<sup>3</sup>.

Wird in einer KWK-Anlage überschüssiger Strom und/oder Nutzwärme bereitgestellt, werden mit Hilfe eines Allokationsfaktors die THG-Emissionen (die entlang der Prozesskette bis zum Punkt der Produktion des Nebenproduktes entstehen) zwischen Produkten Strom und (extern genutzte) Wärme aufgeteilt. Dies geschieht gemäß RED II (European Commission 2018) mittels exergetischer Allokation. Exergie ist ein thermodynamisches Konzept, das die maximale nutzbare Arbeit beschreibt, welche die verfügbare Energie leisten kann. Somit wird der unterschiedliche Wert von Wärme und Strom berücksichtigt. Für Wärme kann der Exergiewert leicht mit einer physikalischen Formel namens Carnot-Effizienz berechnet werden (die thermodynamische Qualität der Wärme).

$$C_h = \frac{T_h - T_o}{T_h} \quad \text{Formel 8-1}$$

Wobei, T<sub>h</sub> die Temperatur der Wärme (K) und T<sub>o</sub> die auf 273 Kelvin festgelegte Umgebungstemperatur oder Umgebungstemperatur (gleich 0 °C) ist.

<sup>2</sup> Gemäß Definition RED II unterscheiden sich Nebenprodukte von Reststoffen und landwirtschaftlichen Reststoffen, da sie das primäre Ziel des Produktionsprozesses darstellen. Daher sollte klargestellt werden, dass Ernterückstände Reststoffe und keine Nebenprodukte sind.

<sup>3</sup> Der Heizwert (H<sub>h</sub>), ist der Heizwert (H<sub>g</sub>) des gesamten Nebenproduktes und nicht nur der Heizwert (H<sub>h</sub>) seines Trockenanteils.

Dies bedeutet, dass die Wärmeenergie von der Temperatur der Wärme abhängig ist. Hohe Temperaturen führen zu hohen Exergiewerten. Strom wird immer mit einem Exergiewert von 1 angenommen. Im Prinzip bedeutet dies, dass Wärme aufgrund ihres niedrigeren Exergiewerts niedriger als Strom gewichtet wird. Die Allokationsfaktoren für Strom und Wärme werden entsprechend der folgenden Formeln berechnet:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \times \left( \frac{C_{el} \times \eta_{el}}{C_{el} \times \eta_{el} + C_h \times \eta_h} \right) \quad \text{Formel 8-2}$$

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \times \left( \frac{C_h \times \eta_h}{C_{el} \times \eta_{el} + C_h \times \eta_h} \right)_{el} \quad \text{Formel 8-3}$$

Wobei,  $EC_{el}$  die gesamten Treibhausgasemissionen aus der Strombereitstellung (je MJ) beschreibt,  $EC_h$  die gesamten Treibhausgasemissionen aus der Wärmebereitstellung (pro MJ),  $E$  die THG-Emissionen des Biomassebrennstoffs (pro MJ) darstellt,  $\eta_{el}$  den elektrischen Wirkungsgrad und  $\eta_h$  die Wärmeeffizienz. Für Wärmepemperaturen unter 150 °C wurde ein konstanter Carnot-Wirkungsgrad von 0,3546 unterstellt.

Um die Daten auch für andere Allokationsverfahren anwendbar zu machen, sollen die Datensätze auch unalloziert angegeben werden.

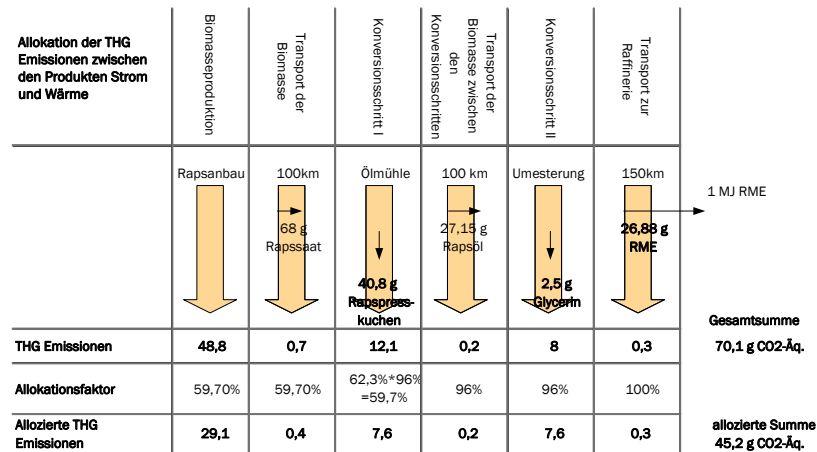


Abbildung 8-4: Schematische Darstellung der Allokation am Beispiel von Rapsmethylester (RME) (Fehrenbach et al. 2007)

**Funktionelle Einheit.** Die funktionelle Einheit quantifiziert vereinfacht dargestellt den Nutzen, den ein Produktsystem bereitstellt. Das Ergebnis der Bilanzierung kann dann im Verhältnis zu diesem bereitgestellten Nutzen ausgewiesen werden. In diesem Sinne empfehlen sich folgende funktionelle Einheiten THG-Emissionen aus der Bereitstellung von:

- Strom: 1 MJ<sub>el</sub>
- Wärme: 1 MJ<sub>th</sub>
- Kraftstoff: 1 MJ

**Weitere Rahmenbedingungen zur Berechnung:**

- Direkte Landnutzungsänderungen. Entsprechend der in Anhang III angegebenen Formel zur Berechnung der Treibhausgasemissionen werden Emissionen infolge von Landnutzungsänderungen berücksichtigt. Eine detaillierte Anleitung zur Berechnungsmethodik findet sich im Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE 2010) Die Ausführungen dazu sind auszugsweise im Anhang III dargestellt.
- Infrastrukturelle Aufwendungen. Da die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen einen vernachlässigbaren Einfluss auf die Gesamtbilanz (IE 2008) von Bioenergiesystemen haben, werden infrastrukturelle Aufwendungen, im Gegensatz zu den in Kapitel 8 dargestellten Referenzsystemen, nicht berücksichtigt.
- Alle Feldemissionen werden nach den IPCC-Richtlinien (IPCC 2006) oder einer zukünftigen Aktualisierung dieses Dokuments berechnet. Alle von den Menschen in den Boden eingebrachten Stickstoffzugaben sind zu berücksichtigen.
- Für den Einsatz von Rest- und Abfallstoffen werden nur Emissionen aus den Prozessen Einsammeln und Aufbereiten angenommen, Emissionen aus der Vorkette werden nicht berücksichtigt. Durch die energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe werden weitgehende Nutzungskonkurrenzen vermieden, die Energiepflanzen hervorrufen. Jedoch sollte beim Einsatz von Rest- und Abfallstoffen die Ressourcenkonkurrenz zur stofflichen Nutzung nicht außer Acht gelassen werden.

Die weiteren Rahmenbedingungen der Berechnungsmethodik sind zusammengefasst Tabelle 8-2 dargestellt.

Tabelle 8-2: Methodische Annahmen zur Berechnung der THG-Emissionen

Aspekte/Kriterien	Rahmenbedingungen zur Berechnung
Systemgrenzen	Von der Rohstoffproduktion, -bereitstellung bis Nutzung (vgl. Abbildung 8-3).
Umgang mit Nebenprodukten	Allokation der Nebenprodukte nach ihrem Heizwert <sup>4</sup> ; für Wärme-/Elektrizitätsauskopplung Allokation mittels Carnot Effizienz (siehe Anhang III)
CO <sub>2</sub> -Äq.-Charakterisierungsfaktoren	CH <sub>4</sub> : 25; N <sub>2</sub> O: 298

4 Der Heizwert (H<sub>i</sub>), ist der Heizwert (H) des gesamten Koppelprodukts und nicht nur der Heizwert (H) seines Trockenanteils.

## 8.4 Berechnung des Treibhausgasminderungspotenzials

Die Treibhausgasminderung gibt die prozentuale Einsparung von Treibhausgas-Emissionen bei der Verwendung von Biomasse im Vergleich zu fossilen Brenn- oder Kraftstoffen an.<sup>5</sup>

Die Berechnung der Treibhausgasminderung erfolgt mit Hilfe nachfolgender Formel:

Dabei sind:

$$\text{Treibhausgasminderung} = \left( \frac{E_F - E_B}{E_F} \right) \times 100 \% \quad \text{Formel 8-4}$$

$E_B$  = Gesamtemissionen bei der Verwendung der Biomasse

$E_F$  = Gesamtemissionen fossilen Referenzsysteme

**Referenzsysteme.** Zur Berechnung des Treibhausgasminderungspotenzials sollten die im Kapitel 9 „Referenzsysteme“ vorgeschlagenen Durchschnittssysteme für die Strom-, Wärme und Kraftstoffbereitstellung Anwendung finden. Abweichend davon wird vorgeschlagen, für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe zusätzlich die Treibhausgasminderung gegenüber den vorgegebenen fossilen Komparatoren (Tabelle 8-3) zu ermitteln. Nachfolgende Tabelle erläutert exemplarisch für den Energieträger Biomethan die Anwendung der Referenzsysteme, auch mit Blick auf unterschiedliche Zeithorizonte. Welche Referenzsysteme 2050 (in einem möglicherweise 2050 dekarbonisierten Energiesystem) Anwendung finden, ist derzeit Gegenstand zahlreicher fachlicher Diskurse, auch und besonders hinsichtlich der Bewertung flexibler Energiebereitstellung. Im Fall von Biomethan stände hier unter anderem der Vergleich mit PtX Optionen zur Diskussion.

**Tabelle 8-3:** Anwendung der fossilen Referenzsysteme zur Berechnung des Treibhausgasminderungspotenzials am Beispiel von Biomethan

Nutzungsoption Biomethan	Fossiles Referenzsystem
Strom aus Biomethan	Kenndaten der Strombereitstellung frei lokalem Abnehmer (Niederspannungsebene): 143,75 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ (2017); 105,47 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ (2020); 54,06 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ (2030)
Wärme aus Biomethan	Kenndaten der Wärmebereitstellung Mix Erdgas/Heizöl: 87,8 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ (2010); 85,4 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ (2020); 84,1 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ (2030)
Biomethan als Kraftstoff	Kenndaten der Benzinbereitstellung und 100% Umwandlung in einem Mittelklasse-PKW mit Ottomotor: 90,2 (2010); 89,5 (2020); 89,4 (2030) gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ und fossile Referenz für Benzin/Diesel EU RED: 83,8 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ bis 2020, ab 2021 RED II: 94,5 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ

<sup>5</sup> „fossile Brenn- oder Kraftstoffe“ steht hier stellvertretend für den jeweiligen Energiemix, der ersetzt wird.

Die Annahmen bezüglich der Stoff- und Energieströme sowie des Wärmenutzungsgrads zur Bilanzierung von THG-Emissionen und zur Kalkulation der Differenzkosten biogener Energiebereitstellung müssen gleich sein, um die THG-Vermeidungskosten zu berechnen. Für die Bilanzierung von THG-Emissionen soll ein fossiles Referenzsystem gewählt werden, welches sich mit dem gewählten Referenzsystem der Kalkulation der Differenzkosten biogener Energiebereitstellung deckt.

## 8.5 Berechnung des Versauerungspotenzials und der Partikelemissionen

Die versauernden – und Partikelemissionen werden analog zu den THG-Emissionen entsprechend der vorhergehend beschriebenen Methodik berechnet. Da es bezüglich der fossilen Referenzsysteme für versauernde und Partikelemissionen weder innerhalb der EU RED noch der RED II Vorgaben gibt, finden zur Berechnung der Minderungspotenziale ausschließlich die in Kapitel 9 „Referenzsysteme“ vorgeschlagenen Durchschnittssysteme Anwendung.

Die wichtigsten versauernden Schadstoffe sind SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> und NH<sub>4</sub>. Die Einheit ist kg SO<sub>2</sub>-Äquivalent. Die versauernde Wirkung wird als SO<sub>2</sub>-Äquivalent dargestellt. Zur Abschätzung der versauernden Wirkung werden die in Tabelle 8-4 nach JRC (EU KOM JRC) angegebenen Stoffflüsse berücksichtigt. Die Charakterisierungsfaktoren und dazugehörigen Datensätze können (EC JRC 2012) entnommen werden (verfügbar über: <https://epca.jrc.ec.europa.eu/ilcd.html>).

**Tabelle 8-4:** Versauernd wirkende Emissionen (EU KOM JRC 2012)

Name	Summenformel
Schwefeldioxid	SO <sub>2</sub>
Distickstoffmonoxid (Lachgas)	N <sub>2</sub> O
Ammoniak	NH <sub>3</sub>
Stickstoffmonoxid	NO
Schwefeltrioxid	SO <sub>3</sub>

## 8.6 Ergebnisdarstellung

Die Ergebnisse der Bilanzierung sollten in Form eines Balkendiagramms (Abbildung 8-5) und/oder tabellarisch, umfangreich, transparent und nachvollziehbar dargestellt werden. Zur besseren Vergleichbarkeit wird eine Angabe der Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten bezogen auf die funktionelle Einheit vorgeschlagen.

Die Annahmen zur Berechnung der Bilanzierung von THG-Emissionen und Energiegestehungskosten müssen gleichartig sein, um die THG-Vermeidungskosten zu berechnen.

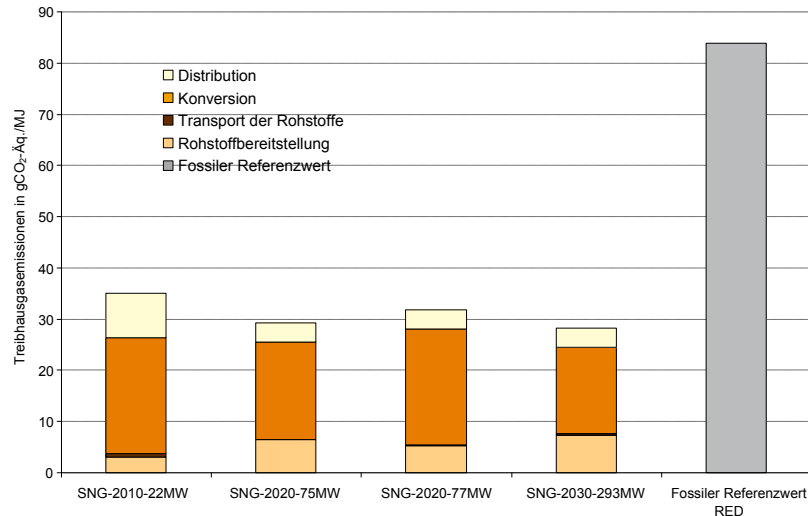


Abbildung 8-5: Biomethan als Kraftstoff Exemplarische Ergebnisdarstellung der Treibhausgasemissionen in  $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}_{\text{Biomethan}}$  (Quelle: Eigene Darstellung)

## 8.7 Weitere Nachhaltigkeitsaspekte

Einige Faktoren, die für die Bewertung von Nachhaltigkeitsaspekten (u. a. für die Bilanzierung von THG-Emissionen und weiteren Emissionen) auch für die im Rahmen des Forschungsnetzwerkes Bioenergie bearbeiteten Projekte von essentieller Bedeutung sind, können im Rahmen des hier vorgelegten Methodenhandbuchs nicht in der notwendigen Tiefe berücksichtigt werden. Vor dem Hintergrund, dass der Fokus der Forschung im BMWi-Forschungsnetzwerk Bioenergie auf der Nutzung von Rest- und Abfallstoffen liegt, sind nicht alle weiteren Nachhaltigkeitsaspekte für alle Rest- und Abfallstoffe relevant. Demnach werden nicht alle Bewertungsaspekte im Detail betrachtet. So ist zum Beispiel für landwirtschaftliche Reststoffe die Humusbilanz wichtig. In der aktuellen Version soll daher nur kurz auf ihre Bedeutung verwiesen werden.

- Weitergehende THG-Emissionen aus thermo-chemischen Konversionsprozessen: Bei der Verbrennung von biogenen Festbrennstoffen, flüssigen Bioenergieträgern und Biogasen können bei unvollständiger Umsetzung sowohl Kohlenwasserstoffe (z. B. Methan)

als auch Ruß-Partikel emittiert werden, deren Treibhausgaswirksamkeit deutlich höher ist als  $\text{CO}_2$ . Da hier sowohl mess- als auch bewertungstechnisch noch gewisse Unklarheiten vorliegen, bedarf die abschließende Bewertung dieser Aspekte weitergehender Forschungs- und Definitionsarbeiten. Gleichzeitig entstehen sowohl in der Verbrennung als auch in der Vergasung zum Teil signifikante Mengen an Kohle und Koks, die bei einer entsprechenden Lagerung/Nutzung zu negativen THG-Emissionen, ggf. zusätzlich zu indirekten ( $\text{NH}_3$ -Emissionen) und direkten THG-Minderungen führen können.

- Schadstoffemissionen aus Verbrennungsprozessen: Biomassefeuerungen weisen aufgrund der Spurenstoffe in Biomassen ein signifikantes Potenzial für Luftschadstoffemissionen auf (Kaltschmitt, et al. 2001, 2009, 2016). Diese steigen häufig im Zusammenhang mit einer flexibleren Fahrweise. Aufgrund der noch unsicheren Datenlage wird auf eine generelle Erfassung im Rahmen dieses Methodenhandbuchs jedoch noch verzichtet. Diesbezüglich besteht ein bereits adressierter Forschungsbedarf (siehe auch Kapitel 5 „Flexible Bereitstellung von Bioenergie“).
- Humuseffekte: In landwirtschaftlichen Systemen sollte aus Gründen der Nachhaltigkeit die Humusbilanz der Böden langfristig ausgeglichen sein (Bilanzziel zwischen  $-75$  bis  $+100$   $\text{Häq}/(\text{ha} \times \text{a})^6$ , max.  $-200$  bis  $+300$   $\text{Häq}/(\text{ha} \times \text{a})$  (VDLUFA 2014). Die Humusbilanzierung bestimmt den Bedarf an organischem Kohlenstoff, der zum Erhalt der Humusvorräte und damit der Bodenfruchtbarkeit notwendig ist. Humuswirksam sind z. B. Erntesterete, Stroh aber auch Gründüngung (Zwischenfrüchte) oder organische Dünger (wie Gülle oder Gärreste), die auf dem Feld belassen oder ausgebracht werden. Bezüglich der Langzeitwirkung und Langzeitstabilität infolge einer Bewirtschaftungsumstellung auf den Bodenkohlenstoff erarbeiteten Zertifizierungssysteme im Rahmen der Umsetzung der RED II mögliche Wege, diese Effekte in die THG-Bilanz zu übernehmen. Die entsprechenden Regelungen der RED II sind dann noch zu prüfen und werden gegebenenfalls übernommen. Unterschiedliche ab- und zugeführte Stoffströme und besonders die einzelnen Konversionstechnologien wirken hier sehr unterschiedlich. Da auch die einzelne Humuswirkung der Nebenprodukte sowie der Konversionsreststoffe zusätzlich sehr verschieden ist und auch Vorfrüchte einen Einfluss auf die betrachtete Fruchtart haben können, sollten die Systemgrenzen grundsätzlich erweitert und Fruchtfolgebetrachtungen vorgenommen werden. So unterscheiden sich Fruchtfolgen im konventionellen und ökologischen Landbau hinsichtlich der Veränderung des Bodenkohlenstoffs. Diese Änderung kann über Kennwerte oder ein Bodenkohlenstoffmodell in THG-Bilanzen integriert werden.
- Unterschiedliche Waldbewirtschaftungen führen zu unterschiedlichen Veränderungen des Holzvorrats. Es wird davon ausgegangen, dass der  $\text{CO}_2$ -Speichersaldo Effekte der Waldbewirtschaftung widerspiegelt und daher direkt in THG-Bilanzen einfließen sollte,

<sup>6</sup> Häq = Humusäquivalente. Angaben in „kg Humus-C/(ha × a)“ oder in kg Humus-C/t Frischmasse. Die dimensionslose Einheit „Humusäquivalente“ soll verdeutlichen, dass die Kennwerte dazu dienen sollen, die optimale Versorgung mit organischer Substanz zu bemessen und nicht dazu geeignet sind, die Veränderung der Bodenhumusvorräte zu errechnen. (VDLUFA 2014)

wenn sie durch eine Nutzung induziert wird (z. B. zusätzlicher Einschlag von Nadelholz für mehr Holzbau, vgl. Haffner et al. 2017).

- (Indirekte) Landnutzungsänderung [(Indirect) land use change]: Biomasse entstammt dem Anbau und Ernte von Äckern, Wiesen oder Wäldern und ist daher mit Landnutzung (land use) verbunden.<sup>7</sup> Bei Verwendung von Abfällen oder Reststoffen hängt dies von der Allokation zwischen Haupt- und Nebenprodukten ab. Die Biomassenutzung kann auch zu einer Flächenumwandlung führen, wenn z. B. Kurzumtriebsplantagen auf ehemaligem Weideland eingerichtet werden (land use change = LUC).

Eine Bewertung ist allerdings nicht einfach: Eine Schwierigkeit besteht darin, dass LUC an einer Stelle durch Verdrängungseffekte vorheriger Landnutzung kaskadenartig LUC an anderer Stelle auslösen kann. Man spricht von „indirect land use change“, abgekürzt iLUC, im Unterschied zu direkten Landnutzungsänderungen (dLUC). Möglich sind auch Auswirkungen dadurch, dass die restlichen Flächen intensiver genutzt werden als bisher. Eine dieser Auswirkungen sind Emissionen treibhausrelevanter Gase. Liegen direkte Landnutzungsänderungen vor, sind gemäß EU RED (vgl. 8.3 und Anhang III) die Emissionen aus direkten Landnutzungsänderungen (dLUC) bei der Berechnung der THG-Minderung zu berücksichtigen.

Klimagaseffekte direkter Landnutzungsänderungen sind in den gegebenen Methoden berücksichtigt. Soziale und ökonomische Auswirkungen der Landnutzung bzw. ihrer Änderung können ebenfalls eine erhebliche Relevanz haben. Eine Darstellung der Methoden geht jedoch über dieses Methodenhandbuch hinaus. Interessierte Projekte werden auf Berndes 2012, EU KOM 2012, Fritsche 2012, Fritsche & Wiegmann, 2011, RSB 2012 (iLUC) verwiesen.

- Landnutzung (Land use): Biomasseanbau für die meistgenutzten Kulturen unterscheidet sich nicht systemimmanent vom landwirtschaftlichen Anbau der Nahrungs- und Futterpflanzen. Um auf der Ebene des „land use“ Verfahrensunterschiede festmachen zu können, muss auf die Managementebene der Primärproduktion zurückgegangen werden, was mit den heutigen Instrumenten zur Bestimmung von THG-Emissionen und weiteren Emissionen (noch) nicht zu leisten ist. Silomais für Biomasse ist z. B. grundsätzlich nicht besser oder schlechter als Silomais zur Fütterung – das Anbaumanagement steuert die Umweltverträglichkeit. Daher ist bei der Berechnung von THG- und weiteren Emissionen zunächst von einer gleichen Produktionsweise auszugehen.
- P als Ressource: Erhebliche Unterschiede bei der Bewertung verschiedener Bioenergieverfahren können sich ergeben, wenn P nicht mehr, wie bisher, nur entsprechend dem Herstellungsaufwand der Düngemittel betrachtet wird, sondern als knappe Ressource. Bei ausschließlich biochemischen Konversionstechnologien wird P komplett im Kreislauf geführt, bei thermochemischen Verfahren wird Phosphat dagegen häufig in eine unlösliche, durch Pflanzen nicht nutzbare Form überführt oder, z. B. bei Aschedeponierung aus dem Kreislauf ausgeschleust. Um eine P-Mangelsituation im Boden, mit z. B. folgender

<sup>7</sup> Generell ist die Landnutzung zur Biomasseproduktion nicht anderes zu bewerten als die für Nahrungs- oder Futtermittel.

Biomasse-Ertragsminderung, gar nicht erst entstehen zu lassen, müssten z. B. thermochemische Verfahren ihre Systemgrenzen um eine P-Recycling/-Aufbereitungskomponente erweitern, um den Phosphor zur Ressourcenschonung im Kreislauf zu halten. Dies kann zu einer deutlichen Verschlechterung thermochemischer Verfahren bei der Bewertung anhand von THG-Emissionen und weiteren Emissionen durch den zusätzlichen Produktionsschritt führen.

- Volkswirtschaftliche Effekte der Bioenergiebereitstellung: Im zunehmenden Zusammenspiel mit anderen erneuerbaren Energieträgern und mit den Gegeneffekten zur Urbanisierung durch verstärkte Wertschöpfung im ländlichen Raum kommen bei der ökonomischen Bewertung der Bioenergiebereitstellung weitere Effekte zum Tragen, die durch eine reine Gesteungskostenbetrachtung nicht abbildbar sind. Ist jedoch ein Vergleich der unterschiedlichen Erneuerbaren Energien unter wohlfahrtsmaximierenden Gesichtspunkten angestrebt, ist die Systemgrenze auf die Nutzenergiebereitstellung auszudehnen und sind externe Effekte zwingend zu berücksichtigen, wodurch die Komplexität und Aufwand der Analyse deutlich zunimmt (Zeymer 2013 et al.). So finden z. B. die Kosten für die Distribution, Netzinfrastruktur und die Kosten zur Gewährleistung der Netzstabilität sowie Übertragungsverlust keine Berücksichtigung in der Gesteungskostenrechnung frei Anlage. Ist die gesamte Wohlfahrt einer Volkswirtschaft im Fokus der Betrachtung, sind zudem Kosten und Erlöse der externen Effekten zu internalisieren, um die Vorteilhaftigkeit eines Konversionspfades beurteilen zu können. Die Berücksichtigung dieser Effekte wird mit der weitergehenden Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien und die zunehmend unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der verschiedenen Energieträger relevanter.

## Literaturverzeichnis

- Berndes, G.; Ahlgren, S.; Börjesson, P.; Cowie, A. L. (2012): Bioenergy and land use change – state of the art. In: *WIREs Energy Environ.* DOI: 10.1002/wene.41.
- BLE (Hg.) (2010): Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. Bonn.
- DIN ISO 14040: Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006, 10/2006.
- DIN ISO 14044: Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen (ISO 14044:2006), Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14044:2006, 10/2006.
- EU KOM (2012) European Commission: Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 98/70/EC relating to the quality of petrol and diesel fuels and amending Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources, COM (2012) 595 final, Brussels. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A52012PC0595> (Stand: 07.05.2021).
- EU KOM JRC (2012): Characterisation factors of the ILCD Recommended Life Cycle Impact Assessment methods. Database and Supporting Information. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability. First edition. Luxembourg. Publications Office of the European Union. URL: <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/ilcd.html> (Stand: 17.05.2021).
- European Commission (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments



- und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (EU RED 2009/28/EC).
- European Commission REDII (2018): DIRECTIVE (EU) 2018/ 2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL – of 11 December 2018 – on the promotion of the use of energy from renewable sources 2018.
- Fehrenbach, H.; Giegrich, J.; Gärtner, S. O.; Reinhardt, G. A.; Rettenmaier, N. (2007): Greenhouse gas balances for the German biofuels quota legislation – Methodological guidance and default values. Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU). Heidelberg.
- Fritsche, U. (2012): Proceedings of the European Parliament Workshop on biofuels and indirect and land use change, Jan 25, 2012 in Brussels; Oeko-Institut prepared for European Parliament. PE 475.090. Darmstadt. URL: <http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201202/20120229ATT39558/20120229ATT39558EN.pdf> (Stand: 07.05.2021).
- Fritsche, U. und Wiegmann, K. (2011): Indirect land use change and biofuels study. European Parliament's Committee on Environment, Public Health and Food Safety; IP/A/ENVI/ST/2010 15. Brussels. URL: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/etudes/JOIN/2011/451495/IPOL-JOIN\\_ET\(2011\)451495\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/etudes/JOIN/2011/451495/IPOL-JOIN_ET(2011)451495_EN.pdf) (Stand: 07.05.2021).
- Hafner, A.; Rüter, S.; Ebert, S.; Schäfer, S.; König, H.; Cristofaro, L. et al. (2017): Treibhausgasbilanzierung von Holzgebäuden – Umsetzung neuer Anforderungen an Ökobilanzen und Ermittlung empirischer Substitutionsfaktoren (THG-Holzba). BMEL/BMUB (Forschungsprojekt: 28W-B-3-054-01 Waldklimafonds, ISBN: 978-3-00-055101-7). URL: [http://literatur.thuenen.de/diglib\\_extern/dn058600.pdf](http://literatur.thuenen.de/diglib_extern/dn058600.pdf) (Stand 05.05.2021)
- Hennenberg, K.; Böttcher, H.; Wiegmann, K.; Reise, J.; Fehrenbach, H. (2019): Kohlenstoffspeicherung in Wald und Holzprodukten. In: *AFZ-Der Wald*. Vol. 17, 2019, S. 37–39. URL: [https://co2-speichersaldo.de/media/Hennenberg\\_Oekobilanz\\_sl.pdf](https://co2-speichersaldo.de/media/Hennenberg_Oekobilanz_sl.pdf) (Stand: 07.05.2021).
- IE (2008) Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (Hrsg.): Energie- und Klimaeffizienz ausgewählter Biomassekonversionspfade zur Kraftstoffproduktion. URL: <http://nova-institut.de/news-images/20080611-06/KWS-Studie.pdf> (Stand: 05.05.2021).
- IPCC (2006) Intergovernmental Panel on Climate Change: Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – Vol. 4: Agriculture, Forestry, and Other Land Use. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Program, Eggleston, H.S.; Buendia, L.; Miwa, K.; Ngara, T.; Tanabe, K. (Hrsg.), Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Hayama, Japan on behalf of the IPCC. URL: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.html> (Stand: 05.05.2021)
- Kaltschmitt, M., Hartmann, H., Hofbauer, H. (Hrsg.) (2001, 2009, 2016): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 3. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg.
- RSB (2012): Roundtable on Sustainable Biofuels: Indirect Impacts of biofuel production and the RSB Standard – Draft for Public Consultation; RSB Secretariat Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), Switzerland. URL: <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.734.2510&rep=rep1&type=pdf> (Stand: 07.05.2021).
- VDLUFA (2014): Standpunkt Humusbilanzierung. Eine Methode zur Analyse und Bewertung der Humusversorgung von Ackerland. Verband Deutscher Landwirtschaftlicher Untersuchungs- und Forschungsanstalten (VDLUFA) (Hrsg.). Speyer
- Zeymer, M.; Herrmann, A.; Oehmichen, K.; Schneider, R.; Schmersahl, R.; Heidecke, P.; He, L.; Volz, F. (2013): Kleintechnische Biomassevergasung – Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung. (DBFZ Report Nr. 18), Leipzig. – ISSN 2190 – 7943.

## 9 REFERENZSYSTEME

**Autor:** Uwe Fritsche, IINAS GmbH – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien

Um die ermittelten Bilanzergebnisse von Bioenergiesystemen zu bewerten, ist die Gegenüberstellung mit Referenzsystemen notwendig. Für die Energiebereitstellung werden diese sogenannten konventionellen Referenzsysteme nachfolgend beschrieben<sup>1</sup>, die von den Projekten im Förderbereich „Energetische Biomassenutzung“ als einheitliche Vergleichsbasis herangezogen werden sollen.<sup>2</sup> Dargestellt sind die Referenzsysteme für Strom, Wärme und Kraftstoffe, jeweils mit Werten für eine Durchschnittsbetrachtung und für eine Grenzbetrachtung (vgl. Box unten), mit konkreten Daten im Hinblick auf

- Emissionen an Treibhausgasen (THG),
- Emissionen an Luftschadstoffen (versauernde Emissionen und Feinstaub) sowie
- den kumulierten nichterneuerbaren Primärenergie-Verbrauch (KEV).

Es wird empfohlen, in der Regel die Werte der Durchschnittssysteme als Referenz zu verwenden.

### Durchschnitts- und Grenzbetrachtungen

**Durchschnittsbetrachtungen** dienen dazu, eine Technologie mit dem jeweiligen gemittelten Technologiemix im jeweiligen Anwendungssektor zu vergleichen. Zum Beispiel wird für Technologien zur Stromerzeugung hier der deutsche Strommix in einem definierten Bezugsjahr zu Grunde gelegt. Dabei werden beispielsweise in Bezug auf die THG-Emissionen die spezifischen Werte pro kWh verwendet, um zu bewerten, welche THG-Einsparungen eine Technologie pro kWh realisieren kann.

**Grenzbetrachtungen** dienen im Gegensatz dazu, eine Technologie mit einer anderen oder einer bestimmten Auswahl bestehender Technologien zu vergleichen, die inkrementell eingesetzt werden. Dabei kann es zum Beispiel darum gehen, die systemischen Effekte bestimmter Technologien zu berücksichtigen. Um wiederum ein Beispiel aus dem Stromsektor zu wählen, könnten flexible Bioenergieanlagen die zur Spitzenlastdeckung genutzt werden können gezielt mit konventionellen Spitzenlastkraftwerken verglichen werden, die in der Regel deutlich höhere spezifische Emissionen aufweisen, als der Strommix.

<sup>1</sup> Weitere wesentliche Referenzsysteme sind die alternative Nutzung der verfügbaren Flächen und/oder Reststoffe. Diese sind aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht sinnvoll vorhabensübergreifend harmonisierbar und sollen daher in den Vorhaben jeweils dokumentiert werden.

<sup>2</sup> Die Auswahl der Referenzsysteme wurde beim Workshop „Referenzsysteme“ am 8. Juni 2010 in Darmstadt diskutiert und festgelegt.

## 9.1 Definition, Systemraum und Zeitbezug der Referenzsysteme

Referenzsysteme sind Vergleichsprozesse für die Bereitstellung von Strom, Wärme und Kraftstoffen, deren Kenndaten für Umweltaspekte aus Lebenswegberechnungen mit GEMIS Version 5 (IINAS 2019a) ermittelt wurden. Die Hintergrunddaten zur Berechnung der Lebenswege der jeweiligen Referenzsysteme sind in disaggregierter und transparenter Form in GEMIS enthalten, das kostenlos verfügbar ist.

Der räumliche Bezug der Referenzsysteme ist Deutschland, jedoch werden über die vorgelagerten Bereitstellungsketten für Energieträger auch entsprechende Prozesse im Ausland mit einbezogen.

Definierte Zeitbezüge sind die Jahre 2015 sowie 2020, 2030 und 2050, wobei zusätzlich für Strom auch die Jahre 2016 bis 2018 entsprechend den Daten aus IINAS (2019a) mit angegeben werden.

Bei den THG-Emissionen wurden die CO<sub>2</sub>-Äquivalente jeweils auf Grundlage von IPCC 2013 für die spezifischen Treibhauspotenziale bei 100 Jahren Integrationszeit (GWP<sub>100</sub>) bestimmt. Die Angaben der THG-Emissionen für die Bereitstellung von Strom bzw. Wärme beziehen sich auf „frei Kraftwerkspark“ (Netzeinspeisung) bzw. „ab Heizung“ (ohne Hausverteilung). Bei Kraftstoffen sind die Daten auf Endenergie angegeben, zuzüglich der Emissionen, die bei einer 100 % Umsetzung in einem Fahrzeug freigesetzt werden. Damit ist die Vergleichbarkeit gewährleistet, da die Nutzungsoptionen und -effekte von fossilen und biogenen Endenergien identisch sind. Alle Daten zu Nutzungs- bzw. Wirkungsgraden, Hilfsenergieeinsätzen und Emissionsfaktoren beziehen sich auf Heizwerte (Hi). In den Angaben sind stets auch die vorgelagerten Prozesse im In- und Ausland sowie die Herstellungsaufwände mit einbezogen.

## 9.2 Referenzsysteme zur Strombereitstellung

Als Referenzsystem für Strom wird der Erzeugungsmix des öffentlichen Kraftwerksparks (inkl. EEG-Strombezug) angesetzt, da dies für **Durchschnitts**betrachtungen **ohne** Bezug zum Stromnetz (also ohne Netzverluste und Infrastrukturemissionen) die relevante Größe darstellt.

Für die Strombereitstellung im Jahr 2015 sowie 2016 bis 2018 wurden statistische Daten (BMWi 2018–2019) verwendet und auf dieser Basis im Modell GEMIS die durchschnittlichen Kenndaten des bundesdeutschen öffentlichen Kraftwerksparks abgebildet (vgl. IINAS 2019a). Die Fortschreibung für 2020 bis 2050 erfolgte auf Grundlage des Szenarios „Klimaschutz 95“ einer Studie (ÖKO/ISI 2015), die als Hintergrund der deutschen Klimaschutzstrategie diente. Sie ist in Tabelle 9-1 dargestellt. Die daraus abgeleiteten Kenndaten des Referenzsystems „Strom aus dem deutschen Kraftwerkspark“ sind in Tabelle 9-2 dargestellt.

Ergänzend kann dieses Referenzsystem zuzüglich der Übertragungs- und Verteilverluste bis zur Niederspannungsebene betrachtet werden, wenn dies für Situationen mit geringen elektrischer Leistungen (z. B. Kleinst-BHKW) die zutreffendere Vergleichsbasis bildet. Als Grenzwert der installierten Leistung werden hier 3,6 kW einphasig bzw. 10,8 kW dreiphasig definiert, da dies die Leistungsgröße ist, unterhalb der eine Integration in den Haushaltsstromkreis (pro Phase 225V 16A) technisch möglich ist. Hierzu wurden die Daten der Erzeugungsmixe für Strom mit den Daten aus GEMIS zur Stromübertragung und -verteilung frei Niederspannungs-Verbraucher verknüpft. Die ergänzenden Werte zeigt Tabelle 9-3.

Als weitere ergänzende Information für Grenzbetrachtungen sind große Erdgas-GuD-Kraft- und Heizkraftwerke (Tabelle 9-4 und Tabelle 9-5) sowie große Erdgas-Blockheizkraftwerke (Tabelle 9-6) relevant; die Kennwerte sind in den entsprechenden Tabellen dargestellt.

**Tabelle 9-1: Kenndaten des öffentlichen Kraftwerkspark in Deutschland 2015-2050**  
(in %-Anteilen an der Stromerzeugung)

Anteile	2015	2016	2017	2018	2020**	2030	2050*
Steinkohle	18,4	17,3	14,5	12,8	10,1	6,6	0,0
Braunkohle	24,1	23,3	23,0	22,5	16,8	1,1	0,0
Erdgas, sonst. Gase*	12,2	15,2	14,7	15,8	18,1	20,2	1,7
Öl	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8	0,1	0,0
Müll, nicht-biogen	0,9	0,9	0,9	1,0	1,2	1,1	0,5
AKW	14,3	13,2	11,9	11,7	10,6	0,0	0,0
Wasserkraft	3,0	3,3	3,2	2,6	3,2	5,0	3,3
Wind	12,4	12,0	16,6	17,5	21,9	44,2	75,5
PV	6,0	5,9	6,2	7,1	8,4	14,2	16,4
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,05	0,9	1,6
Deponie-, Klär-, Biogas	5,0	5,2	5,4	4,6	5,0	2,7	0,5
Holz, Stroh, org. Müll	2,8	2,6	2,6	3,6	3,8	3,9	0,5
<b>Anteil nichterneuerbar</b>	<b>70,8%</b>	<b>70,9%</b>	<b>66,0%</b>	<b>64,6%</b>	<b>57,6%</b>	<b>29,1%</b>	<b>2,2%</b>
<b>Anteil erneuerbar (inkl. Müll)</b>	<b>29,2%</b>	<b>29,1%</b>	<b>34,0%</b>	<b>35,4%</b>	<b>42,4%</b>	<b>70,9%</b>	<b>97,8%</b>

\* = Erdgas in 2050 mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95

Quelle: Eigene Berechnung nach BMWi (2018–2019) und UBA (2018–2019) sowie für 2020 bis 2050 nach ÖKO/ISI (2015).

\*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (2019b)

Tabelle 9-2: Kenndaten der Strombereitstellung frei Kraftwerkspark, 2015-2050

Kenngröße	Einheit	2015	2016	2017	2018	2020**	2030	2050*
THG	g CO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>el</sub>	539,7	546,8	502,7	487,0	390,4	186,6	19,8
	g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>	514,9	522,1	480,1	465,6	373,9	176,0	18,2
Luftschadstoffe	g SO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>el</sub>	0,85	0,85	0,78	0,75	0,59	0,21	0,03
• davon SO <sub>2</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	0,29	0,29	0,26	0,24	0,19	0,06	0,01
• davon NO <sub>x</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	0,49	0,51	0,47	0,44	0,37	0,22	0,03
• Staub (PM <sub>10</sub> )	g/kWh <sub>el</sub>	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,01	0,01
KEV <sub>nichterneuerbar</sub>	kWh <sub>primär</sub> /kWh <sub>el</sub>	1,85	1,86	1,71	1,66	1,42	0,63	0,05

\* = Erdgas in 2050 mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95; \*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (IINAS 2019b). Quelle: IINAS (2019a), Daten **ohne** Stromnetz.

Tabelle 9-3: Kenndaten der Strombereitstellung frei lokalem Abnehmer (Niederspannungsebene), 2015-2050

Kenngröße	Einheit	2015	2016	2017	2018	2020**	2030	2050*
THG	g CO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>el</sub>	556,8	564,0	518,7	502,5	402,9	193,0	21,1
	g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>	530,9	538,4	495,1	480,2	385,8	181,9	19,4
Luftschadstoffe	g SO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>el</sub>	0,88	0,89	0,81	0,78	0,61	0,22	0,04
• davon SO <sub>2</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	0,30	0,30	0,27	0,26	0,20	0,06	0,01
• davon NO <sub>x</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	0,51	0,53	0,48	0,46	0,38	0,22	0,04
• Staub (PM <sub>10</sub> )	g/kWh <sub>el</sub>	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02	0,01
KEV <sub>nichterneuerbar</sub>	kWh <sub>primär</sub> /kWh <sub>el</sub>	1,91	1,92	1,77	1,72	1,47	0,65	0,05

\* = Erdgas in 2050 mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95; \*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (IINAS 2019b). Quelle: IINAS (2019a), Daten **inklusive** Stromnetz.

Tabelle 9-4: Kenndaten der Strombereitstellung aus neuen Erdgas-GuD-Kraftwerken, 2015-2050

Kenngröße	Einheit	2015	2020**	2030	2050*
el. Nettoleistung	MW <sub>el</sub>	900	900	900	900
η <sub>el</sub>	%	58,5	60,1	60,5	60,75
THG	g CO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>el</sub>	397,2	380,4	382,5	301,6
	g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>	375,7	362,9	364,9	286,3
Luftschadstoffe	g SO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>el</sub>	0,39	0,27	0,20	0,21
• davon SO <sub>2</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	0,01	0,01	0,01	0,01
• davon NO <sub>x</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	0,54	0,38	0,28	0,28
• Staub (PM <sub>10</sub> )	g/kWh <sub>el</sub>	0,01	0,01	0,01	0,01
KEV <sub>nichterneuerbar</sub>	kWh <sub>primär</sub> /kWh <sub>el</sub>	1,90	1,83	1,85	1,43

\* = Erdgas in 2050 mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95; \*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (IINAS 2019b). Quelle: IINAS (2019a), Daten **ohne** Stromnetz.

Tabelle 9-5: Kenndaten der Strombereitstellung aus neuen Erdgas-GuD-Heizkraftwerken 2015-2050

Kenngröße	Einheit	2015	2020**	2030	2050*
el. Nettoleistung	MW <sub>el</sub>	600	600	600	600
th. Auskopplung (KWK)	MW <sub>th</sub>	147	130	115	100
η <sub>el</sub>	%	50	52,5	55	57,5
THG	g CO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>el</sub>	363,1	350,1	347,1	269,6
	g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>	343,2	332,8	328,9	253,7
Luftschadstoffe	g SO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>el</sub>	0,44	0,41	0,42	0,41
• davon SO <sub>2</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	0,01	0,01	0,00	0,01
• davon NO <sub>x</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	0,61	0,58	0,00	0,58
• Staub (PM <sub>10</sub> )	g/kWh <sub>el</sub>	0,01	0,01	0,01	0,01
KEV <sub>nichterneuerbar</sub>	kWh <sub>primär</sub> /kWh <sub>el</sub>	1,74	1,68	1,67	1,27

\* = Erdgas in 2050 mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95; \*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (IINAS 2019b). Quelle: IINAS (2019a), Daten **ohne** Stromnetz.

Tabelle 9-6: Kenndaten der Strombereitstellung aus neuen großen Erdgas-Blockheizkraftwerken, 2015-2050

Kenngröße	Einheit	2015	2020**	2030	2050*
el. Nettoleistung	MW <sub>el</sub>	2,0	2,0	2,0	2,0
th. Auskopplung (KWK)	MW <sub>th</sub>	2,2	2,1	2,0	1,8
η <sub>el</sub>	%	42,5	43,5	45	47,5
THG	g CO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>el</sub>	387,7	370,2	370,0	287,2
	g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>el</sub>	358,4	351,9	351,0	270,7
Luftschadstoffe	g SO <sub>2</sub> eq/kWh <sub>el</sub>	0,43	0,41	0,36	0,36
• davon SO <sub>2</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	0,01	0,01	0,01	0,01
• davon NO <sub>x</sub>	g/kWh <sub>el</sub>	0,61	0,58	0,51	0,50
• Staub (PM <sub>10</sub> )	g/kWh <sub>el</sub>	0,02	0,01	0,01	0,02
KEV <sub>nichterneuerbar</sub>	kWh <sub>primär</sub> /kWh <sub>el</sub>	1,81	1,78	1,78	1,35

\* = Erdgas in 2050 mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95; \*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (IINAS 2019b). Quelle: IINAS (2019a), Daten **ohne** Stromnetz.

Zur Vereinheitlichung von Technologiebewertung und der besseren Vergleichbarkeit zwischen Projektergebnissen wird empfohlen, als Referenzsystem für die Strombereitstellung stets das Durchschnittssystem zu verwenden. In begründeten Fällen kann auch ein anderer Ansatz gewählt werden, in jedem Fall sollten aber die spezifischen Emissionen der zu bewertenden Technologie angegeben werden.

### 9.3 Referenzsysteme zur Wärmebereitstellung

Als Referenzsystem für die Wärmebereitstellung wird ein Erzeugungsmix aus fossilen und erneuerbaren Energieträgern nach ÖKO/ISI (2015) angesetzt (vgl. Tabelle 9-9), da dies für Durchschnittsbetrachtungen die relevante Größe darstellt. Hierin sind auch Erdgas- und Heizöl-Niedertemperaturheizungen enthalte, deren Kenndaten in den folgenden Tabellen (Tabelle 9-7 und Tabelle 9-8) dargestellt sind.

**Tabelle 9-7: Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Erdgas-Heizung, 2015-2050**

Kenngröße	Einheit	2015	2020**	2030	2050*
th. Nettoleistung	kW <sub>th</sub>	10	10	10	10
η <sub>th</sub>	%	86	88	90	92
THG	g CO <sub>2</sub> eq/MJ <sub>th</sub>	77,9	73,0	71,9	55,3
	g CO <sub>2</sub> /MJ <sub>th</sub>	72,7	70,0	68,7	52,6
Luftschadstoffe	g SO <sub>2</sub> eq/MJ <sub>th</sub>	0,04	0,03	0,03	0,03
• davon SO <sub>2</sub>	g/MJ <sub>th</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00
• davon NO <sub>x</sub>	g/MJ <sub>th</sub>	0,04	0,05	0,07	0,04
• Staub (PM <sub>10</sub> )	g/MJ <sub>th</sub>	0,00	0,01	0,01	0,00
KEV <sub>nichterneuerbar</sub>	MJ <sub>primär</sub> /MJ <sub>th</sub>	1,32	1,27	1,25	0,94

\* = in 2050 mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95; \*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (IINAS 2019b). Quelle: IINAS (2019a), Daten inkl. Hilfsstrom und Wärmeverteilung.

**Tabelle 9-8: Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Öl-Heizung, 2015-2050**

Kenngröße	Einheit	2015	2020**	2030	2050*
th. Nettoleistung	10	10	10	10	10
η <sub>th</sub>	85	86	87	90	90
THG	103,5	101,1	98,5	91,8	93,1
	102,5	100,3	97,8	91,1	92,3
Luftschadstoffe	0,11	0,10	0,08	0,06	0,06
• davon SO <sub>2</sub>	0,06	0,06	0,04	0,02	0,02
• davon NO <sub>x</sub>	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05
• Staub (PM <sub>10</sub> )	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00
KEV <sub>nichterneuerbar</sub>	1,37	1,35	1,31	1,23	1,25

\* = in 2050 mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95; \*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (IINAS 2019b). Quelle: IINAS (2019a), Daten inkl. Hilfsstrom und Wärmeverteilung.

Wie oben ausgeführt wird als Bereitstellungsmix von Wärme der Durchschnitt der Wärmebereitstellung aus fossilen und erneuerbaren Energieträgern angesetzt, Es wurden ausgehend vom detaillierten Wärmemix des Basisszenarios von ISI, consentec & ifeu (2017) die Daten aus ÖKO/ISI (2015) verwendet, um die Erneuerbaren- und KWK-Anteile für 2030 und 2050 fortzuschreiben. Diese Anpassung ist notwendig, um die Kompatibilität mit den

Daten zum Strommix aus ÖKO/ISI (2015) zu erlauben. Die entsprechenden Ergebnisse zeigt die folgende Tabelle.

**Tabelle 9-9: Kenndaten des fossil/erneuerbaren Wärmebereitstellungsmix 2015-2050**

Kenngröße	Einheit	2015	2020**	2030	2050*
THG	g CO <sub>2</sub> eq/MJ <sub>th</sub>	71,8	64,9	49,9	11,7
	g CO <sub>2</sub> /MJ <sub>th</sub>	68,3	62,6	46,8	10,7
Luftschadstoffe	g SO <sub>2</sub> eq/MJ <sub>th</sub>	0,08	0,06	0,08	0,04
• davon SO <sub>2</sub>	g/MJ <sub>th</sub>	0,03	0,02	0,01	0,01
• davon NO <sub>x</sub>	g/MJ <sub>th</sub>	0,06	0,05	0,05	0,03
• Staub (PM <sub>10</sub> )	g/MJ <sub>th</sub>	0,01	0,01	0,00	0,00
KEV <sub>nichterneuerbar</sub>	MJ <sub>primär</sub> /MJ <sub>th</sub>	1,05	1,00	0,77	0,18

\* = in 2050 für Erdgas mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95; \*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (IINAS 2019b). Quelle: IINAS (2019a), Daten inkl. Hilfsstrom und Wärmeverteilung.

Als Ergänzung für Grenzbetrachtungen ist Wärme aus Erdgas-Brennwertkesseln relevant, so dass dieses System ebenfalls mit seinen Kennwerten dargestellt wird.

**Tabelle 9-10: Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Erdgas-Brennwert-Heizungen, 2015-2050**

Kenngröße	Einheit	2015	2020**	2030	2050*
th. Nettoleistung	kW <sub>th</sub>	10	10	10	10
η <sub>th</sub>	%	100	101	102	103
THG	g CO <sub>2</sub> eq/MJ <sub>th</sub>	67,3	63,8	63,6	49,4
	g CO <sub>2</sub> /MJ <sub>th</sub>	62,7	61,2	60,7	47,0
Luftschadstoffe	g SO <sub>2</sub> eq/MJ <sub>th</sub>	0,03	0,03	0,03	0,03
• davon SO <sub>2</sub>	g/MJ <sub>th</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00
• davon NO <sub>x</sub>	g/MJ <sub>th</sub>	0,04	0,04	0,04	0,04
• Staub (PM <sub>10</sub> )	g/MJ <sub>th</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV <sub>nichterneuerbar</sub>	MJ <sub>primär</sub> /MJ <sub>th</sub>	1,14	1,11	1,11	0,84

\* = in 2050 für Erdgas mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95; \*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (IINAS 2019b). Quelle: IINAS (2019a), Daten inkl. Hilfsstrom und Wärmeverteilung.

Die Werte der Durchschnittsbetrachtung (Mix fossil/erneuerbar) liegen gegenüber der Grenzbetrachtung (Gas-Brennwert) bei allen Werten niedriger. Wie beim Strom ist es auch bei den Referenzsystemen für Wärme in Bezug auf die Umwelteffekte wichtig, eine klare Unterscheidung zwischen Durchschnitts- und Grenzbetrachtung vorzunehmen.

Wie bei den Stromsystemen wird empfohlen, als Referenzsystem stets den Durchschnittsmix zu verwenden und, sofern zeitlich möglich, die Sensitivität der Ergebnisse durch Verwendung einer Grenzbetrachtung darzustellen.

## 9.4 Referenzsysteme zur Kraftstoffbereitstellung und -nutzung

Als Referenzsysteme für die Bereitstellung von Kraftstoffen und deren 100 %-Nutzung in einem Fahrzeug – hier ein Mittelklasse-Pkw mit Otto- bzw. Dieselmotor – werden rein fossiles Benzin sowie rein fossiler Diesel betrachtet, deren Herstellungs- und Importdaten wiederum aus GEMIS 5 (IINAS 2019a) entnommen sind. Bei Kraftstoffen wird, abweichend von Strom und Wärme, nicht der Mix des Durchschnitts verwendet, sondern die jeweiligen rein fossil bereitgestellten Kraftstoffe (Benzin, Diesel, CNG) ohne biogenen Anteil. Dieser Ansatz berücksichtigt die physische Verdrängung fossiler Kraftstoffe durch biogene Energieträger, die nach der Massenbilanz auftreten.

**Tabelle 9-11: Kenndaten der Benzinbereitstellung und 100 %-Umwandlung in einem Mittelklasse-Pkw mit Ottomotor, 2015-2050**

	Einheit	2015	2020**	2030	2050*
THG	g CO <sub>2</sub> eq/MJ <sub>end</sub>	86,1	85,5	84,6	78,1
	g CO <sub>2</sub> /MJ <sub>end</sub>	85,0	84,5	83,8	77,2
Luftschadstoffe	g SO <sub>2</sub> eq/MJ <sub>end</sub>	0,08	0,08	0,08	0,06
• davon SO <sub>2</sub>	g/MJ <sub>end</sub>	0,03	0,03	0,03	0,02
• davon NO <sub>x</sub>	g/MJ <sub>end</sub>	0,07	0,07	0,07	0,06
• Staub (PM <sub>10</sub> )	g/MJ <sub>end</sub>	0,00	0,00	0,00	0,00
KEV <sub>nichterneuerbar</sub>	MJ <sub>primär</sub> /MJ <sub>end</sub>	1,20	1,20	1,19	1,10

\* = in 2050 für Erdgas mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95; \*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (IINAS 2019b), Daten inkl. Hilfsstrom und Wärmeverteilung. Quelle: IINAS (2019a), Daten **endenergie**bezogen (je MJ eingesetztem Kraftstoff); Angaben **ohne** biogene Anteile im Kraftstoff.

**Tabelle 9-12: Kenndaten der Dieselmotorbereitstellung und 100 %-Umwandlung in einem Mittelklasse-Pkw mit Dieselmotor (ohne biogene Anteile), 2015-2050**

	Einheit	2015	2020**	2030	2050*
THG	g CO <sub>2</sub> eq/MJ <sub>end</sub>	86,8	87,0	86,3	83,8
	g CO <sub>2</sub> /MJ <sub>end</sub>	84,6	84,6	84,3	81,7
Luftschadstoffe	g SO <sub>2</sub> eq/MJ <sub>end</sub>	0,28	0,27	0,28	0,26
• davon SO <sub>2</sub>	g/MJ <sub>end</sub>	0,03	0,02	0,03	0,02
• davon NO <sub>x</sub>	g/MJ <sub>end</sub>	0,36	0,36	0,37	0,35
• Staub (PM <sub>10</sub> )	g/MJ <sub>end</sub>	0,01	0,00	0,00	0,01
KEV <sub>nichterneuerbar</sub>	MJ <sub>primär</sub> /MJ <sub>end</sub>	1,14	1,14	1,13	1,10

\* = in 2050 für Erdgas mit 25 % Anteil aus erneuerbarem Power-to-Gas nach Szenario Klimaschutz 95; \*\* = Szenario KS95 aktualisiert durch IINAS (IINAS 2019b), Daten inkl. Hilfsstrom und Wärmeverteilung.

Quelle: IINAS (2019a), Daten **endenergie**bezogen (je MJ eingesetztem Kraftstoff); Angaben **ohne** biogene Anteile im Kraftstoff

Nach der neuen EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien (EU RED II, siehe EU 2018) ist für THG-Bilanzen flüssiger Bioenergie-trägern ein EU-weiter „Komparator“ zu den Lebenswegemissionen fossiler Kraftstoffe verbindlich vorgeben, der 94 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ<sub>end</sub> beträgt (ggü. 83,8 g CO<sub>2</sub>Äq/MJ<sub>end</sub> in der RED I aus 2009) und somit leicht höher liegt als die hier genannten THG-Emissionen von Benzin und Diesel in Deutschland. Der Grund hierfür ist, dass die EU künftig einen steigenden Anteil von fossilen Kraftstoffen erwartet, die mit „unkonventionellen“ Fördermethoden (Fracking) bzw. aus unkonventionellen Quellen (Ölsand usw.) gewonnen werden – dies ist für Deutschland aus heutiger Sicht jedoch nicht in nennenswertem Umfang zu erwarten.

Aus Konsistenzgründen sollten statt des RED-Komparators die hier dargestellten Werte für Vergleiche mit fossilen Systemen verwendet werden, da sie Lebenswegdaten zu Luftschadstoffen und Primärenergieeinsatz beinhalten.

Als Ergänzung für eine Grenzbetrachtung sollte aber der höhere EU-Wert aus der RED II verwendet werden, um die Unsicherheit der künftigen Entwicklungen einzubeziehen.

## Literaturverzeichnis

- BMWi (2018): Energiedaten. URL: <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> (Stand: 07.05.2021).
- BMWi (2019): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. URL: <http://www.bmw.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls.xls>
- IINAS (2019a): Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) Version 5. Internet release (Mai): [www.gemis.de](http://www.gemis.de).
- IINAS (2019b): Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2018 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050. Fritsche, Uwe R. & Greß, Hans-Werner. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien. Kurzstudie für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA). Darmstadt. URL: [http://iinas.org/tl\\_files/iinas/downloads/GEMIS/2018\\_KEV\\_THG\\_Strom-2017\\_2020-2050.pdf](http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2018_KEV_THG_Strom-2017_2020-2050.pdf) (Stand: 07.05.2021)
- ÖKO & ISI (2015) Klimaschutzszenario 2050. Repenning, Julia et al. Öko-Institut & Fraunhofer ISI im Auftrag des BMUB. Berlin, Karlsruhe. URL: <http://www.oeko.de/oekodoc/2441/2015-598-de.pdf> (Stand: 30.04.2021).
- UBA (2018): Wärmeverbrauch aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2018. Stand 02-2018. UBA (Hrsg.) auf Basis AGEE-Stat. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#waeirme> (Stand: 30.04.2021).
- UBA (2019): Erneuerbare Energien in Deutschland 2018 – Daten zur Entwicklung im Jahr 2018. Umweltbundesamt & Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Dessau. URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba\\_hgp\\_eeinzahlen\\_2019\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_eeinzahlen_2019_bf.pdf) (Stand: 07.05.2021).
- ISI, consentec & ifeu (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie i.A. des BMWi. Karlsruhe. URL: <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf> (Stand: 30.04.2021).
- European Commission (2018): DIRECTIVE (EU) 2018/ 2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL – of 11 December 2018 – on the promotion of the use of energy from renewable sources 2018.
- EU RED (2009) (deutsche Fassung): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, vom 23. April 2009.
- EU RED (2009) (englische Fassung): Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC; Off. J. of the EU, European Commission, June 5, 2009 L 140 p. 16-62.

## 10 FORSCHEN MIT WEITBLICK

Das Methodenhandbuch des BMWi-Forschungsnetzwerkes Bioenergie ist das Resultat einer kontinuierlichen gemeinsamen, intensiven Diskussion der Mitwirkenden des Forschungsnetzwerkes. Die Motivation war, dass methodische Vorgehen in den Projekten transparent zu gestalten und zu harmonisieren, um Kennwerte, sowie Kostenrechnungen und Bilanzierungen vergleichbar zu machen.

Bewusst ist das Methodenhandbuch für den Nutzerkreis gedacht, welcher sich nicht alltäglich mit den dargestellten Methoden beschäftigt. Ausgewählte Methoden zur stoffstromorientierten Bilanzierung der Klimagaseffekte können so mit begrenztem Aufwand, einfach, transparent und nachvollziehbar angewandt werden.

Zur einfacheren Verwendung finden Sie wesentliche Arbeitshilfen des Methodenhandbuchs auch im Webportal des Forschungsnetzwerkes unter **[www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitgruppen-methoden/methodenhandbuch](http://www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitgruppen-methoden/methodenhandbuch)**.

Hier finden Sie:

- Zusammenfassung der generellen Rahmenbedingungen
- Wichtigsten Punkte zur Anwendung der Methoden
- Listen mit den wichtigsten Parametern
- Dokumentationslisten für die Anwendung der Methoden zum Download als Excel-Datei

Das Methodenhandbuch wird vorerst innerhalb des Förderbereichs angewendet und ist somit insbesondere auf die Fragestellungen der dazugehörigen Vorhaben zugeschnitten, die nach erzielten Effekten in Effizienz und Klimaschutz beurteilt werden.

Die notwendige Weiterentwicklung des Handbuchs ist auch künftig nur über einen gemeinsamen Diskussions- und Anpassungsprozess der Beteiligten des Forschungsnetzwerkes Bioenergie und des Anwenderkreises des Handbuchs möglich. Seine Weiterentwicklung ist ein kontinuierlicher Prozess, der die Rückmeldung von Fachleuten aus der Forschung und Praxis bedarf. Interessierte im Forschungsnetzwerk aber auch darüber hinaus sind herzlich dazu eingeladen.

## 11 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

<b>Abbildung 2-1:</b> Definitionen im Forschungsnetzwerk Bioenergie (Quelle: Eigene Darstellung) .....	19
<b>Abbildung 3-1:</b> Definitionen im Forschungsnetzwerk (Quelle: Eigene Darstellung) .....	24
<b>Abbildung 3-2:</b> Systemgrenzen und Elemente (Quelle: Eigene Darstellung) .....	35
<b>Abbildung 4-1:</b> Darstellung der verschiedenen Ebenen des Nutzungspfades und der entsprechenden Potenzialbegriffe. Konversion I: Aufbereitung der Rohstoffe (Pelletierung, Pyrolyse, Methanisierung, etc.); Konversion II: energetische Konversion der Energieträger (Verbrennung in B(H)KW, BM(H)KW, Motoren etc.) sowie Aufbereitung zu Kraftstoffen (Quelle: Eigene Darstellung).....	48
<b>Abbildung 4-2:</b> Schematische Darstellung der verschiedenen Potenzialarten und ihrer Beziehung untereinander (Quelle: Eigene Darstellung) .....	49
<b>Abbildung 4-3:</b> Beispiele für mögliche GIS-basierte Ergebnisdarstellungen und -verarbeitungen (Quelle: Eigene Darstellung).....	55
<b>Abbildung 5-1:</b> Marktmechanismen zur Deckung von Flexibilitätsbedarfen im Stromsektor, Quelle: DBFZ 2019, verändert nach (Barchmann et al. 2016).....	57
<b>Abbildung 5-2:</b> Elektrische Last und Residuallast für Szenarien mit 60 % bzw. 80 % Anteil EE (eigene Berechnungen) .....	61
<b>Abbildung 5-3:</b> Flexibilitäts- und Integrationsoptionen im Elektrizitätssystem, verändert nach (Bothor et al. 2015).....	62
<b>Abbildung 5-4:</b> Überblick über heute und ggf. künftig (ausgegraute Optionen) zur Verfügung stehende Marktmechanismen für die Bioenergie in den Bereichen Strom und Wärme (eigene Darstellung) .....	65
<b>Abbildung 5-5:</b> Standards für die adäquate Abbildung der Bioenergie in Energiesystemmodellen (erster Entwurf, eigene Darstellung).....	71
<b>Abbildung 5-6:</b> Aggregierte Aspekte der Flexibilität von steuerbaren Bioenergieanlagen verändert nach Holzhammer 2016b sowie der dazu gehörigen quantitativen Indikatoren .....	73
<b>Abbildung 5-7:</b> Illustration der Flexibilitätsindikatoren auf Anlagenebene .....	77
<b>Abbildung 5-8:</b> Trendaufzeichnung der Start-Leistung /Drehzahl für ein BHKW, Quelle: Eigene Abbildung in Anlehnung an Schnell Motoren AG .....	80
<b>Abbildung 5-9:</b> Generalisierte Wechselwirkungen auf die zweistufige Konversionskette einer Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung .....	80
<b>Abbildung 5-10:</b> Beispiele für mögliche Biogasanlagenkonzepte mit identischer Bemessungsleistung, unterschiedlichen Flexibilisierungsoptionen und die technischen Auswirkungen auf die Hauptanlagenkomponenten. kWPF: Leistungsangabe der primären Feuerungswärmeleistung, kWel: Leistungsangabe der elektrischen Leistungsabgabe, NAP: Netzanschlusspunkt .....	88

<b>Abbildung 5-11:</b> Kosten-Leistungsbewertung der Anfahrphase und deren Teilphasen vom Ruhezustand bis zum Erreichen der Nennlast .....	94
<b>Abbildung 5-12:</b> Ansatz zur Abbildung der Wartungskosten in Abhängigkeit der Jahreslaufleistung und Taktanzahl unter Berücksichtigung unterschiedlicher Betriebsmodi.....	97
<b>Abbildung 6-1:</b> Technologieunabhängige Darstellung der Bilanzräume und Kenngrößen zur stofflichen und energetischen Bilanzierung der Energiebereitstellung aus Biomasse auf Netzebene (Quelle: Eigene Darstellung) .....	111
<b>Abbildung 6-2:</b> Technologieunabhängige Darstellung der Bilanzräume und Kenngrößen zur stofflichen und energetischen Bilanzierung der Energiebereitstellung aus Biomasse auf Systemebene (Quelle: Eigene Darstellung) .....	112
<b>Abbildung 6-3:</b> Technologieunabhängige Darstellung der Bilanzräume und Kenngrößen zur stofflichen und energetischen Bilanzierung der Energiebereitstellung aus Biomasse auf Anlagenebene (Quelle: Eigene Darstellung) .....	113
<b>Abbildung 6-4:</b> Bilanzräume und Kenngrößen für den Technologiebereich Biomasse-Verbrennung (Speziell für Kleinfeuerungsanlagen und weitestgehend auch für Heizwerke), (Quelle: Eigene Darstellung).....	118
<b>Abbildung 6-5:</b> Beispielschema wichtigster Bilanzierungsgrößen einer Biomassevergasungsanlage (Quelle: Eigene Darstellung) .....	122
<b>Abbildung 6-6:</b> Grundschematische Darstellung wichtiger Bilanzierungsgrößen bei der Energiebereitstellung aus Biogas (Quelle: Eigene Darstellung) .....	129
<b>Abbildung 7-1:</b> Berechnung der mittleren Gestehungskosten (LCOE) am Beispiel der Energiegestehungskosten, (Zeymer et al. 2013).....	142
<b>Abbildung 7-2:</b> Mittlere Gestehungskosten (Quelle: Eigene Darstellung) .....	155
<b>Abbildung 8-1:</b> Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14040 (ISO 14040) .....	161
<b>Abbildung 8-2:</b> Bilanzierungsrahmen (Quelle: Eigene Darstellung).....	162
<b>Abbildung 8-3:</b> Schematische Darstellung einer Prozesskette (Quelle: Eigene Darstellung) .....	163
<b>Abbildung 8-4:</b> Schematische Darstellung der Allokation am Beispiel von Rapsmethylester (RME) (Fehrenbach et al. 2007) .....	166
<b>Abbildung 8-5:</b> Biomethan als Kraftstoff Exemplarische Ergebnisdarstellung der Treibhausgasemissionen .....	170

## 12 TABELLENVERZEICHNIS

<b>Tabelle 3-1:</b> Nachhaltigkeitsanforderungen nach RED II (EU RED 2018) .....	41
<b>Tabelle 4-1:</b> Dokumentationsliste I für wichtige Einflussgrößen für die Bestimmung des Biomassepotenzials .....	51
<b>Tabelle 4-2:</b> Dokumentationsliste II für wichtige Einflussgrößen für die Bestimmung des technischen Biomassepotenzials .....	53/53
<b>Tabelle 5-1:</b> Übersicht der Systemdienstleistungen (eigene Darstellung nach (dena 2014) .....	67
<b>Tabelle 5-2:</b> Bewertung ausgewählter Flexibilitätsoptionen und deren technisches Potential .....	75
<b>Tabelle 5-3:</b> Übersicht für die Ausprägung ausgewählter Technologieoptionen in Bezug auf den zweistufigen Prozesskettenansatz .....	81
<b>Tabelle 5-4:</b> Übersicht der Flexibilitätsindikatoren für drei ausgewählte Beispieltechnologien aus den Bereichen Verbrennung zur Wärmeerzeugung, Vergasung mit stationärer KWK-Nutzung und Biogaserzeugung mit stationärer KWK-Nutzung (hier mit unterstellter konstanter Gasproduktion) .....	84
<b>Tabelle 5-5:</b> Betriebswirtschaftliche Effekte der Flexibilisierung differenziert nach den drei betrachteten Technologiepfaden. In der qualitativen betriebswirtschaftlichen Bewertung werden Investitionen und ggf. anfallende Rückbaukosten mit angegeben .....	90
<b>Tabelle 5-6:</b> Wartungskostenfaktorgruppen in Abhängigkeit der Jahreslaufleistung und Takthäufigkeit .....	96
<b>Tabelle 5-7:</b> Entwurf einer Datenerhebungsmatrix zur Kalibrierung der Wartungskostenfunktionen einer Technologie unter Berücksichtigung der Betriebsmodi .....	99
<b>Tabelle 5-8:</b> Verfahren zur Kostenaufteilung bei Koppelproduktion und ihre Eignung für spezifische Kraftwerkstypen .....	101
<b>Tabelle 5-9:</b> Checkliste für die Ermittlung von technischen Parametern bei flexiblen Bioenergieanlagen .....	103
<b>Tabelle 5-10:</b> Checkliste für die Ermittlung von ökonomischen Parametern bei flexiblen Bioenergieanlagen .....	104
<b>Tabelle 5-11:</b> Checkliste für die Ermittlung von THG-bezogenen Parametern bei flexiblen Bioenergieanlagen .....	105
<b>Tabelle 6-1:</b> Stoff- und Energieströme sowie Angaben zum Anlagenbetrieb, die bei der Bilanzierung des technischen Prozesses berücksichtigt werden .....	114
<b>Tabelle 6-2:</b> Berechnungsvorschrift der Bilanzkenngrößen kleintechnischer Biomasseverbrennungsanlagen .....	120
<b>Tabelle 6-3:</b> Richtwerte für Eingangsparameter einer kleintechnischen Biomasseverbrennungsanlage .....	121
<b>Tabelle 6-4:</b> Berechnungsvorschrift der Bilanzkenngrößen kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen .....	124
<b>Tabelle 6-5:</b> Richtwerte für Eingangsparameter einer kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen .....	125/126
<b>Tabelle 6-6:</b> Reale Messwerte des Jenbacher JMS 620 GS-S.L (Güssing, GE-Jenbacher AG) (GE Energy 2010; Pecka 2004) .....	127
<b>Tabelle 6-7:</b> Wirkungsgrade von Gasmotoren eingeteilt nach Leistungsklassen (ASUE 2011) .....	128
<b>Tabelle 6-8:</b> Berechnung der Bilanzkenngrößen an Biogasanlagen .....	131
<b>Tabelle 6-9:</b> Richtwerte für Eingangsparameter zur Charakterisierung von Biogasanlagen .....	132
<b>Tabelle 6-10:</b> Auflistung und Richtwerte für Betriebsmittel, Reststoffe und Emissionen bei der Biogaserzeugung .....	133
<b>Tabelle 6-11:</b> Vereinfachter Heizwert und Brennwertvergleich – Vergärung nasser Biomasse/Biochemische Konversion .....	137

<b>Tabelle 6-12:</b> Vereinfachter Heizwert und Brennwertvergleich – Biomassevergasung/Thermochemische Konversion .....	138
<b>Tabelle 7-1:</b> Schätzung von Instandhaltungskosten chemischer Verfahren (Zeymer et al. 2013), (Peter et al. 2003) .....	145
<b>Tabelle 7-2:</b> Typische Annahmen und Rahmenbedingungen Gestehtungskostenrechnung (netto, 2017) – Biogasanlage/Biogasanlage inkl. Aufbereitung, Bioethanol- und Biodieselanlagen .....	147
<b>Tabelle 7-3:</b> Häufig zutreffende Annahmen und Rahmenbedingungen der Gestehtungskostenrechnung (netto, 2017) – Biomassefeuerungsanlagen .....	149/150
<b>Tabelle 7-4:</b> Typische Annahmen und Rahmenbedingungen der Gestehtungskostenrechnung (netto, 2017) – Biomassevergasung (mit motorischer Nutzung oder Methanisierung) .....	151
<b>Tabelle 7-5:</b> Durchschnittliche Heizwerte verschiedener biogener Rohstoffe .....	152
<b>Tabelle 7-6:</b> Entwicklung der Preise für biogene Brennstoffe .....	154
<b>Tabelle 7-7:</b> Dokumentationsliste wichtiger Einflussgrößen der Gestehtungskostenberechnung .....	156
<b>Tabelle 8-1:</b> Dokumentationsliste der relevanten Stoff- und Energieströme für die Prozesse Rohstoffproduktion, Bereitstellung/Transport, Distribution und Nutzung .....	164
<b>Tabelle 8-2:</b> Methodische Annahmen zur Berechnung der THG-Emissionen .....	167
<b>Tabelle 8-3:</b> Anwendung der fossilen Referenzsysteme zur Berechnung des Treibhausgasmindepotenzials am Beispiel von Biomethan .....	168
<b>Tabelle 8-4:</b> Versauernd wirkende Emissionen (EU KOM JRC) .....	169
<b>Tabelle 9-1:</b> Kenndaten des öffentlichen Kraftwerkspark in Deutschland 2015–2050 (in %-Anteilen an der Stromerzeugung) .....	177
<b>Tabelle 9-2:</b> Kenndaten der Strombereitstellung frei Kraftwerkspark, 2015–2050 .....	178
<b>Tabelle 9-3:</b> Kenndaten der Strombereitstellung frei lokalem Abnehmer (Niederspannungsebene), 2015–2050 .....	178
<b>Tabelle 9-4:</b> Kenndaten der Strombereitstellung aus neuen Erdgas-GuD-Kraftwerken, 2015–2050 .....	178
<b>Tabelle 9-5:</b> Kenndaten der Strombereitstellung aus neuen Erdgas-GuD-Heizkraftwerken 2015–2050 .....	179
<b>Tabelle 9-6:</b> Kenndaten der Strombereitstellung aus neuen großen Erdgas-Blockheizkraftwerken, 2015–2050 .....	179
<b>Tabelle 9-7:</b> Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Erdgas-Heizung, 2015–2050 .....	180
<b>Tabelle 9-8:</b> Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Öl-Heizung, 2015–2050 .....	180
<b>Tabelle 9-9:</b> Kenndaten des fossil/erneuerbaren Wärmebereitstellungsmix 2015–2050 .....	181
<b>Tabelle 9-10:</b> Kenndaten der Wärmebereitstellung aus Erdgas-Brennwert-Heizungen, 2015–2050 .....	181
<b>Tabelle 9-11:</b> Kenndaten der Benzinbereitstellung und 100 %-Umwandlung in einem Mittelklasse-Pkw mit Ottomotor, 2015–2050 .....	182
<b>Tabelle 9-12:</b> Kenndaten der Dieselpreispumpe und 100 %-Umwandlung in einem Mittelklasse-Pkw mit Dieselmotor, 2015–2050 .....	183
<b>A1:</b> Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen .....	194–196
<b>A2:</b> Ausgefülltes Beispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen .....	197–199
<b>A3:</b> Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasungsanlagen .....	200/201
<b>A4:</b> Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasungsanlagen .....	202/203
<b>A5:</b> Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen .....	204/205
<b>A6:</b> Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen .....	206–208



<b>A7:</b> Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen .....	209/210
<b>A8:</b> Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen .....	211/212
<b>A9:</b> Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinfeuerungsanlagen .....	213/214
<b>A10:</b> Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinfeuerungsanlagen .....	215/216
<b>A11:</b> Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinfeuerungsanlagen .....	217
<b>A12:</b> Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinfeuerungsanlagen .....	218/219

## ANHANG I: DEFINITION BIOMASSE NACH BiomasseV

Die Biomasseverordnung (BiomasseV) definiert Biomasse, wie folgt:

Gemäß § 2 Abs. 1:

Biomasse im Sinne dieser Verordnung sind Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt.

Gemäß § 2 Abs. 2 zählen die folgenden Ressourcenfraktionen zu Biomasse:

- Pflanzen und Pflanzenbestandteile,
- aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen hergestellte Energieträger, deren sämtliche Bestandteile und Zwischenprodukte aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung erzeugt wurden,
- Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft,
- Bioabfälle im Sinne von § 2 Nr. 1 der Bioabfallverordnung, aus Biomasse durch Vergärung oder Pyrolyse erzeugtes Gas und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte,
- aus Biomasse erzeugte Alkohole, deren Bestandteile, Zwischen-, Folge- und Nebenprodukte aus Biomasse erzeugt wurden.

Ebenfalls als Biomasse im Sinne der Biomasse-Verordnung gelten nach § 2 Abs. 3:

- Treibsel aus Gewässerpflege, Uferpflege und -reinhaltung,
- durch anaerobe Vergärung erzeugtes Biogas, sofern zur Vergärung nicht Stoffe nach § 3 Nummer 3, 7 oder 9 oder mehr als 10 Gewichtsprozent Klärschlamm eingesetzt werden.

außerdem ergänzt nach Abs. 4:

- Stoffe, aus denen in Altanlagen im Sinne von § 2 Abs. 3 Satz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305) in der am 31. Juli 2004 geltenden Fassung Strom erzeugt und vor dem 1. April 2000 bereits als Strom aus Biomasse vergütet worden ist, gelten in diesen Anlagen weiterhin als Biomasse. Dies gilt nicht für Stoffe nach § 3 Nr. 4.

Nicht als Biomasse im Sinne dieser Verordnung gelten nach § 3 BiomasseV:

1. fossile Brennstoffe sowie daraus hergestellte Neben- und Folgeprodukte,
2. Torf,
3. gemischte Siedlungsabfälle aus privaten Haushaltungen sowie ähnliche Abfälle aus anderen Herkunftsbereichen einschließlich aus gemischten Siedlungsabfällen herausgelöste Biomassefraktionen,
4. Altholz mit Ausnahme von Industrierestholz
5. Papier, Pappe, Karton,
6. Klärschlämme im Sinne der Klärschlammverordnung,

7. Hafenschlick und sonstige Gewässerschlämme und -sedimente,
8. Textilien,
9. tierische Nebenprodukte im Sinne von Artikel 3 Nummer 1 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. Oktober 2009 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (ABl. L 300 vom 14.11.2009, S. 1), die durch die Richtlinie 2010/63/EU (ABl. L 276 vom 20.10.2010, S. 33) geändert worden ist, soweit es sich
  - a) um Material der Kategorie 1 gemäß Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 handelt,
  - b) um Material der Kategorie 2 gemäß Artikel 9 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 mit Ausnahme von Gülle, von Magen und Darm getrenntem Magen- und Darminhalt und Kolostrum im Sinne der genannten Verordnung handelt,
  - c) um Material der Kategorie 3 gemäß Artikel 10 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 mit Ausnahme von Häuten, Fellen, Hufen, Federn, Wolle, Hörnern, Haaren und Pelzen nach Artikel 10 Buchstaben b Unterbuchstaben iii bis v, h und n handelt, und dieses Material durch Verbrennen direkt als Abfallbeseitigt wird, oder
  - d) um Material der Kategorie 3 gemäß Artikel 10 der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 handelt, das in Verarbeitungsbetrieben für Material der Kategorie 1 oder 2 verarbeitet wird, sowie Stoffe, die durch deren dortige Verarbeitung hergestellt worden oder sonst entstanden sind
10. Deponiegas,
11. Klärgas,
12. Ablaugen der Zellstoffherstellung.

## ANHANG II: DATENERHEBUNG STOFF- UND ENERGIEBILANZIERUNG

Nachfolgend zusammengestellt sind folgende 12 Tabellen zur Stoff- und Energiebilanzierung:

- Tabelle A1: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen
- Tabelle A2: Ausgefülltes Beispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen
- Tabelle A2: Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasungsanlagen
- Tabelle A4: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasungsanlagen
- Tabelle A5: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen
- Tabelle A6: Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen
- Tabelle A7: Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen
- Tabelle A8: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen
- Tabelle A9: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinf Feuerungsanlagen
- Tabelle A10: Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinf Feuerungsanlagen
- Tabelle A11: Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinf Feuerungsanlagen
- Tabelle A12: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinf Feuerungsanlagen

Es sind lediglich, die in grau unterlegten Felder mit Daten der jeweiligen Anlage auszufüllen und die restlichen Werte durch Berechnung zu ergänzen. Die Vorlagen für die Datenerhebungsbögen und Dokumentationslisten werden auf der Homepage des BMWi-Förderbereichs „Energetische Biomassenutzung“ unter [www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitsgruppen-methoden/methodenhandbuch](http://www.energetische-biomassenutzung.de/arbeitsgruppen-methoden/methodenhandbuch) zur Verfügung gestellt. Zur Veranschaulichung sind weiterhin Beispiele für einen vollständig ausgefüllten Datenerhebungsbogen und eine Dokumentationsliste (einschließlich Plausibilitätsprüfung) hinterlegt. Diese sollen den Umgang mit dem Datenerhebungsbogen veranschaulichen und die Bedeutung der „Erläuterung der Datenherkunft“ noch einmal hervorheben.

Tabelle A1: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Biomasse	Form	...					
	Herkunft (Umkreis von)	...	km				
	Biomassebedarf im Nennbetrieb	...	kg <sub>ts</sub> /h				
	Leistung der Biomasse						
	Heizwert	...	MJ/kg <sub>ts</sub>				
	Wassergehalt unbehandelte Biomasse	...	Ma.-%				
	Wassergehalt vorbehandelte Biomasse	...	Ma.-%				
Hilfsmittel	Hilfsmittel mit Energieinhalt						
	Hilfsmittel 1:	...	...	kWh/L			
	Hilfsmittel 2:	...	...	kWh/L			
	Hilfsmittel 3:	...	...	kWh/L			
	Massenstrom der Hilfsmittel						
	Hilfsmittel 1:	...	...	L/h			
	Hilfsmittel 2:	...	...	L/h			
	Hilfsmittel 3:	...	...	m <sup>3</sup> <sub>N</sub> /h			
	Chem. Leistung der Hilfsmittel						
	Hilfsmittel 1:	...	...	kW	×		
	Hilfsmittel 2:	...	...	kW	×		
	Hilfsmittel 3:	...	...	kW	×		
	Bezugsleistung						
	Therm. Bezugsleistung der Gesamtanlage (> 20 °C), (Hilfsenergie)	...	...	kW			
Elektr. Bezugsleistung der Gesamtanlage (Hilfsenergie)	...	...	kW				
Elektr. Energie	Elektr. Nennleistung	...	...	kW			

Tabelle A1: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Nebenprodukte	Nebenprodukte mit Energieinhalt						
	Nebenprodukt 1:	...	...	kWh/kg			
	Nebenprodukt 2:	...	...	MJ/kg			
	Massenstrom der Nebenprodukte						
	Nebenprodukt 1:	...	...	kg/h			
	Nebenprodukt 2:	...	...	kg/h			
	Chem. Leistung der Nebenprodukte						
	Nebenprodukt 1:	...	...	kW	×		
	Nebenprodukt 2:	...	...	kW	×		
	Therm. Leistung der Nebenprodukte (> 20 °C)						
Nebenprodukt 1:	...	...	kW				
Nebenprodukt 2:	...	...	kW				
Wärme	Wärmeleistung						
	aus Prozess 1:	...	...	kW			
	aus Prozess 2:	...	...	kW			
	Trocknungswärmeleistung	...	...	kW			
	Nennwärme	...	...	kW			
	Intern genutzte Wärmeleistung ohne Trocknung	...	...	kW			
	Nutzwärme	...	...	kW			
Wärmenutzungsgrad	...	...	%	×			

Tabelle A1: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme		
Reststoffe und Energieinhalt							
Reststoff 1:	...	...	MJ/kg				
Reststoff 2:	...	...	kWh/L				
Massenstrom der Reststoffe							
Reststoff 1:	...	...	kg/h				
Reststoff 2:	...	...	L/h				
Chem. Leistung der Reststoffe							
Reststoff 1:	...	...	kW	×			
Reststoff 2:	...	...	kW	×			
Therm. Leistung der Reststoffe (> 20 °C), (Hilfsenergie)							
Reststoff 1:	...	...	kW				
Reststoff 2:	...	...	kW				
Massenstrom Brenngas nach Rohgasreinigung							
Gasleistung Brenngas	...	...	kg/h				
Bilanz. Verlustleistung der Gesamtanlage	...	...	kW				
Nicht bilanz. Verlustleistung der Gesamtanlage	...	...	kW				
Produzierte Gesamtstrommenge	...	...	MJ/a	×			
Produzierte Gesamt-nennwärmemenge	...	...	MJ/a	×			
Jährlicher Biomasseverbrauch (unbehandelt)	...	...	t/a	×			
Jährliche Reststoffmenge	...	...	t/a	×			
Jährliche Nebenproduktmenge	...	...	t/a	×			
Jährliche Betriebsstunden	...	...	h				
Methanschlupf (BHKW)	...	...	g/h				
Jährliche Vollbetriebsstunden	...	...	h	×			
Leistungsquotient	...	...	-	×			
Anzahl der Betriebsstarts pro Jahr	...	...	1/a		×		

Tabelle A2: Ausgefülltes Beispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme		
Biomasse	Form	Hackschnitzel		×		Naturbelassen	
	Herkunft (Umkreis von)	50	km			×	Lieferantendaten
	Biomassebedarf im Nennbetrieb	109	kg <sub>ts</sub> /h	×	×		Berechnung aus gemessenen Biomassemassenstrom (Wägezellen) und Wassergehalt
	Leistung der Biomasse						
	Heizwert	18,7	MJ/kg <sub>ts</sub>		×		Laboranalyse
	Wassergehalt unbehandelte Biomasse	30	Ma.-%		×		Laboranalyse
	Wassergehalt vorbehandelte Biomasse	10	Ma.-%		×		Laboranalyse
Hilfsmittel mit Energieinhalt							
Hilfsmittel 1:	Zündöl	9,7	kWh/L			×	Literurangabe Quelle: ...
Hilfsmittel 2:	RME	9,5	kWh/L			×	Literurangabe Quelle: ...
Massenstrom der Hilfsmittel							
Hilfsmittel 1:	Zündöl	2	L/h			×	Messung der Befüllzyklen des Zündöltanks
Hilfsmittel 2:	RME	5	L/h			×	Messung bei Anlieferung und Abtransport entsprechend den Betriebsstunden
Chem. Leistung der Hilfsmittel							
Hilfsmittel 1:	Zündöl	19	kW	×			Berechnung aus Energieinhalt und Massenstrom Hilfsstoffe
Hilfsmittel 2:	RME	48	kW	×			
Bezugsleistung							
Therm. Bezugsleistung (> 20 °C) (Hilfsenergie)	—	kW					Keine externe thermische Hilfsenergie notwendig
Elektr. Bezugsleistung der Gesamtanlage (Hilfsenergie)	22	kW		×			Messung über eigenen Zähler

Tabelle A2: Ausgefülltes Beispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme	
Parameter		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme		
Elektr. Energie	Elektr. Nennleistung	112	kW		x		Stromzähler	
	Nebenprodukte mit Energieinhalt							
Nebenprodukte	Nebenprodukt 1: Holzspäne	4	kWh/kg		x		Aus Biomasseaufbereitung zur Pelletherstellung/Analyse externes Labor	
	Nebenprodukt 2: Koks	31	MJ/kg		x		Aus Vergaser Abgabe als Brennstoff an .../Analyse externes Labor	
	Massenstrom der Nebenprodukte							
	Nebenprodukt 1: Holzspäne	10	kg/h		x		Messung bei Entleerung Auffangbehälter	
	Nebenprodukt 2: Koks	3,5	kg/h		x		Messung bei Entleerung Auffangbehälter	
	Chem. Leistung der Nebenprodukte							
	Nebenprodukt 1: Holzspäne	40	kW	x			Berechnung aus Energieinhalt und Massenstrom der Nebenprodukte	
	Nebenprodukt 2: Koks	30	kW	x				
	Therm. Leistung der Nebenprodukte (> 20 °C)							
	Nebenprodukt 1: Holzspäne	—	kW				Keine	
Nebenprodukt 2: Koks	10	kW		x		Ausschleusung des Kokses bei 250 °C/Messung mit Thermoelement am Auffangbehälter		
Wärme	Wärmeleistung							
	aus Prozess 1: Vergasung	56	kW	x			Berechnung mit gemessenen Temperaturen am Wärmeübertrager	
	aus Prozess 2: BHKW	227	kW		x		Wärmezähler am BHKW	
	Trocknungswärmeleistung		28	kW		x		Wärmeauskopplung nach Vergaser zur Brennstofftrocknung/eigener Wärmezähler
	Nennwärme		227	kW	x			Addition aller gemessenen Wärmeströme, die zur externen Nutzung zur Verfügung stehen
	Intern genutzte Wärmeleistung ohne Trocknung		56	kW		x		Vorwärmung des Vergasungsmittels/Temperaturmessung Vergasungsmittel
	Nutzwärme		170	kW		x		Einspeisung in Wärmenetz/eigener Wärmezähler
	Wärmenutzungsgrad		75	%	x			Verhältnis aus Nutz- und Nennwärme

Tabelle A2: Ausgefülltes Beispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biomassevergasungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	
Reststoffe und Energieinhalt							
Reststoff 1:	Filterstaub	24	MJ/kg		x		Analyse externes Labor
	RME mit Staub und Teer	12	kWh/L			x	Literaturdaten – Quelle: ...
Massenstrom der Reststoffe							
Reststoff 1:	Filterstaub	1,5	kg/h		x		Füllstandsmessung Auffangbehälter kontinuierlich
	RME mit Staub und Teer	6,5	L/h		x		Messung bei Entleerung Auffangbehälter
Chem. Leistung der Reststoffe							
Reststoff 1:	Filterstaub	10	kW	x			Berechnung aus Energieinhalt und Massenstrom der Reststoffe
	RME mit Staub und Teer	78	kW	x			
Therm. Leistung der Reststoffe (> 20 °C)							
Reststoff 1:	Filterstaub	14	kW		x		Ausschleusung des Filterstaubs bei 150 °C / Temperaturmessung im Auffangbehälter
	RME mit Staub und Teer	–	kW				Nicht bekannt
Sonstige Annahmen	Massenstrom Brenngas nach Rohgasreinigung		323	kg/h		x	Volumenstrom- (Blende) und Konzentrationsmessung am Vergaseraustritt
	Gasleistung Brenngas		388	kW	x		Berechnung aus gemessenen Volumenstrom und Zusammensetzung
	Bilanz. Verlustleistung der Gesamtanlage		83	kW	x		Addition aller Verlust (Vergaser, Rohgasreinigung, BHKW)
	Nicht bilanz. Verlustleistung der Gesamtanlage		0	kW			Bilanzierungsrest zwischen Output-/Input-Energiestömen
	Produzierte Gesamtstrommenge		560,0	MJ/a	x		–
	Produzierte Gesamt-nenn-wärmemenge		1.362,0	MJ/a	x		–
	Jährlicher Biomasseverbrauch		934	t/a	x		–
	Jährlicher Reststoffmenge		36,21	t/a	x		Dichte RME = 0,89 g/cm³
	Jährliche Nebenproduktmenge		81	t/a	x		–
	Jährliche Betriebsstunden		6.000	h		x	Betriebsstundenzähler
Methanschlupf (BHKW)		–	g/h			Nicht bekannt	
Sonstige Methanemissionen		–	g/h			Nicht bekannt	
Jährliche Vollbetriebsstunden		5.000	h	x		–	
Leistungsquotient		1,752	–	x		–	
Anzahl der Betriebsstarts pro Jahr		15	1/a		x	Aufzeichnung durch Anlagensteuerung – Ablesung	

Tabelle A3: Dokumentationsliste Bilanzkenngößen für Biomassevergasanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung	Daten	Einheit	Be- rech- nung	Mes- sung	An- nahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
<b>2.1 Biomassevorbehandlung (Bilanzraum Biomassevorbehandlung in Abb. 6-5 im Methodenhandbuch)</b>						
Brennstoffleistung	...	kW				
Feuerungswärmeleistung	...	kW				
Lager- und Siebverluste (Nebenprodukt)	...	kW				
Trocknungswärme	...	kW				
<b>2.2 Biomassevergaser incl. Gasreinigung (Bilanzraum Biomassekonversion I in Abb. 6-5 im Methodenhandbuch)</b>						
Gasleistung	...	kW				
Leistung der Nebenprodukte (therm. + chem.)	...	kW				
Leistung Reststoff (therm. + chem.)	...	kW				
Therm. Leistung (Vergasung & Gasreinigung)	...	kW				
Chem. Wirkungsgrad (Kaltgaswirkungsgrad)	...	%	x			
<b>2.3 KWK- oder Syntheseanlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abb. 6-5 im Methodenhandbuch)</b>						
Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	...	%	x			
Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	...	%	x			
Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	...	%	x			
Synthesewirkungsgrad	...	%				
<b>2.4 Gesamtanlage</b>						
Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)	...	%	x			
Chem. Anlagenwirkungsgrad (netto)	...	%	x			
Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)	...	%	x			
Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	...	%	x			
Jährliche Betriebsstunden	...	h		x		
Jährliche Vollbetriebsstunden	...	h		x		
Leistungsquotient	...	-	x			
Anzahl der Betriebsstarts pro Jahr	...	1/a		x		

Tabelle A3: Dokumentationsliste Bilanzkenngößen für Biomassevergasanlagen

3 Plausibilitätsprüfung	Daten	Einheit	Be- rech- nung	Mes- sung	An- nahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
<b>3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: ...)</b>						
Input	Brennstoff- leistung	...	kW			
	Leistung Hilfsenergie (Bezugs- energie)	...	kW			
	<b>Energieeintrag</b>	...	kW	x		
Output	Elektr. Anlagenleistung	...	kW			
	Therm. Anlagenleistung	...	kW			
	Leistung Nebenprodukte (therm. + chem.)	...	kW			
	Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	...	kW			
	Verlustleistung Vergaser	...	kW			
	Verlustleistung Gasreinigung	...	kW			
	Verlustleistung Kraftmaschine/ Synthese	...	kW			
<b>Energieaustrag</b>	...	kW	x			
<b>3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze...)</b>						
Input	Massenstrom Brennstoff	...	kg/h			
	Massenstrom Hilfsstoffe	...	kg/h			
	<b>Eingangsmassenstrom</b>	...	kg/h	x		
Output	Massenstrom Brenngas	...	kg/h			
	Massenstrom Nebenprodukte	...	kg/h			
	Massenstrom Reststoffe	...	kg/h			
	Massenstrom Rauchgas (Kraft- maschine)	...	kg/h			
	<b>Ausgangsmassenstrom</b>	...	kg/h	x		

Tabelle A4: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung	Daten	Einheit	Be-rech-nung	Mes-sung	An-nahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
<b>2.1 Biomassevorbehandlung (Bilanzraum Biomassevorbehandlung in Abb. 6-5 im Methodenhandbuch)</b>						
Brennstoffleistung	491	kW	×			Berechnung aus gemessenen Massenstrom und Analysewerte Brennstoff
Feuerungswärmeleistung	512	kW	×			Berechnung aus gemessenen Massenstrom und Analysewerte Brennstoff
Lager- und Siebverluste (Nebenprodukt)	40	kW	×			Berechnung aus gemessenen Massenstrom Bioenergieträger (Holzspäne) und Analysewerte Brennstoff
Trocknungswärme	28	kW		×		Eigener Wärmemessfühler
<b>2.2 Biomassevergaser incl. Gasreinigung (Bilanzraum Biomassekonversion I Abb. 6-5 im Methodenhandbuch)</b>						
Gasleistung	388	kW	×			Berechnung aus gemessenen Brenngasvolumenstrom und -zusammensetzung
Leistung der Nebenprodukte (therm. + chem.)	40	kW	×			Summe der chem. und therm. Nebenprodukteleistungen des Vergasers (Koks)
Leistung Reststoff (therm. + chem.)	102	kW	×			Summe der chem. und therm. Reststoffleistungen des Vergasers
Therm. Leistung (Vergaser und Gasreinigung)	110	kW	×			Thermische Vergaserleistung berechnet (Produktgasvolumenstrom und -temperatur am Vergaser-austritt)
Chem. Wirkungsgrad (Kaltgaswirkungsgrad)	76	%	×			Berechnung aus Gasleistung und Feuerungswärmeleistung
<b>2.3 KWK- oder Syntheseanlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abb. 6-5 im Methodenhandbuch)</b>						
Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	28,8	%	×			Berechnung aus Gas- & elektr. Leistung
Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	58,5	%	×			Berechnung aus Gasleistung & Nennwärme der Kraftmaschinen
Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	87,2	%	×			Berechnung aus therm. und elektr. Wirkungsgrad der Kraftmaschine
Synthesewirkungsgrad	—	%				Keine Synthese vorhanden
<b>2.4 Gesamtanlageanlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abb. 6-5 im Methodenhandbuch)</b>						
Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)	23	%	×			Berechnung aus Brennstoff- und elektr. Anlagenleistung
Chem. Anlagenwirkungsgrad (netto)	14	%	×			Berechnung aus Brennstoff- und Bioenergieträger-Leistung
Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)	46	%	×			Berechnung aus Brennstoff- und Nutzwärme-Leistung
Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	83	%	×			Berechnung aus elektr., chem./therm. Anlagen-wirkungsgrad

Tabelle A4: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biomassevergasanlagen

3 Plausibilitätsprüfung	Daten	Einheit	Be-rech-nung	Mes-sung	An-nahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme	
<b>3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: Gesamtanlage inkl. BHKW)</b>							
Input	Brennstoff-leistung	491	kW	×		Leistung der Biomasse am Anlageneintritt bezogen auf den Brennwert	
	Leistung Hilfsenergie (Bezugsenergie)	89	kW	×		Summe der elektr. und therm. Hilfsenergie, sowie der chem. Energie der einzelnen Hilfsstoffe	
	<b>Energieeintrag</b>	<b>580</b>	<b>kW</b>	×		Addition aller Input-Energieströme – Bilanzgrenze (Anlageneintritt)	
Output	Elektr. Anlagenleistung	112	kW		×	Entspricht elektr. Leistung BHKW	
	Therm. Anlagenleistung	227	kW		×	Entspricht Nennwärme	
	Leistung Nebenprodukte (therm. + chem.)	70	kW	×		Entspricht der Summe der chem. Nebenprodukteleistungen	
	Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	88	kW	×		Entspricht der Summe der chem. Reststoffleistung	
	Verlustleistung Vergaser	15	kW			×	Therm. Verlust Vergaser – eigene Annahme – beinhaltet therm. Leistung der Nebenprodukte (10 kW)
	Verlustleistung Gasreinigung	19	kW			×	Therm. Verlust Rohgasreinigung – eigene Annahme – beinhaltet therm. Leistung der Reststoffe (14 kW)
	Verlustleistung Kraftmaschine/ Synthese	49	kW	×			Berechnung über BHKW-Wirkungsgrad (beinhaltet Wärmeverluste und unvollständige Verbrennung)
<b>Energieaustrag</b>	<b>580</b>	<b>kW</b>	×			Addition aller Output-Massenströme – Bilanzgrenze (BHKW-Gasaustritt)	
<b>3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze nach Vergaser)</b>							
Input	Massenstrom Brennstoff	156	kg/h		×	Massenstrom der Biomasse am Anlageneintritt	
	Massenstrom Hilfsstoffe	152	kg/h		×	Summe der Massenströme der einzelnen Hilfsstoffe	
	<b>Eingangsmassenstrom</b>	<b>308</b>	<b>kg/h</b>	×		Addition aller Input-Massenströme – Bilanzgrenze (Anlageneintritt)	
Output	Massenstrom Brenngas	287	kg/h	×		Massenstrom am Austritt der Rohgasreinigung vor BHKW	
	Massenstrom Nebenprodukte	14	kg/h		×	Summe der Massenströme der einzelnen Bioenergieträger	
	Massenstrom Reststoffe	7	kg/h		×	Summe der Massenströme der einzelnen Reststoffe	
	Massenstrom Rauchgas (Kraftmaschine)	–	kg/h			Massenstrom nach BHKW und Rauchgasreinigung	
	<b>Ausgangsmassenstrom</b>	<b>308</b>	<b>kg/h</b>	×		Addition aller Output-Massenströme – Bilanzgrenze (BHKW-Gaseintritt)	

Tabelle A5: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme		
Biomasse 1	Substrat 1	...					
	Herkunft (Umkreis von)	...	km			x	
	Biomassebedarf im Nennbetrieb	...	t <sub>FM</sub> /d	x	x	x	
	Leistung der Biomasse:						
	Brennwert	...	MJ/kg <sub>FM</sub>	x	x	(x)	
	Trockensubstanzgehalt	...	Ma.-%		x	x	
	Organische Trockensubstanz	...	Ma.-%		x	x	
	Biogasertrag	...	m <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub>	x	x	x	
Methangehalt	...	%	x	x	x		
Biomasse 2	Substrat 2	...					
	Herkunft (Umkreis von)	...	km			x	
	Biomassebedarf im Nennbetrieb	...	t <sub>FM</sub> /d	x		x	
	Leistung der Biomasse:						
	Brennwert	...	MJ/kg <sub>FM</sub>	x	x	(x)	
	Trockensubstanzgehalt	...	Ma.-%		x	x	
	Organische Trockensubstanz	...	Ma.-%		x	x	
	Biogasertrag	...	m <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub>	x	x	x	
Methangehalt	...	%	x	x	x		
Hilfsenergie	Therm. Bezugsleistung der Gesamtanlage im Jahresmittel	...	kW	x			
	Elektr. Bezugsleistung der Gesamtanlage im Jahresmittel	...	kW	x			
Elektr. Energie	Elektr. Nennleistung	...	kW	x		x	
	Elektr. Bemessungsleistung	...	kW	x			
Nebenprodukte	Energieinhalt der Nebenprodukte						
	Nebenprodukt 1:	...	MJ/kg		x		Gärrest hier berücksichtigen, wenn energetische Nutzung erfolgt, sonst unter Reststoffe eintragen
	Massenstrom der Nebenprodukte						
	Nebenprodukt 1:	...	kg/h	x		x	
	Chem. Leistung der Nebenprodukte						
Nebenprodukt 1:	...	kW	x				

Tabelle A5: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme		
Wärme	Wärmeleistung						
	Nennwärmeleistung	...	kW			x	
	Intern genutzte Wärmeleistung	...	kW	x		x	
	Nutzwärmeleistung	...	kW	x		x	
	Wärmenutzungsgrad	...	%	x		x	
Reststoffe	Energieinhalt der Reststoffe						
	Reststoff 1:	...	MJ/kg		x	x	
	Reststoff 2:	...	MJ/kg		x	x	
	Massenstrom der Reststoffe						
	Reststoff 1:	...	t <sub>FM</sub> /d	x			
Reststoff 2:	...	t <sub>FM</sub> /d	x				
Verluste	Methanschlupf (BHKW)	...	g/h	x	x	x	
	Restmethanpotenzial	...	m <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub>		x	x	
	Sonstige Methanemissionen	...	g/h		x	x	
Sonstige Angaben	Volumenstrom Biogas	...	m <sup>3</sup> /h	x			
	Methangehalt	...	%	x			
	Schwefelwasserstoffgehalt im Rohgas	...	ppm		x	x	
	Gasleistung Biogas	...	kW	x			
	Produzierte Gesamtstrommenge	...	MWh/a		x		
	Produzierte Gesamt-nennwärmemenge	...	MWh/a		x		
	Jährlicher Biomasseverbrauch (unbehandelt)	...	t/a	x			
	Jährliche Reststoffmenge	...	t/a	x		x	
	Jährliche Nebenproduktmenge	...	t/a	x			
	Jährliche Betriebsstunden BHKW	...	h/a	x	x	x	
Jährliche Volllaststunden BHKW	...	h/a	x				
Tägliche Startvorgänge	...	d <sup>-1</sup>	x		x		
Jährliche Betriebsstunden der Fackelanlage	...	h/a			x		



Tabelle A6: Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme		
Biomasse 1	<b>Substrat 1</b>	Rindergülle					Betreiberangabe
	Herkunft (Umkreis von)	0	km			×	Stallanlage vor Ort
	Biomassebedarf im Nennbetrieb	21	kg <sub>FM</sub> /d			×	Betreiberangabe, alternativ Berechnung über Tierbestände
	Leistung der Biomasse:						
	Brennwert	14	MJ/kg <sub>TS</sub>			×	im Beispiel aus ECN Datenbank
	Trockensubstanzgehalt	10	Ma.-%			×	im Beispiel aus Datenbank KTBL
	Organische Trockensubstanz	8	Ma.-%			×	häufig Bezug auf oTS
	Biogasertrag	30	m <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub>			×	im Beispiel aus KTBL Datenbank
	Methangehalt	55	%			×	im Beispiel aus KTBL Datenbank
Biomasse 2	<b>Substrat 2</b>	Maissilage					Betreiberangabe
	Herkunft (Umkreis von)	5,4	km			×	Betreiberangabe
	Biomassebedarf im Nennbetrieb	21	t <sub>FM</sub> /d			×	Betreiberangabe
	Leistung der Biomasse:						
	Brennwert	17,0	MJ/kg <sub>FM</sub>			×	im Beispiel aus ECN Datenbank
	Trockensubstanzgehalt	35	Ma.-%			×	im Beispiel aus KTBL Datenbank
	Organische Trockensubstanz	33,3	Ma.-%			×	im Beispiel aus KTBL Datenbank
	Biogasertrag	216	m <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub>			×	im Beispiel aus KTBL Datenbank
	Methangehalt	52	%			×	im Beispiel aus KTBL Datenbank
Hilfsenergie	Therm. Bezugsleistung der Gesamtanlage im Jahresmittel	-	kW				kein externer Bezug
	Elektr. Bezugsleistung der Gesamtanlage im Jahresmittel	37	kW	×			Berechnung auf Basis eines Eigenstrombedarfs von ~8%, hier Deckung durch Eigenproduktion
Elektr. Energie	Elektr. Nennleistung	500	kW			×	Herstellerangabe BHKW
	Elektr. Bemessungsleistung	457	kW	×			Berücksichtigung der theor. Volllaststundenzahl

Tabelle A6: Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme		
Nebenprodukte	Energieinhalt der Nebenprodukte (Gärrest hier berücksichtigen wenn energetische Nutzung erfolgt, sonst unter Reststoffe eintragen)						
	Nebenprodukt 1:	...	...	MJ/kg			keine Nebenprodukte
	Massenstrom der Nebenprodukte						
	Nebenprodukt 1:	...	...	kg/h			keine Nebenprodukte
	Chem. Leistung der Nebenprodukte						
	Nebenprodukt 1:	...	...	kW			keine Nebenprodukte
Wärme	Wärmeleistung						
	Nennwärmeleistung	577	kW			×	Bruttowärmeleistung des BHKW nach Herstellerangabe
	Intern genutzte Wärmeleistung	105	kW	×			Literaturwerte
	Nutzwärmeleistung	202	kW	×			Mindestwärmennutzung nach EEG 2012
Wärmenutzungsgrad	35	%			×	Berechnet auf Basis Mindestwärmennutzung nach EEG 2012	
Reststoffe	Reststoffe und Energieinhalt						
	Reststoff 1:	Gärrest	16,9	MJ/kg <sub>TS</sub>		×	Kalorimetrische Bestimmung erforderlich
	Massenstrom der Reststoffe						
Reststoff 1:	...	33	t <sub>FM</sub> /d	×		Berechnung auf Basis der eingesetzten Substrate	
Verluste	Methanschlupf (BHKW)	812	g/h	×			bei 1% Methanschlupf
	Restmethanpotenzial	5,1	m <sup>3</sup> /t <sub>FM</sub>			×	Literaturangabe für mehrstufige Anlagen
	Sonstige Methanemissionen	1.211	g/h			×	Schätzwert: Bei 1,5% Schlupf; Anlagenspezifisch zu erfassen

**Tabelle A6:** Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Biogasanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme		
Sonstige Angaben	Volumenstrom Biogas	215	m³/h	×			Berechnung anhand des theoretischen Biogasertrags
	Methangehalt	52	%	×			Gewichtetes Mittel der Einzelsubstrate
	Schwefelwasserstoffgehalt im Rohgas	500	ppm			×	Anlagenspezifischer Messwert
	Gasleistung Biogas	1.241	kW	×			Addition der Einzelerträge der Substrate
	Produzierte Gesamtstrommenge	4.000	MWh/a		×		Addition der Tages-/Monatswerte aus Betriebstagebuch
	Produzierte Gesamtstromeleistung	4.616	MWh/a		×		Addition der Tages-/Monatswerte aus Betriebstagebuch
	Jährlicher Biomasseverbrauch (unbehandelt)	15.330	t/a	×			Summe der Einzelsubstrate auf Basis der Betriebstagebücher
	Jährliche Reststoffmenge	11.948	t/a	×			Überschlägige Berechnung auf Basis der Gasausbeuten bei einer Dichte des Biogases von 1,25 kg/m³
	Jährliche Nebenproduktmenge	-	t/a				keine Nebenprodukte
	Jährliche Betriebsstunden BHKW	8.500	h/a			×	Anlagenspezifisch zu erfassen
	Jährliche Volllaststunden BHKW	8.000	h/a	×			Rechnerische Bestimmung anhand der produzierten Strommenge und der Nennleistung (Bemessungsleistung)
	Tägliche Startvorgänge	0	d <sup>-1</sup>		×		Ein Dauerläufer-BHKW wird lediglich zur Wartungszwecken oder bei technischen Defekten heruntergefahren. Erfassung durch Prozessleitsystem.
	Jährliche Betriebsstunden der Fackelanlage	50	h/a			×	Anlagenspezifisch zu erfassen

**Tabelle A7:** Dokumentationsliste Bilanzkenngößen für Biogasanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
<b>2.1 Biomassevorbereitung (Bilanzraum Biomassevorbereitung in Abb. 6-6 im Methodenhandbuch)</b>						
Substrateistung (brennwertbezogen)	...	kW	×			
Lagerverluste	...	%			×	
<b>2.2 Vergärung (Bilanzraum Biomassekonversion I in Abb. 6-6 im Methodenhandbuch)</b>						
Gasleistung	...	kW	×			
Leistung Fermenterheizung	...	kW	×		×	
Anlagenverluste (therm. + chem.)	...	kW			×	
Chemischer Wirkungsgrad	...	%	×			
<b>2.3 Gasnutzung KWK-Anlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abb. 6-6 im Methodenhandbuch)</b>						
Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	...	%			×	
Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	...	%			×	
Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)	...	%	×			
Nennwärmeleistung	...	kW			×	
Elektrische Nennleistung		kW	×		×	
<b>2.4 Gesamtanlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abb. 6-6 im Methodenhandbuch)</b>						
Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)	...	%	×			
Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)	...	%	×			
Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)	...	%	×			

Tabelle A7: Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen

3 Plausibilitätsprüfung		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: ...)							
Input	Substrateistung	...	kW	x			
	Leistung Hilfsenergie (Bezugsenergie)	...	kW	x			
	<b>Energieeintrag</b>	...	<b>kW</b>	x			
Output	Elektr. Anlagenleistung	...	kW	x			
	Therm. Anlagenleistung	...	kW	x			
	Leistung Nebenprodukte	...	kW	x			
	Anlagenverluste (therm. + chem.)	...	kW	x			
	Leistungsquotient	...		x			Siehe Kapitel 5.2.1
	<b>Energieaustrag</b>	...	<b>kW</b>	x			
3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze: ...)							
Input	Massenstrom Substrate	...	t/d	x			
	Massenstrom Hilfsstoffe	...	t/d	x		x	
	<b>Eingangsmassenstrom</b>	...	<b>t/d</b>	x			
Output	Massenstrom Biogas	...	t/d	x			
	Massenstrom Nebenprodukte	...	t/d	x			
	Massenstrom Reststoffe	...	t/d	x			
	Massenstrom Verluste (reststoffe)	...	t/d	x			
	<b>Ausgangsmassenstrom</b>	...	<b>t/d</b>	x			

Tabelle A8: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
2.1 Biomassevorbereitung (Bilanzraum Biomassevorbereitung in Abb. 6-6 im Methodenhandbuch)							
Substrateistung (brennwertbezogen)		1.718	kW	x			
Lagerverluste		12	%			x	Schätzung für Gras- und Maissilage. Quelle: UBA Texte   41/2019, „Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle“, April 2019
2.2 Vergärung (Bilanzraum Biomassekonversion I in Abbildung 10)							
Gasleistung		1.241	kW	x			
Leistung Fermenterbeheizung		105	kW			x	Hier angenommen 35% der Wärmeauskopplung. Kann laut UBA Texte 41/2019 in Bereich von 23–51% variieren.
Anlagenverluste (therm. + chem.)		0	kW			x	nicht meßbar
Chemischer Wirkungsgrad		72,2	%	x			
2.3 Gasnutzung KWK- Anlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abb. 6-6 im Methodenhandbuch)							
Elektr. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)		39	%			x	
Therm. Wirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)		45	%	x		x	
Gesamtwirkungsgrad Kraftmaschine (brutto)		84	%				
Nennwärmeleistung		577	kW			x	
Elektrische Nennleistung		500	kW			x	
2.4 Gesamtanlage (Bilanzraum Biomassekonversion II in Abb. 6-6 im Methodenhandbuch)							
Elektr. Anlagenwirkungsgrad (netto)		24,5	%	x			
Therm. Anlagenwirkungsgrad (netto)		10,7	%	x			Wärmemenge abzüglich des Eigenbedarfs
Gesamtanlagenwirkungsgrad (netto)		35,2	%	x			

Tabelle A8: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Biogasanlagen

3 Plausibilitätsprüfung		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: Biogasanlage inkl. BHKW)							
Input	Substrateistung	1.718	kW	×			
	Leistung Hilfsenergie (Bezugsenergie)	0	kW				
	<b>Energieeintrag</b>	<b>1.718</b>	<b>kW</b>	×			
Output	Elektr. Anlagenleistung	457	kW	×			Bei 8.000 h/a Volllast; entspricht der Bemessungsleistung
	Therm. Anlagenleistung	527	kW	×			Bei 8.000 h/a Volllast
	Leistung Nebenprodukte	0	kW				Keine
	Anlagenverluste (therm. + chem.)	0	kW				Keine, ungenutztes Energiepotenzial aus dem Gärrest + Verluste
	Leistungsquotient	1,1	-	×			Siehe Kapitel 5.2.1
	<b>Energieaustrag</b>	<b>984</b>	<b>kW</b>	×			Im Beispiel nur Summe aus el. und th. Anlagenleistung
3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze: Biogasanlage inkl. BHKW)							
Input	Massenstrom Substrate	42	t/d	×	(×)		Summe der Substrate
	Massenstrom Hilfsstoffe	0,3	t/d	×			Summe Hilfsstoffe z. B. zur Entschwefelung, Spurenelemente etc.. Zahlenwert ist der Durchschnitt von 61 Biogasanlagen aus dem Biogas-Messprogramm III.
	<b>Eingangsmassenstrom</b>	<b>42,3</b>	<b>t/d</b>	×			
Output	Massenstrom Biogas	6,5	t/d	×			Berechnung bei einer Dichte von 1,25 kg/m³
	Massenstrom Nebenprodukte	0	t/d				Keine Nebenprodukte
	Massenstrom Reststoffe (Verluste)	32,7	t/d	×			Menge Gärrest inkl. Kondensat
<b>Ausgangsmassenstrom</b>	<b>39,2</b>	<b>t/d</b>	×				

Tabelle A9: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinf Feuerungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter		Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme/ externe Vorgabe	
Brennstoff	Art (z. B. Holz, Stroh, Laub – möglichst auch nach DIN EN ISO 17225)	...			×	×	
	Aufbereitungsform (Scheitholz, Hackschnitzel/Streu, Pellets, Brikett – inkl. Angabe der Stückigkeit nach einschlägiger Norm)	...			×	×	
	Brennstoffverbrauch (mit Wassergehalt beim Einsatz)	...	kg/h	(×)	×		
	Heizwert	...	MJ/kg <sub>ts</sub>		×	(×)	
	Wassergehalt	...	Ma.-%		×	(×)	
	Elektr. Strom	...	kWh/kg	(×)	×	(×)	
Wärme	Nennwärmeleistung (bei eingesetztem Brennstoff)	...	kW		×	×	
	Trocknungswärmeleistung (bei eingesetztem Brennstoff und Temperaturvorgaben)	...	kW		×	×	
	Feuerungswärmeleistung bei Nennlast (theoretisch)	...	kW	×			
	Konversionswirkungsgrad	...	%	×		(×)	
Verluste (z. B. Abgas/Rauchgas) bei Nennlast	Jahresnutzungsgrad (Berücksichtigung Betriebsverhalten!)	...	%	×	×	(×)	Vorschlag Normverfahren nach BE2020+ (Hartman et al. 2014, Roßmann et al. 2012)
	chemischer Energiegehalt: Abgas/Rauchgas	...	MJ/kg		×		
	Massestrom: Abgas/Rauchgas	...	kg/h		×		
	Chemische Leistung: Abgas/Rauchgas	...	kW	×			
	Abgastemperatur: Abgas/Rauchgas	...	K		×		
	Umgebungstemperatur	...	K		×		
Thermische Leistung: Abgas/Rauchgas	...	kW	×				

Tabelle A9: Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinfeuerungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme/externe Vorgabe		
Reststoffe (z. B. Rückstand als Asche) bei Nennlast	Chemischer Energiegehalt: Rückstand (Asche)	...	MJ/kg		x		
	Massestrom: Rückstand (Asche)	...	kg/h		x		
	Chemische Leistung: Rückstand (Asche)	...	kW	x			
	Thermische Leistung: Rückstand (Asche)	...	kW	x			
Flexibilisierung	Jährliche Volllaststunden (Standardanwendung)	...	h/a	x		x	
	Anzahl Kesselstarts pro Jahr (Standardanwendung)	...	[-]		x		
	Kleinste Betriebslast	...	kW		x	x	
	Regelbreite	...	%	x			
	Leistungsfaktor	...	%	x			

Tabelle A10: Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinfeuerungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme/externe Vorgabe		
Brennstoff	Art (z. B. Holz, Stroh, Laub – möglichst auch nach DIN EN ISO 17225)	...	Holz		x		DIN + Pellets
	Aufbereitungsform (Scheitholz, Hackschnitzel/Streu, Pellets, Brikett – inkl. Angabe der Stückigkeit nach einschlägiger Norm)	...	Pellets			x	DIN EN ISO 17225-2 A1
	Brennstoffverbrauch (mit Wassergehalt beim Einsatz)	11,00	kg <sub>TS</sub> /h		x		Gravimetrische Bestimmung (kontinuierlich)
	Heizwert	18,10	MJ/kg <sub>TS</sub>		x		Heizwertbestimmung nach Trocknung
	Wassergehalt	10,00	Ma.-%		x		Wassergehaltsbestimmung Trockenofen
	Hilfsenergie	Elekt. Strom	0,06	W		x	
Wärme		Nennwärmeleistung	45,00	kW			x
	Trocknungswärmeleistung	0,00	kW				Keine Trocknung vor dem Kessel
	Feuerungswärmeleistung bei Nennlast (theoretisch)	49,03	kW	x			Berechnung aus Heizwert (externe Analyse) und kontinuierlich gemessenen Massenstrom bei Brennstofflieferung
	Feuerungswirkungsgrad	91,78	%				Berechnung aus der thermischen Anlagenleistung und der Brennstoffleistung
	Jahresnutzungsgrad (Berücksichtigung Betriebsverhalten!)	81,40	%	x	x		Vorschlag Normverfahren nach BE2020+ (Hartman et al. 2014, Roßmann et al. 2012)*
Verluste (z. B. Abgas/Rauchgas) bei Nennlast	Chemischer Energiegehalt: Abgas/Rauchgas	0,0001	MJ/kg		x		Messung der Gaszusammensetzung
	Massenstrom: Abgas/Rauchgas	100,00	kg/h		x		Messung des Volumenstroms mit Messblende mit Dichtebestimmung aus gemessener Gaszusammensetzung
	Chemische Leistung: Abgas/Rauchgas	0,0028	kW	x			Berechnung aus Massenstrom und chemischem Energiegehalt
	Abgastemperatur: Abgas/Rauchgas	354,6	K		x		Temperatursonde im Abgasstutzen kurz hinter Kessel
	Umgebungstemperatur	295,1	K		x		Temperaturmessung im Aufstellraum der Feuerung
	Thermische Leistung: Abgas/Rauchgas	2,30	kW				berechnet über Sauerstoffgehalt im Abgas und Verbrennungsrechnung

\* Hartmann, H.; Roßmann, P.; Schwarz, M.; Verma, K. V.; Heckmann, M. (2014): Determination of annual efficiency and emission factors of pellet boilers. A short description of the load cycle method. Project BioMaxEff: Cost efficient biomass boiler systems with maximum annual efficiency and lowest emissions. Straubing.

**Tabelle A10:** Hypothetisches Anlagenbeispiel für den Datenerhebungsbogen Energie- und Stoffbilanz für Kleinfeuerungsanlagen

1 Datenerhebung zur Bilanzierung		Datenerhebung		Datenherkunft (jeweils ankreuzen)			Erläuterung Datenherkunft: z. B. Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
Parameter	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme/externe Vorgabe		
Reststoffe (z.B. Rückstand als Asche) bei Nennlast	Energiegehalt: Rückstand (Asche)	0,10	MJ/kg		×		Analyse im externen Labor
	Massenstrom: Rückstand (Asche)	0,50	kg/h		×		Kontinuierliches Auswiegen
	Chemische Leistung: Rückstand (Asche)	0,014	kW	×			Berechnung aus Massenstrom und Heizwert
	Thermische Leistung: Rückstand (Asche)	0	kW			×	Asche wird nach dem Betrieb kalt entnommen
Flexibilisierung	Jährliche Volllaststunden (Standardanwendung)	1.800	h	(×)		×	Berechnung aus Jahresgangkurve oder Zähler bzw. Schätzung / Annahme
	Anzahl Kesselstarts pro Jahr (Standardanwendung)	970	[-]		×		Messung für repräsentative Betriesphasen + Hochrechnung
	Kleinste Betriebslast	15	kW		×		Messung unter Einhaltung von Mindestemissionsobergrenzen
	Last-Variations-Breite	67	%	×			Berechnung aus Nennlast und kleinste Betriebslast
	Leistungsfaktor	21	%	×			Berechnung aus Vollbenutzungsstunden und Jahresstunden

**Tabelle A11:** Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinfeuerungsanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
<b>2.1 Biomassevorbereitung (Bilanzraum Biomassevorbereitung in Abb. 6-4 im Methodenhandbuch)</b>						
Brennstoffleistung	...	kW	×			
Feuerungswärmeleistung	...	kW	×			
Lager- und Siebverlust	...	kW		×	(×)	
Trocknungswärmeleistung	...	kW				
<b>2.2 Biomassekonversion I (Bilanzraum Biomassekonversion I in Abb. 6-4 im Methodenhandbuch)</b>						
Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	...	kW	×			
Kesselwirkungsgrad	...	%	×			
<b>2.3 Gesamtanlage</b>						
Thermischer Anlagenwirkungsgrad	...	%				
Jahresnutzungsgrad	...	%	×	×	(×)	
<b>3 Plausibilitätsprüfung</b>						
<b>3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: ...)</b>						
Input	Brennstoffleistung	...	kW	×		
	Hilfsmittelleistung (Bezugsenergie)	...	kW			
	<b>Energieeintrag</b>	...	<b>kW</b>	×		
Output	Therm. Anlagenleistung	...	kW			
	Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	...	kW			
	<b>Energieaustrag</b>	...	<b>kW</b>	×		
<b>3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze: ...)</b>						
Input	Massenstrom Brennstoff	...	kg/h			
	Massenstrom Hilfsmittel	...	kg/h			
	<b>Eingangsmassenstrom</b>	...	<b>kg/h</b>	×		
Output	Massenstrom Reststoffe	...	kg/h			
	Massenstrom Abgas/Rauchgas	...	kg/h			
	<b>Ausgangsmassenstrom</b>	...	<b>kg/h</b>	×		

Tabelle A12: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinf Feuerungsanlagen

2 Kenngrößen der Bilanzierung	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
2.1 Biomassevorbehandlung (Bilanzraum Biomassevorbehandlung in Abb. 6-4 im Methodenhandbuch)						
Brennstoffleistung	48,0	kW	×			Berechnung aus Heizwert (externe Analyse) und kontinuierlich gemessenen Massenstrom bei Brennstofflieferung
Feuerungswärmeleistung	48,0	kW	×			Berechnung aus Heizwert (externe Analyse) und kontinuierlich gemessenen Massenstrom am Kesseleingang
Lager- und Siebverlust	0	kW				Keine Siebung und Lagerverlust vor der Kleinf Feuerung
Trocknungswärmeleistung	0	kW				Keine externe Trocknung vor der Kleinf Feuerung
2.2 Biomassekonversion I (Bilanzraum Biomassekonversion I in Abb. 6-4 im Methodenhandbuch)						
Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	3	kW	×			Chem. Leistung der Verbrennungssasche – Berechnung aus gemessenem Heizwert und Massenstrom der Asche
Kesselwirkungsgrad	93,8	%	×			Berechnung aus der thermischen Anlagenleistung und der Brennstoffleistung
2.3 Gesamtanlage						
Thermischer Anlagenwirkungsgrad	93,8	%	×			Berechnung aus der thermischen Anlagenleistung und der Brennstoffleistung
Jahresnutzungsgrad	78,0	%		×		Messung über Normtestverfahren BE2020+ (Hartman et al. 2014, Roßman et al. 2012)

Tabelle A12: Ausgefülltes Beispiel für die Dokumentationsliste Bilanzkenngrößen für Kleinf Feuerungsanlagen

3 Plausibilitätsprüfung	Daten	Einheit	Berechnung	Messung	Annahme	Erläuterung Datenherkunft: Messmethode, Berechnungsweg, Quelle der Annahme
3.1 Energiebilanz (Bilanzgrenze: ...)						
Input	Brennstoffleistung	48	kW	×		Berechnung aus Heizwert (externe Analyse) und kontinuierlich gemessenen Massenstrom bei Brennstofflieferung
	Hilfsmittleistung (Bezugsenergie)	0,05	kW		×	Elektrische Hilfenenergie des Kessels – Annahme anhand der Gerätebezeichnung
	<b>Energieeintrag</b>	<b>48</b>	<b>kW</b>	×		
Output	Therm. Anlagenleistung	45	kW		×	Wärmeleistung des Kessels die extern genutzt wird (Nutzwärme) – Ablesung vom Typenschild
	Leistung Reststoffe (therm. + chem.)	3	kW	×		Chemische Leistung der Verbrennungssasche – Berechnung aus gemessenen Heizwert und Massenstrom der Asche
	<b>Energieaustrag</b>	<b>48</b>	<b>kW</b>	×		
3.2 Stoffbilanz (Bilanzgrenze: ...)						
Input	Massenstrom Brennstoff	10	kg/h		×	Durchsatz einer typischen Scheitholzfeuerung sein. Messung mit Wägeeinheit am Kessel
	Massenstrom Hilfsmittel	91	kg/h		×	Hilfsmittel, wie Anzündhilfen werden nicht berücksichtigt. Lediglich die notwendige Verbrennungsluft. Messung mit Rotameter
	<b>Eingangsmassenstrom</b>	<b>101</b>	<b>kg/h</b>	×		
Output	Massenstrom Reststoffe	101	kg/h		×	Abgas (Messung mit Messblende) + Rückstand (Asche) (gravimetrische Bestimmung)
	Massenstrom Abgas/Rauchgas	0	kg/h			Massenstrom des Abgases / Rauchgases schon mit bei den Reststoffen erfasst.
	<b>Ausgangsmassenstrom</b>	<b>101</b>	<b>kg/h</b>	×		

## ANHANG III: METHODIK ZUR THG-BILANZIERUNG

### RED II Anhang V, Teil C: Regeln für die Berechnung des Beitrags von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen zum Treibhauseffekt

Hinweis: Dieser Anhang entspricht der offiziellen deutschen Übersetzung der RED II, Anhang V, Teil C, online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=DE> (S. 69 ff).

1. Die Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von Kraftstoffen für den Verkehr, Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen werden wie folgt berechnet:

- a) Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von Biokraftstoffen werden wie folgt berechnet:

$$E = e_{cc} + e_1 + e_p + e_{id} + e_u - e_{ca} - e_{cs} - e_{ccr}$$

wobei:

E	=	Gesamtemissionen bei der Verwendung des Kraftstoffs
$e_{cc}$	=	Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe
$e_1$	=	auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen
$e_p$	=	Emissionen bei der Verarbeitung
$e_{id}$	=	Emissionen bei Transport und Vertrieb
$e_u$	=	Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs
$e_{ca}$	=	Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken
$e_{cs}$	=	Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO <sub>2</sub>
$e_{ccr}$	=	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO <sub>2</sub>

Die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen werden nicht berücksichtigt.

- b) Die Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von flüssigen Biobrennstoffen werden wie für Biokraftstoffe (E) berechnet; dabei ist allerdings die Erweiterung, die zur Einbeziehung der Energieumwandlung in produzierte Elektrizität und/oder Wärme bzw. Kälte erforderlich ist, in folgender Form zu berücksichtigen:

- i) Für Energieanlagen, die ausschließlich Wärme erzeugen:  $EC_h = \frac{E}{\eta_h}$

- ii) Bei Energieanlagen, die ausschließlich Elektrizität erzeugen:  $EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$

wobei:

$EC_{h,el}$  = Gesamttreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt

E = Gesamttreibhausgasemissionen des flüssigen Biobrennstoffs vor dessen Endumwandlung

$\eta_{el}$  = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte elektrische Leistung, dividiert durch den jährlich eingesetzten flüssigen Biobrennstoff auf Grundlage des Energiegehalts

$\eta_h$  = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Nutzwärme, dividiert durch den jährlich eingesetzten flüssigen Biobrennstoff auf Grundlage des Energiegehalts

- iii) Für Elektrizität oder mechanische Energie aus Energieanlagen, die Nutzwärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \left( \frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

- iv) Für Nutzwärme aus Energieanlagen, die Wärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \left( \frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

Dabei sind:

$EC_{h,el}$  = Gesamttreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt

E = Gesamttreibhausgasemissionen des flüssigen Biobrennstoffs vor dessen Endumwandlung

$\eta_{el}$  = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte elektrische Leistung, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts

$\eta_h$  = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte Nutzwärme, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts

$C_{el}$  = Exergieanteil der Elektrizität und/oder mechanischen Energie, festgesetzt auf 100 % ( $C_{el} = 1$ )

$C_h$  = Carnot'scher Wirkungsgrad (Exergieanteil der Nutzwärme)

Der Carnot'sche Wirkungsgrad ( $C_h$ ) für Nutzwärme bei unterschiedlichen Temperaturen ist definiert als:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

wobei:

$T_h$  = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort

$T_0$  = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273,15 Kelvin (0 °C)

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann  $C_h$  für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) alternativ wie folgt definiert werden:

$C_h$  = Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin) = 0,3546

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

- a) „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;
- b) „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Deckung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;
- c) „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.
2. Die durch Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe verursachten Treibhausgasemissionen werden wie folgt angegeben:
- a) durch Biokraftstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (E): gCO<sub>2</sub>eq/MJ (Gramm CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Megajoule Kraftstoff);
- b) durch flüssige Biobrennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (EC): gCO<sub>2</sub>eq/MJ (Gramm CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Megajoule Endenergieprodukt (Wärme oder Elektrizität)).

Werden Wärme und Kälte gleichzeitig mit Elektrizität erzeugt, werden die Emissionen zwischen Wärme und Elektrizität aufgeteilt (wie unter Nummer 1 Buchstabe b), unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder zur Kühlung (†) genutzt wird.

(†) Durch Absorptionskühler wird Kälte (gekühlte Luft oder gekühltes Wasser) aus Wärme oder Abwärme erzeugt. Daher ist es angebracht, nur die Emissionen in Verbindung mit der pro MJ Wärme erzeugten Wärme zu berechnen, unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder mittels Absorptionskühlern zur Kühlung genutzt wird.



Werden Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen ( $e_{c,r}$ ) als Einheit  $gCO_2eq/Tonne$  Trockenrohstoff angegeben, wird die Umwandlung in  $gCO_2eq/MJ$  (Gramm  $CO_2$ -Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet <sup>(1)</sup>:

$$e_{c,Brennstoff} \left[ \frac{gCO_2eq}{MJ_{fuel}} \right]_{ec} = \frac{e_{c,Rohstoff} \left[ \frac{gCO_2eq}{t_{Trocken}} \right]}{LHV_a \left[ \frac{MJ_{Rohstoff}}{t_{Trockenrohstoff}} \right]} \times \text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a \times \text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a$$

wobei:

$$\text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a = \left[ \frac{\text{Energie in Brennstoff}}{\text{Energie in Brennstoff} + \text{Energie in Kohlenstoff-Erzeugnisse}} \right]$$

$$\text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a = [\text{Anteil von MJ Rohstoff, der zur Erzeugung von 1 MJ Brennstoff erforderlich ist}]$$

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

$$e_{c,Rohstoff}_a \left[ \frac{gCO_2eq}{t_{dry}} \right] = \frac{e_{c,Rohstoff}_a \left[ \frac{gCO_2eq}{t_{feucht}} \right]}{(1 - \text{Feuchtigkeitsgehalt})}$$

3. Die durch die Verwendung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen erzielte Treibhausgaseneinsparungen wird wie folgt berechnet:

a) Treibhausgaseneinsparungen durch Nutzung von Biokraftstoffen:

$$\text{EINSPARUNG} = (E_{F(0)} - E_B) / E_{F(0)}$$

wobei:

$E_B$	=	Gesamtemissionen bei der Verwendung des Biokraftstoffs
$E_{F(0)}$	=	Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor

b) Treibhausgaseneinsparungen durch Nutzung flüssiger Biobrennstoffe zur Erzeugung von Wärme und Kälte sowie Elektrizität:

$$\text{EINSPARUNG} = (EC_{F(b\&c,d)} - EC_{B(b\&c,d)}) / EC_{F(b\&c,d)}$$

Dabei sind

- $EC_{B(b\&c,d)}$  = Gesamtemissionen durch die Wärme- oder Elektrizitätserzeugung
- $EC_{F(b\&c,d)}$  = Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe für Nutzwärme oder Elektrizität

4. Die für die unter Nummer 1 genannten Zwecke berücksichtigten Treibhausgase sind  $CO_2$ ,  $N_2O$  und  $CH_4$ . Zur Berechnung der  $CO_2$ -Äquivalenz werden diese Gase wie folgt gewichtet:

$CO_2$	:	1
$N_2O$	:	298
$CH_4$	:	25

5. Die Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe ( $e_{c,r}$ ) schließen die Emissionen des Gewinnungs- oder Anbauprozesses selbst, beim Sammeln, Trocknen und Lagern der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Produktion der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkten ein. Die  $CO_2$ -Bindung beim Anbau der Rohstoffe wird nicht berücksichtigt. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau landwirtschaftlicher Biomasse Schätzungen aus den regionalen

<sup>(1)</sup> Die Formel, mit der die Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen ( $e_{c,r}$ ) berechnet werden, beschreibt Fälle, in denen Rohstoffe in einem Schritt in Biokraftstoffe umgewandelt werden. Bei komplizierteren Versorgungsketten sind Anpassungen notwendig, damit auch die Treibhausgasemissionen ( $e_{c,r}$ ) berechnet werden, die durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen für Zwischenprodukte verursacht werden.

Durchschnittswerten für die Emissionen aus dem Anbau entsprechend den in Artikel 31 Absatz 4 genannten Berichten oder aus den Angaben zu den disaggregierten Standardwerten für Emissionen aus dem Anbau in diesem Anhang abgeleitet werden. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können in Ermangelung einschlägiger Informationen in diesen Berichten die Durchschnittswerte auf der Grundlage von lokalen landwirtschaftlichen Praktiken, beispielsweise anhand von Daten einer Gruppe landwirtschaftlicher Betriebe, berechnet werden.

- Für die Zwecke der in Nummer 1 Buchstabe a genannten Berechnungen werden Treibhausgasemissionseinsparungen infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken ( $e_{c,r}$ ), wie infolge der Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung, verbesserter Fruchtfolgen, der Nutzung von Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände, sowie des Einsatzes natürlicher Bodenverbesserer (z. B. Kompost, Rückstände der Mist-/Güllevergärung), nur dann berücksichtigt, wenn zuverlässige und überprüfbare Nachweise dafür vorgelegt werden, dass mehr Kohlenstoff im Boden gebunden wurde, oder wenn vernünftigerweise davon auszugehen ist, dass dies in dem Zeitraum, in dem die betreffenden Rohstoffe angebaut wurden, der Fall war; dabei ist gleichzeitig jenen Emissionen Rechnung zu tragen, die aufgrund des vermehrten Einsatzes von Dünger und Pflanzenschutzmitteln bei derartigen Praktiken entstehen <sup>(1)</sup>.
- Die auf Jahresbasis umgerechneten Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen ( $e_l$ ) werden durch gleichmäßige Verteilung der Gesamtemissionen über 20 Jahre berechnet. Diese Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$e_l = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_b, \text{ (}^2\text{)}$$

wobei:

$e_l$	=	auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse (Gramm) an $CO_2$ -Äquivalent pro Energieeinheit (Megajoule) Biokraftstoff bzw. Flüssig-Biobrennstoff). „Kulturflächen“ <sup>(3)</sup> und „Dauerkulturen“ <sup>(4)</sup> sind als eine einzige Landnutzungsart zu betrachten;
$CS_R$	=	der mit der Referenzlandnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Die Referenzlandnutzung ist die Landnutzung im Januar 2008 oder 20 Jahre vor der Gewinnung des Rohstoffes, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist.
$CS_A$	=	der mit der tatsächlichen Landnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Wenn sich der Kohlenstoffbestand über mehr als ein Jahr akkumuliert, gilt als $CS_A$ -Wert der geschätzte Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit nach 20 Jahren oder zum Zeitpunkt der Reife der Pflanzen, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist.
P	=	die Pflanzenproduktivität (gemessen als Energie des Biokraftstoffs oder flüssigen Biobrennstoffs pro Flächeneinheit pro Jahr)
$e_b$	=	Bonus von 29 $gCO_2eq/MJ$ Biokraftstoff oder flüssiger Biobrennstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 aufgestellten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird

- Der Bonus von 29  $gCO_2eq/MJ$  wird gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche
  - im Januar 2008 nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde; und
  - aus stark degradierten Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen besteht.

Der Bonus von 29  $gCO_2eq/MJ$  gilt für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Umwandlung der Fläche in eine landwirtschaftliche Nutzfläche, sofern ein kontinuierlicher Anstieg des Kohlenstoffbestands und ein nennenswerter Rückgang der Erosion auf unter Buchstabe b fallenden Flächen gewährleistet werden.

<sup>(1)</sup> Bei einem solchen Nachweis kann es sich um Messungen des Kohlenstoffs im Boden handeln, beispielsweise in Form einer ersten Messung vor dem Anbau und anschließender regelmäßiger Messungen im Abstand von mehreren Jahren. In diesem Fall würde für den Anstieg des Bodenkohlenstoffs, solange der zweite Messwert noch nicht vorliegt, anhand repräsentativer Versuche oder Bodenmodelle ein Schätzwert ermittelt. Ab der zweiten Messung würden die Messwerte als Grundlage dienen, um zu ermitteln, ob und in welchem Maß der Bodenkohlenstoff steigt.

<sup>(2)</sup> Der durch Division des Molekulargewichts von  $CO_2$  (44,010 g/mol) durch das Molekulargewicht von Kohlenstoff (12,011 g/mol) gewonnene Quotient ist gleich 3,664.

<sup>(3)</sup> Kulturflächen im Sinne der Definition des IPCC.

<sup>(4)</sup> Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).

9. „Stark degradierte Flächen“ sind Flächen, die während eines längeren Zeitraums entweder in hohem Maße versalzt wurden oder die einen besonders niedrigen Gehalt an organischen Stoffen aufweisen und stark erodiert sind.
10. Die Kommission überprüft auf der Basis von Band 4 der IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006 sowie im Einklang mit der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 und der Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates<sup>(1)</sup> bis spätestens 31. Dezember 2020 die Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands<sup>(2)</sup>. Die Leitlinien der Kommission werden Grundlage der Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands für die Zwecke dieser Richtlinie sein.
11. Die Emissionen bei der Verarbeitung ( $e_p$ ) schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Produktion der zur Verarbeitung verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkte ein, einschließlich der  $\text{CO}_2$ -Emissionen, die dem Kohlenstoffgehalt von fossilen Inputs entsprechen, unabhängig davon, ob sie bei dem Prozess tatsächlich verbrannt werden.
- Bei der Berücksichtigung des Verbrauchs an nicht in der Anlage zur Kraftstoffproduktion produzierter Elektrizität wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionsintensität bei der Erzeugung und Verteilung dieser Elektrizität der durchschnittlichen Emissionsintensität bei der Produktion und Verteilung von Elektrizität in einer bestimmten Region entspricht. Abweichend von dieser Regel gilt, dass die Produzenten für die von einer einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlage produzierte Elektrizität einen Durchschnittswert verwenden können, falls diese Anlage nicht an das Elektrizitätsnetz angeschlossen ist.
- Die Emissionen bei der Verarbeitung schließen gegebenenfalls Emissionen bei der Trocknung von Zwischenprodukten und -materialien ein.
12. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb ( $e_{tr}$ ) schließen die beim Transport von Rohstoffen und Halbfertigprodukten sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigprodukten anfallenden Emissionen ein. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb, die unter Nummer 5 berücksichtigt werden, fallen nicht unter diese Nummer.
13. Die Emissionen bei der Nutzung des Kraftstoffs ( $e_u$ ) werden für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe mit null angesetzt.
- Die Emissionen von anderen Treibhausgasen als  $\text{CO}_2$  ( $\text{N}_2\text{O}$  und  $\text{CH}_4$ ) bei der Nutzung von Biokraftstoffen werden in den  $e_u$ -Faktor für flüssige Biobrennstoffe einbezogen.
14. Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von  $\text{CO}_2$  ( $e_{cs}$ ), die nicht bereits in  $e_p$  berücksichtigt wurde, wird auf die durch Abscheidung und Speicherung von emittiertem  $\text{CO}_2$  vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Kraftstoff verbunden sind, sofern die Speicherung im Einklang mit der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates<sup>(3)</sup> über die geologische Speicherung von Kohlendioxid erfolgt.
15. Die Emissionseinsparung durch  $\text{CO}_2$ -Abscheidung und -ersetzung ( $e_{cor}$ ) steht in unmittelbarer Verbindung mit der Produktion des Biokraftstoffs oder flüssigen Biobrennstoffs, dem sie zugeordnet wird, und wird begrenzt auf die durch Abscheidung von  $\text{CO}_2$  vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und bei der Produktion von Handelsprodukten und bei Dienstleistungen anstelle des  $\text{CO}_2$  fossilen Ursprungs verwendet wird.
16. Erzeugt eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die Wärme und/oder Elektrizität für ein Kraftstoffproduktionsverfahren liefert, für das Emissionen berechnet werden, überschüssige Elektrizität und/oder Nutzwärme, werden die Treibhausgasemissionen entsprechend der Temperatur der Wärme (die deren Nutzen widerspiegelt) auf die Elektrizität und die Nutzwärme aufgeteilt. Der Nutzwärmeanteil der Wärme ergibt sich durch Multiplikation ihres Energiegehalts mit dem Carnot'schen Wirkungsgrad  $C_h$ , der wie folgt berechnet wird:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

wobei:

$T_h$  = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort

$T_0$  = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273,15 Kelvin (0 °C)

<sup>(1)</sup> Verordnung (EU) 2018/841 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 über die Einbeziehung der Emissionen und des Abbaus von Treibhausgasen aus Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF) in den Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 und des Beschlusses Nr. 529/2013/EU (ABL L 156 vom 19.6.2018, S. 1).

<sup>(2)</sup> Beschluss 2010/335/EU der Kommission vom 10. Juni 2010 über Leitlinien für die Berechnung des Kohlenstoffbestands im Boden für die Zwecke des Anhangs V der Richtlinie 2009/28/EG (ABL L 151 vom 17.6.2010, S. 19).

<sup>(3)</sup> Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 (ABL L 140 vom 5.6.2009, S. 114).

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann  $C_h$  für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) alternativ wie folgt definiert werden:

$$C_h = \text{Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei } 150 \text{ °C (423,15 Kelvin)} = 0,3546$$

Für die Zwecke dieser Berechnung ist der tatsächliche Wirkungsgrad zu verwenden, der als jährlich produzierte mechanische Energie, Elektrizität bzw. Wärme dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie definiert wird.

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

- „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;
  - „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;
  - „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.
17. Werden bei einem Kraftstoffproduktionsverfahren neben dem Kraftstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Produkte („Nebenprodukte“) produziert, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Kraftstoff oder dessen Zwischenprodukt und den Nebenprodukten nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenprodukten als Elektrizität und Wärme durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt. Die Treibhausgasintensität überschüssiger Nutzwärme und Elektrizität entspricht der Treibhausgasintensität der für ein Kraftstoffherstellungsverfahren gelieferten Wärme oder Elektrizität; sie wird durch Berechnung der Treibhausgasintensität aller Inputs in die Kraft-Wärme-Kopplungs-, konventionelle oder sonstige Anlage, die Wärme oder Elektrizität für ein Kraftstoffproduktionsverfahren liefert, und der Emissionen der betreffenden Anlage, einschließlich der Rohstoffe sowie  $\text{CH}_4$ - und  $\text{N}_2\text{O}$ -Emissionen, bestimmt. Im Falle der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt die Berechnung entsprechend Nummer 16.
18. Für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 sind die aufzuteilenden Emissionen  $e_{cs}$  +  $e_p$  +  $e_{cor}$  + die Anteile von  $e_p$ ,  $e_{tr}$ ,  $e_{cs}$  und  $e_{cor}$ , die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenprodukt produziert wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen Nebenprodukten zugewiesen, so wird für diese Zwecke anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenprodukt zugeordnet wird.

Im Falle von Biokraftstoffen und flüssigen Brennstoffen werden sämtliche Nebenprodukte für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt. Abfällen und Reststoffen werden keine Emissionen zugeordnet. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenprodukten mit negativem Energiegehalt mit null angesetzt.

Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, einschließlich Baumspitzen und Ästen, Stroh, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen, sowie Reststoffen aus der Verarbeitung einschließlich Rohglycerin (nicht raffiniertes Glycerin) und Bagasse werden bis zur Sammlung dieser Materialien mit null angesetzt, unabhängig davon, ob sie vor der Umwandlung ins Endprodukt zu Zwischenprodukten verarbeitet werden.

Bei Kraft- und Brennstoffen, die in anderen Raffinerien als einer Kombination von Verarbeitungsbetrieben mit konventionellen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die dem Verarbeitungsbetrieb Wärme und/oder Elektrizität liefern, hergestellt werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

19. Bei Biokraftstoffen ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 die fossile Vergleichsgröße  $EC_{F(0)}$  94  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ .

Bei flüssigen Biobrennstoffen, die zur Elektrizitätsproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Vergleichswert für fossile Brennstoffe  $EC_{F(0)}$  183  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ .

Bei flüssigen Biobrennstoffen, die zur Nutzwärmeherstellung sowie zur Wärme- und/oder Kälteherstellung verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Vergleichswert für fossile Brennstoffe  $EC_{F(0)}$  80  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ .

## ANHANG III: METHODIK ZUR THG-BILANZIERUNG

### RED II Anhang VI, Teil B: Regeln für die Berechnung des Beitrags von Biomasse-Brennstoffen zum Treibhauseffekt

1. Die Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von Biomasse-Brennstoffen werden wie folgt berechnet:

a) Die Treibhausgasemissionen bei der Produktion und Verwendung von Biomasse-Brennstoffen vor der Umwandlung in Elektrizität, Wärme und Kälte werden wie folgt berechnet:

$$E = e_{cc} + e_1 + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{cs} - e_{cr}$$

Dabei sind:

$E$  = Gesamtemissionen bei der Produktion des Brennstoffs vor der Energieumwandlung

$e_{cc}$  = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe

$e_1$  = auf das Jahr umgerechnete Emissionen durch Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen

$e_p$  = Emissionen bei der Verarbeitung

$e_{td}$  = Emissionen bei Transport und Vertrieb

$e_u$  = Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs

$e_{sca}$  = Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken

$e_{cs}$  = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid

$e_{cr}$  = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid

Die mit der Herstellung der Anlagen und Ausrüstungen verbundenen Emissionen werden nicht berücksichtigt.

(<sup>1</sup>) Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing — PWS), Membrantrenntechnik, kryogene Trennung und physikalische Adsorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS). Dies schließt die Emission von 0,03 MJ CH<sub>4</sub>/MJ Biomethan für die Emission von Methan in den Abgasen ein.

(<sup>2</sup>) Diese Kategorie umfasst die folgenden technologischen Kategorien zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan: Druckwasserwäsche (Pressurised Water Scrubbing — PWS), sofern das Wasser aufbereitet wird, Druckwechsel-Adsorption (Pressure Swing Adsorption — PSA), chemische Adsorption (Chemical Scrubbing), physikalische Adsorption mit einem organischen Lösungsmittel (Organic Physical Scrubbing — OPS), Membrantrenntechnik und kryogene Trennung. Für diese Kategorie werden keine Methanemissionen berücksichtigt (das Methan im Abgas verbrennt gegebenenfalls).

b) Bei der Co-Vergärung verschiedener Substrate in einer Biogas-Anlage zur Produktion von Biogas oder Biomethan werden die typischen Werte und die Standardwerte für Treibhausgasemissionen wie folgt berechnet:

$$E = \sum_1^n \cdot E_n$$

Dabei sind:

$E$  = Treibhausgasemissionen pro MJ Biogas oder Biomethan, das mittels Co-Vergärung einer bestimmten Mischung von Substraten produziert wird

$S_n$  = Rohstoffanteil n am Energiegehalt

$E_n$  = Emissionen in gCO<sub>2</sub>/MJ für Option n gemäß Teil D dieses Anhangs (\*)

$$S_n = \frac{P_n \cdot W_n}{\sum_1^n W_n}$$

Dabei sind:

$P_n$  = Energieausbeute [MJ] pro Kilogramm Flüssiginput des Rohstoffs n (\*\*)

$W_n$  = Gewichtungsfaktor des Substrats n, definiert als:

$$W_n = \frac{I_n}{\sum_1^n I_n} \cdot \left( \frac{1 - AM_n}{1 - SM_n} \right)$$

Dabei sind:

$I_n$  = jährliches Input in den Vergärer des Substrats n [Tonne Frischmasse]

$AM_n$  = jährliche Durchschnittsfeuchte des Substrats n [kg Wasser/kg Frischmasse]

$SM_n$  = Standardfeuchte des Substrats n (\*\*\*)

(\*) Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat wird ein Bonus von 45 gCO<sub>2</sub>eq/MJ Gülle (– 54 kgCO<sub>2</sub>eq/t Frischmasse) für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Gülebewirtschaftung angerechnet.

(\*\*) Für die Berechnung der typischen Werte und der Standardwerte werden die folgenden Werte für  $P_n$  verwendet:

$$P(\text{Mais}): 4,16 \text{ [MJ}_{\text{Biogas}}/\text{kg}_{\text{Feuchtmais}} @ 65 \% \text{ Feuchte}]}$$

$$P(\text{Mist/Gülle}): 0,50 \text{ [MJ}_{\text{Biogas}}/\text{kg}_{\text{Gülle}} @ 90 \% \text{ Feuchte}]}$$

$$P(\text{Bioabfall}): 3,41 \text{ [MJ}_{\text{Biogas}}/\text{kg}_{\text{Feuchtbioabfall}} @ 76 \% \text{ Feuchte}]}$$

(\*\*\*) Die folgenden Standardfeuchtwerte werden für Substrat  $SM_n$  verwendet:

$$SM(\text{Mais}): 0,65 \text{ [kg Wasser/kg Frischmasse]}$$

$$SM(\text{Mist/Gülle}): 0,90 \text{ [kg Wasser/kg Frischmasse]}$$

$$SM(\text{Bioabfall}): 0,76 \text{ [kg Wasser/kg Frischmasse]}$$

- c) Bei der Co-Vergärung von n-Substraten in einer Biogas-Anlage zur Produktion von Elektrizität oder Biomethan werden die tatsächlichen Treibhausgasemissionen des Biogases oder Biomethans wie folgt berechnet:

$$E = \sum_1^n S_n \cdot (e_{ec,n} + e_{td,Rohstoff,n} + e_{ln} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td,Produkt} + e_u - e_{cs} - e_{cr}$$

Dabei sind:

- E = Gesamtemissionen bei der Produktion des Biogases oder Biomethans vor der Energieumwandlung;  
 $S_n$  = Rohstoffanteil n am Anteil des Inputs in den Vergärer;  
 $e_{ec,n}$  = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau des Rohstoffs n;  
 $e_{td,Rohstoff,n}$  = Emissionen beim Transport des Rohstoffs n zum Vergärer;  
 $e_{ln}$  = auf das Jahr umgerechnete Emissionen durch Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen für Rohstoff n;  
 $e_{sca}$  = Emissionseinsparung infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken des Rohstoffs n (\*);  
 $e_p$  = Emissionen bei der Verarbeitung;  
 $e_{td,Produkt}$  = Emissionen bei Transport und Vertrieb des Biogases und/oder Biomethans;  
 $e_u$  = Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs, d. h. bei der Verbrennung emittierte Treibhausgase;  
 $e_{cs}$  = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO<sub>2</sub>; und  
 $e_{cr}$  = Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von CO<sub>2</sub>.

(\*) Bei Verwendung von Mist/Gülle als Substrat für die Produktion von Biogas und Biomethan wird ein Bonus von 45 gCO<sub>2</sub>eq/MJ Mist/Gülle für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Gülebewirtschaftung auf  $e_{sca}$  angerechnet.

- d) Treibhausgasemissionen bei der Nutzung von Biomasse-Brennstoffen bei der Produktion von Elektrizität sowie Wärme und Kälte, einschließlich der Energieumwandlung zu produzierter Elektrizität sowie Wärme und Kälte werden wie folgt berechnet:

- i) Bei Energieanlagen, die ausschließlich Wärme erzeugen:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h}$$

- ii) Bei Energieanlagen, die ausschließlich Elektrizität erzeugen:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$$

Dabei sind:

- $EC_{h,el}$  = Gesamttreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt  
 E = Gesamttreibhausgasemissionen des Brennstoffs vor dessen Endumwandlung  
 $\eta_{el}$  = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte Elektrische Leistung, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts  
 $\eta_h$  = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Nutzwärme, dividiert durch den jährlich eingesetzten Brennstoff auf Grundlage des Energiegehalts

- iii) Für Elektrizität oder mechanische Energie aus Energieanlagen, die Nutzwärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el} \left( \frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)}$$

- iv) Für Nutzwärme aus Energieanlagen, die Wärme zusammen mit Elektrizität und/oder mechanischer Energie erzeugen:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h \left( \frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)}$$

Dabei sind:

- $EC_{h,el}$  = Gesamttreibhausgasemissionen durch das Endenergieprodukt  
 E = Gesamttreibhausgasemissionen des Brennstoffs vor dessen Endumwandlung  
 $\eta_{el}$  = elektrischer Wirkungsgrad, definiert als die jährlich produzierte Elektrische Leistung, dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie auf Grundlage des Energiegehalts  
 $\eta_h$  = Wärmewirkungsgrad, definiert als die jährlich erzeugte Nutzwärme, dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie auf Grundlage des Energiegehalts  
 $C_{el}$  = Exergieanteil der Elektrizität und/oder mechanischen Energie, festgesetzt auf 100 % ( $C_{el} = 1$ )  
 $C_h$  = Carnot'scher Wirkungsgrad (Exergieanteil der Nutzwärme)

Der Carnot'sche Wirkungsgrad ( $C_h$ ) für Nutzwärme bei unterschiedlichen Temperaturen ist definiert als:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

Dabei sind:

- $T_h$  = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort  
 $T_0$  = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273,15 Kelvin (0 °C)

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann  $C_h$  für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) alternativ wie folgt definiert werden:

$$C_h = \text{Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei 150 °C (423,15 Kelvin)} = 0,3546$$

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

- i) „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;  
 ii) „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;  
 iii) „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.

## 2. Die Treibhausgasemissionen aus Biomasse-Brennstoffen werden wie folgt angegeben:

- a) durch Biomasse-Brennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (E) werden in gCO<sub>2</sub>eq/MJ (Gramm CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Megajoule Biomasse-Brennstoffe) angegeben;  
 b) durch für die Wärme- oder Elektrizitätserzeugung genutzte Biomasse-Brennstoffe verursachte Treibhausgasemissionen (EC) werden in gCO<sub>2</sub>eq/MJ (Gramm CO<sub>2</sub>-Äquivalent pro Megajoule Endenergieprodukt (Wärme oder Elektrizität)) angegeben.

Werden Wärme und Kälte gleichzeitig mit Elektrizität erzeugt, werden Emissionen zwischen Wärme und Elektrizität aufgeteilt (wie unter Nummer 1 Buchstabe d), unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder zur Kühlung genutzt wird. (†)

(†) Durch Absorptionskühler wird Kälte (gekühlte Luft oder gekühltes Wasser) aus Wärme oder Abwärme erzeugt. Daher ist es angebracht, nur die Emissionen in Verbindung mit der pro MJ Wärme erzeugten Wärme zu berechnen, unabhängig davon, ob die Wärme wirklich für Heizzwecke oder mittels Absorptionskühlern zur Kühlung genutzt wird.

Werden Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen ( $e_{cc}$ ) als Einheit  $\text{gCO}_2\text{eq/Tonne Trockenrohstoff}$  angegeben, wird die Umwandlung in  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$  (Gramm  $\text{CO}_2$ -Äquivalent pro Megajoule Brennstoff) wie folgt berechnet <sup>(1)</sup>:

$$e_{cc, \text{Brennstoff}} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ fuel}} \right]_{cc} = \frac{e_{cc, \text{Rohstoff}} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{t Trocken}} \right]}{\text{LHV}_a \left[ \frac{\text{MJ Rohstoff}}{\text{t Trockenrohstoff}} \right]} \cdot \text{Faktor Brennstoff Rohstoff}_a \cdot \text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a$$

wobei:

$$\text{Allokationsfaktor Brennstoff}_a = \left[ \frac{\text{Energie in Brennstoff}}{\text{Energie in Brennstoff} + \text{Energie in Kohlenstoff-Erzeugnisse}} \right]$$

Faktor Brennstoff Rohstoff<sub>a</sub> = [Anteil von MJ Rohstoff, der zur Erzeugung von 1 MJ Brennstoff erforderlich ist]

Die Emissionen pro Tonne Trockenrohstoff werden wie folgt berechnet:

$$e_{cc, \text{Rohstoff}} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{t}_{\text{dry}}} \right] = \frac{e_{cc, \text{Rohstoff}} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{t}_{\text{feucht}}} \right]}{(1 - \text{Feuchtigkeitsgehalt})}$$

3. Die Treibhausgasemissionen durch Biomasse-Brennstoffe werden wie folgt angegeben:

a) Treibhausgasemissionen durch Nutzung von Biomasse-Brennstoffen als Kraftstoffe für den Verkehr:

$$\text{EINSPARUNG} = (E_{F(0)} - E_B)/E_{F(0)}$$

Dabei sind:

$E_B$  = Gesamtemissionen bei der Verwendung von Biomasse-Brennstoffen als Kraftstoffe für den Verkehr

$E_{F(0)}$  = Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe im Verkehrssektor

b) Treibhausgasemissionen durch Nutzung von Biomasse-Brennstoffen zur Erzeugung von Wärme und Kälte sowie Elektrizität:

$$\text{EINSPARUNG} = (EC_{F(\text{h&c,e})} - EC_{B(\text{h&c,e})})/EC_{F(\text{h&c,e})}$$

Dabei sind:

$EC_{B(\text{h&c,e})}$  = Gesamtemissionen durch die Wärme- oder Elektrizitätserzeugung

$EC_{F(\text{h&c,e})}$  = Gesamtemissionen des Komparators für Fossilbrennstoffe für Nutzwärme oder Elektrizität

4. Die für die unter Nummer 1 genannten Zwecke berücksichtigten Treibhausgase sind  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2\text{O}$  und  $\text{CH}_4$ . Zur Berechnung der  $\text{CO}_2$ -Äquivalenz werden diese Gase wie folgt gewichtet:

$\text{CO}_2$ : 1

$\text{N}_2\text{O}$ : 298

$\text{CH}_4$ : 25

5. Die Emissionen bei der Gewinnung, Ernte oder beim Anbau der Rohstoffe ( $e_{cc}$ ) schließen die Emissionen des Gewinnungs-, Ernte- oder Anbauprozesses selbst, beim Sammeln, Trocknen und Lagern der Rohstoffe, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Produktion der zur Gewinnung oder zum Anbau verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkten ein. Die  $\text{CO}_2$ -Bindung beim Anbau der Rohstoffe wird nicht berücksichtigt. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau landwirtschaftlicher Biomasse anhand der regionalen Durchschnittswerte für die Emissionen aus dem Anbau entsprechend den in Artikel 31 Absatz 4 dieser Richtlinie genannten Berichten oder anhand der Angaben zu den disaggregierten Standardwerten für Emissionen aus dem Anbau in diesem Anhang Schätzungen abgeleitet werden. Alternativ zu den tatsächlichen Werten können in Ermangelung einschlägiger Informationen in diesen Berichten die Durchschnittswerte auf der Grundlage von lokalen landwirtschaftlichen Praktiken, beispielsweise anhand von Daten einer Gruppe landwirtschaftlicher Betriebe, berechnet werden.

Alternativ zu den tatsächlichen Werten können für die Emissionen beim Anbau und bei der Ernte forstwirtschaftlicher Biomasse anhand der auf nationaler Ebene für geografische Gebiete berechneten Durchschnittswerte für die Emissionen aus dem Anbau und der Ernte Schätzungen abgeleitet werden.

<sup>(1)</sup> Die Formel, mit der die Treibhausgasemissionen durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen  $e_{cc}$  berechnet werden, beschreibt Fälle, in denen Rohstoffe in einem Schritt in Biokraftstoffe umgewandelt werden. Bei komplizierteren Versorgungsketten sind Anpassungen notwendig, damit auch die Treibhausgasemissionen  $e_{cc}$  berechnet werden, die durch die Gewinnung oder den Anbau von Rohstoffen für Zwischenprodukte verursacht werden.

6. Für die Zwecke der in Nummer 1 Buchstabe a genannten Berechnungen werden Emissionseinsparungen infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken  $e_{cc}$ , wie der Umstellung auf eine reduzierte Bodenbearbeitung oder eine Nullbodenbearbeitung, verbesserter Fruchtfolgen, der Nutzung von Deckpflanzen, einschließlich Bewirtschaftung der Ernterückstände, sowie des Einsatzes natürlicher Bodenverbesserer (z. B. Kompost, Rückstände der Mist-/Güllevergärung), nur dann berücksichtigt, wenn zuverlässige und überprüfbare Nachweise dafür vorgelegt werden, dass mehr Kohlenstoff im Boden gebunden wurde, oder wenn vernünftigerweise davon auszugehen ist, dass dies in dem Zeitraum, in dem die betreffenden Rohstoffe angebaut wurden, der Fall war; dabei ist gleichzeitig jenen Emissionen Rechnung zu tragen, die aufgrund des vermehrten Einsatzes von Dünger und Pflanzenschutzmitteln bei derartigen Praktiken entstehen <sup>(1)</sup>.

7. Die auf Jahresbasis umgerechneten Emissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (e) werden durch gleichmäßige Verteilung der Gesamtemissionen über 20 Jahre berechnet. Diese Emissionen werden wie folgt berechnet:

$$e_i = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B \quad (2)$$

Dabei sind:

$e_i$  = auf das Jahr umgerechnete Treibhausgasemissionen aus Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen (gemessen als Masse an  $\text{CO}_2$ -Äquivalent pro Biomasse-Brennstoff-Energieeinheit). „Kulturflächen“ <sup>(2)</sup> und „Dauerkulturen“ <sup>(3)</sup> sind als eine einzige Landnutzungsart zu betrachten.

$CS_R$  = der mit der Referenzlandnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Die Landnutzung der Bezugsflächen ist die Landnutzung im Januar 2008 oder 20 Jahre vor der Gewinnung des Rohstoffs, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist.

$CS_A$  = der mit der tatsächlichen Landnutzung verbundene Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit (gemessen als Masse (Tonnen) an Kohlenstoff pro Flächeneinheit einschließlich Boden und Vegetation). Wenn sich der Kohlenstoffbestand über mehr als ein Jahr akkumuliert, gilt als  $CS_A$ -Wert der geschätzte Kohlenstoffbestand pro Flächeneinheit nach 20 Jahren oder zum Zeitpunkt der Reife der Pflanzen, je nachdem, welcher Zeitpunkt der frühere ist.

P = Pflanzenproduktivität (gemessen als Energie des Biomasse-Brennstoffs pro Flächeneinheit und Jahr).

$e_B$  = Bonus von 29  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$  Biokraftstoff oder flüssiger Biobrennstoff, wenn die Biomasse unter den in Nummer 8 aufgestellten Bedingungen auf wiederhergestellten degradierten Flächen gewonnen wird.

8. Der Bonus von 29  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$  wird gewährt, wenn der Nachweis erbracht wird, dass die betreffende Fläche

a) im Januar 2008 nicht landwirtschaftlich oder zu einem anderen Zweck genutzt wurde und

b) aus stark degradierten Flächen einschließlich früherer landwirtschaftlicher Nutzflächen besteht.

Der Bonus von 29  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$  gilt für einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Umwandlung der Fläche in eine landwirtschaftliche Nutzfläche, sofern ein kontinuierlicher Anstieg des Kohlenstoffbestands und ein nennenswerter Rückgang der Erosion auf unter Buchstabe b fallenden Flächen gewährleistet werden.

9. „Stark degradierte Flächen“ sind Flächen, die während eines längeren Zeitraums entweder in hohem Maße versalzt wurden oder die einen besonders niedrigen Gehalt an organischen Stoffen aufweisen und stark erodiert sind.

10. Entsprechend Anhang V Teil C Nummer 10 dieser Richtlinie dienen die Leitlinien für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands nach dem Beschluss 2010/335/EU der Kommission <sup>(4)</sup>, die auf der Basis von Band 4 der IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare aus dem Jahr 2006 sowie im Einklang mit den Verordnungen (EU) Nr. 525/2013 und (EU) 2018/841 erstellt werden, als Grundlage für die Berechnung des Bodenkohlenstoffbestands.

<sup>(1)</sup> Bei einem solchen Nachweis kann es sich um Messungen des Kohlenstoffs im Boden handeln, beispielsweise in Form einer ersten Messung vor dem Anbau und anschließender regelmäßiger Messungen im Abstand von mehreren Jahren. In diesem Fall würde für den Anstieg des Bodenkohlenstoffs, solange der zweite Messwert noch nicht vorliegt, anhand repräsentativer Versuche oder Bodenmodelle ein Schätzwert ermittelt. Ab der zweiten Messung würden die Messwerte als Grundlage dienen, um zu ermitteln, ob und in welchem Maß der Bodenkohlenstoff steigt.

<sup>(2)</sup> Der durch Division des Molekulargewichts von  $\text{CO}_2$  (44,010 g/mol) durch das Molekulargewicht von Kohlenstoff (12,011 g/mol) gewonnene Quotient ist gleich 3,664.

<sup>(3)</sup> Kulturflächen im Sinne der Definition des IPCC.

<sup>(4)</sup> Dauerkulturen sind definiert als mehrjährige Kulturpflanzen, deren Stiel normalerweise nicht jährlich geerntet wird (z. B. Niederwald mit Kurzumtrieb und Ölpalmen).

<sup>(5)</sup> Beschluss 2010/335/EU der Kommission vom 10. Juni 2010 über Leitlinien für die Berechnung des Kohlenstoffbestands im Boden für die Zwecke des Anhangs V der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 151 vom 17.6.2010, S. 19).

11. Die Emissionen bei der Verarbeitung ( $e_v$ ) schließen die Emissionen bei der Verarbeitung selbst, aus Abfällen und Leckagen sowie bei der Produktion der zur Verarbeitung verwendeten Chemikalien oder sonstigen Produkte ein, einschließlich der  $\text{CO}_2$ -Emissionen, die dem Kohlenstoffgehalt fossiler Inputs entsprechen, unabhängig davon, ob sie bei dem Prozess tatsächlich verbrannt werden.

Bei der Berücksichtigung des Verbrauchs an nicht in der Anlage zur Produktion fester oder gasförmiger Biomasse-Brennstoffe produzierter Elektrizität wird angenommen, dass die Treibhausgasemissionsintensität bei der Produktion und Verteilung dieser Elektrizität der durchschnittlichen Emissionsintensität bei der Produktion und Verteilung von Elektrizität in einer bestimmten Region entspricht. Abweichend von dieser Regel gilt: Die Produzenten können für die von einer einzelnen Elektrizitätserzeugungsanlage produzierte Elektrizität einen Durchschnittswert verwenden, falls diese Anlage nicht an das Elektrizitätsnetz angeschlossen ist.

Die Emissionen bei der Verarbeitung schließen gegebenenfalls Emissionen bei der Trocknung von Zwischenprodukten und -materialien ein.

12. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb ( $e_v$ ) schließen die beim Transport von Rohstoffen und Halbfertigprodukten sowie bei der Lagerung und dem Vertrieb von Fertigprodukten anfallenden Emissionen ein. Die Emissionen beim Transport und Vertrieb, die unter Nummer 5 berücksichtigt werden, fallen nicht unter diese Nummer.
13. Die  $\text{CO}_2$ -Emissionen bei der Nutzung des Brennstoffs ( $e_n$ ) werden für Biomasse-Brennstoffe mit null angesetzt. Die Emissionen von anderen Treibhausgasen als  $\text{CO}_2$  ( $\text{CH}_4$  und  $\text{N}_2\text{O}$ ) bei der Nutzung von Biokraftstoffen werden in den  $e_n$ -Faktor einbezogen.
14. Die Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von  $\text{CO}_2$  ( $e_{\text{ccs}}$ ), die nicht bereits in  $e_p$  berücksichtigt wurde, wird auf die durch Abscheidung und Speicherung von emittiertem  $\text{CO}_2$  vermiedenen Emissionen begrenzt, die unmittelbar mit der Gewinnung, dem Transport, der Verarbeitung und dem Vertrieb von Biomasse-Brennstoff verbunden sind, sofern die Speicherung im Einklang mit der Richtlinie 2009/31/EG über die geologische Speicherung von Kohlendioxid erfolgt.
15. Die Emissionseinsparung durch  $\text{CO}_2$ -Abscheidung und -ersetzung ( $e_{\text{ccr}}$ ) steht in unmittelbarer Verbindung mit der Produktion des Biomasse-Brennstoffs, dem sie zugeordnet wird, und wird begrenzt auf die durch Abscheidung von  $\text{CO}_2$  vermiedenen Emissionen, wobei der Kohlenstoff aus Biomasse stammt und bei der Produktion von Handelsprodukten und bei Dienstleistungen anstelle des  $\text{CO}_2$  fossilen Ursprungs verwendet wird.
16. Erzeugt eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die Wärme und/oder Elektrizität für ein Verfahren zur Produktion von Biomasse-Brennstoff liefert, für das Emissionen berechnet werden, überschüssige Elektrizität und/oder Nutzwärme, so werden die Treibhausgasemissionen entsprechend der Temperatur der Wärme (die deren Nutzen widerspiegelt) auf die Elektrizität und die Nutzwärme aufgeteilt. Der Nutzanteil der Wärme ergibt sich durch Multiplikation ihres Energiegehalts mit dem Carnot'schen Wirkungsgrad  $C_h$ , der wie folgt berechnet wird:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

Dabei sind:

$T_h$  = Temperatur, gemessen als absolute Temperatur (Kelvin) der Nutzwärme am Lieferort

$T_0$  = Umgebungstemperatur, festgelegt auf 273,15 Kelvin (0 °C)

Wenn die überschüssige Wärme zur Beheizung von Gebäuden ausgeführt wird, kann  $C_h$  für eine Temperatur unter 150 °C (423,15 Kelvin) alternativ wie folgt definiert werden:

$$C_h = \text{Carnot'scher Wirkungsgrad für Wärme bei } 150 \text{ °C (423,15 Kelvin)} = 0,3546$$

Für die Zwecke dieser Berechnung ist der tatsächliche Wirkungsgrad zu verwenden, der als jährlich produzierte mechanische Energie, Elektrizität bzw. Wärme dividiert durch die jährlich eingesetzte Energie definiert wird.

Für die Zwecke dieser Berechnung bezeichnet der Begriff

- „Kraft-Wärme-Kopplung“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;
- „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kältebedarfs erzeugte Wärme;
- „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kälteleistung nicht überschreitet und der sonst zu Marktbedingungen gedeckt würde.

17. Werden bei einem Verfahren zur Produktion von Biomasse-Brennstoff neben dem Brennstoff, für den die Emissionen berechnet werden, weitere Produkte („Nebenprodukte“) hergestellt, so werden die anfallenden Treibhausgasemissionen zwischen dem Brennstoff oder dessen Zwischenprodukt und den Nebenprodukten nach Maßgabe ihres Energiegehalts (der bei anderen Nebenprodukten als Elektrizität und Wärme durch den unteren Heizwert bestimmt wird) aufgeteilt. Die Treibhausgasintensität überschüssiger Nutzwärme und Elektrizität entspricht der Treibhausgasintensität der für ein Verfahren zur Produktion von Biomasse-Brennstoff gelieferten Wärme oder Elektrizität; sie wird durch Berechnung der Treibhausgasintensität aller Inputs in die Kraft-Wärme-Kopplungs-, konventionelle oder sonstige Anlage, die Wärme oder Elektrizität für ein Verfahren zur Produktion von Biomasse-Brennstoff liefert, und der Emissionen der betreffenden Anlage, einschließlich der Rohstoffe sowie  $\text{CH}_4$ - und  $\text{N}_2\text{O}$ -Emissionen, bestimmt. Im Falle der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt die Berechnung entsprechend Nummer 16.
18. Für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 sind die aufzuteilenden Emissionen  $e_{\text{cc}}$  +  $e_l$  +  $e_{\text{cca}}$  + die Anteile von  $e_p$ ,  $e_{\text{dp}}$ ,  $e_{\text{ccs}}$  und  $e_{\text{ccr}}$ , die bis einschließlich zu dem Verfahrensschritt anfallen, bei dem ein Nebenprodukt produziert wird. Wurden in einem früheren Verfahrensschritt Emissionen Nebenprodukten zugewiesen, so wird für diese Zwecke anstelle der Gesamtemissionen der Bruchteil dieser Emissionen verwendet, der im letzten Verfahrensschritt dem Zwischenprodukt zugeordnet wird.

Im Falle von Biogas und Biomethan werden sämtliche Nebenprodukte, die nicht unter Nummer 7 fallen, für die Zwecke der Berechnung berücksichtigt. Abfällen und Reststoffen werden keine Emissionen zugeordnet. Für die Zwecke der Berechnung wird der Energiegehalt von Nebenprodukten mit negativem Energiegehalt mit null angesetzt.

Die Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von Abfällen und Reststoffen, einschließlich Baumspitzen und Ästen, Stroh, Hülsen, Maiskolben und Nussschalen, sowie Reststoffen aus der Verarbeitung einschließlich Rohglycerin (nicht raffiniertes Glycerin) und Bagasse werden bis zur Sammlung dieser Materialien mit null angesetzt, unabhängig davon, ob sie vor der Umwandlung ins Endprodukt zu Zwischenprodukten verarbeitet werden.

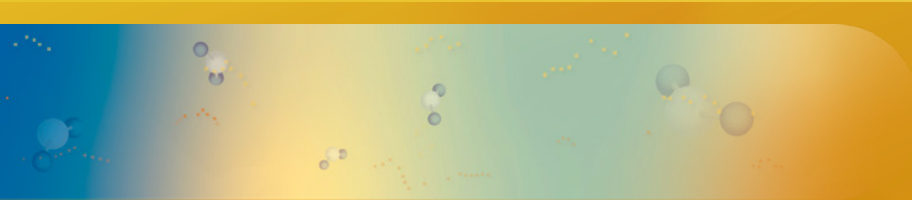
Bei Biomasse-Brennstoffen, die in anderen Raffinerien als einer Kombination von Verarbeitungsbetrieben mit konventionellen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die dem Verarbeitungsbetrieb Wärme und/oder Elektrizität liefern, produziert werden, ist die Analyseeinheit für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 17 die Raffinerie.

19. Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Elektrizitätsproduktion verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe  $\text{EC}_{\text{F(El)}}$  183  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$  Elektrizität oder, für Gebiete in äußerster Randlage, 212  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$  Elektrizität.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Nutzwärmeherstellung sowie zur Wärme- und/oder Kälteherstellung verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe  $\text{EC}_{\text{F(W)}}$  80  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$  Wärme.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Nutzwärmeherstellung verwendet werden, bei der eine direkte physische Substitution von Kohle nachgewiesen werden kann, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe  $\text{EC}_{\text{F(B)}}$  124  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$  Wärme.

Bei Biomasse-Brennstoffen, die als Kraftstoffe für den Verkehr verwendet werden, ist für die Zwecke der Berechnung nach Nummer 3 der Komparator für Fossilbrennstoffe  $\text{E}_{\text{F(0)}}$  94  $\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$ .



[www.energetische-biomassenutzung.de](http://www.energetische-biomassenutzung.de)

ISSN (online) 2701-2719

ISBN 978-3-946629-58-0

DOI: 10.48480/ddpt-ys74

© 2021

Förderung



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

Projekträger



Begleitvorhaben

