bioenergie.fnr.de

LEITFADEN
FESTE BIOBRENNSTOFFE

LEITFADEN

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FNR
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

IMPRESSUM

Der „Leitfaden Feste Biobrennstoffe“ wurde als Neubearbeitung und Aktualisierung des „Leitfadens Bioenergie“ aus dem Jahr 2005 im Rahmen eines FNR-Projektes erstellt.

Projektträger
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), Förderkennzeichen (FKZ) **22002410**

Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Projektnehmer
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Abteilung Systemanalyse und Erneuerbare Energien – SEE, Dr. Ludger Eltrop, Universität Stuttgart, Heßbrühlstraße 49 a, 70569 Stuttgart, www.ier.uni-stuttgart.de

Projektpartner
Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK), Abteilung Dezentrale Energieumwandlung, Dipl.-Ing. Norman Poboss, Univ.-Prof. Dr. rer. techn. Günter Scheffknecht, Universität Stuttgart, Pfaffenwaldring 23, www.ifk.uni-stuttgart.de
Dr. Hans Hartmann, Technologie- und Förderzentrum (TFZ) im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe, Schulgasse 18, 94315 Straubing, www.tfz.bayern.de
FICHTNER GmbH & Co. KG, Abteilung Erneuerbare Energien und Umwelt, Sarweystraße 3, 70191 Stuttgart, www.fichtner.de

Herausgeber
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), OT Gülzow, Hofplatz 1, 18276 Gülzow-Prüzen
Tel.: 03843/6930-0, Fax: 03843/6930-102, info@fnr.de, www.fnr.de

Autoren der Ausgabe 2014
Kapitel 1, 4, 5 und 6: Dr. sc. agr. Ludger Eltrop, Dr. sc. agr. Marlies Härdtlein, Dr.-Ing. Till Jenssen[1], Dipl.-Ing. Martin Henßler, Dr.-Ing. Christoph Kruck, Dr.-Ing. Enver Doruk Özdemir[2] – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Abteilung Systemanalyse und Erneuerbare Energien (SEE); [1] jetzt Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart; [2] jetzt Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Fahrzeugkonzepte, Stuttgart
Kapitel 2: Dr. sc. agr. Hans Hartmann – Technologie- und Förderzentrum (TFZ) im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe
Kapitel 3: Dipl.-Ing. Norman Poboss, Univ.-Prof. Dr. rer. techn. Günter Scheffknecht – Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (IFK), Universität Stuttgart. Die Verantwortung für den Inhalt liegt allein bei den Autoren.
Autoren der Erstfassung und früherer Aktualisierungen finden Sie im Anhang.

Redaktion
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), Abteilung Öffentlichkeitsarbeit

Bilder
Titel: Fotolia, FNR/Dr. Hansen, BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH & Co. KG. Sofern nicht am Bild vermerkt: FNR

Gestaltung/Realisierung
www.tangram.de, Rostock

Druck
www.druckerei-weidner.de, Rostock

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestell-Nr. 189
4., vollständig überarbeitete Auflage, Mai 2014

Alle Rechte vorbehalten.
Kein Teil dieses Werkes darf ohne schriftliche Einwilligung des Herausgebers in irgendeiner Form reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt, verbreitet oder archiviert werden.

ISBN 9783000153891

LEITFADEN
FESTE BIOBRENNSTOFFE

Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich

VORWORT

Feste Biobrennstoffe sind der bedeutendste regenerative Energieträger im Bereich der erneuerbaren Wärme und ein wichtiger und ausbaufähiger Energieträger für den Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Neben Holz zur energetischen Nutzung aus seinen verschiedenen Herkünften, wie u. a. Gebrauchtholz, Wald- und Industrierestholz sowie Holz aus Landschaftspflege und Kurzumtriebsplantagen, haben als feste Biobrennstoffe auch diverse Nebenprodukte und Reststoffe der Ernte und Aufbereitung landwirtschaftlicher Erzeugnisse und speziell angebaute Energiepflanzen hohe Relevanz und bedeutende Potenziale.

Im Rahmen der Energiewende verfolgt die Bundesregierung ambitionierte Ziele zur Effizienzsteigerung und Energieverbrauchsreduzierung bei Strom, Wärme und Mobilität und zur Umstellung der Energiewirtschaft auf vorwiegend erneuerbare Energieträger. Dabei wird auch eine Steigerung des Anteils von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der Stromerzeugung angestrebt und durch gesetzliche Rahmensetzung begünstigt. Der Einsatz fester Biobrennstoffe ist hierbei in besonderer Weise geeignet, die Ansprüche an Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit zu erfüllen.

Der vorliegende Leitfaden informiert über Eigenschaften und Erzeugung bzw. Bereitstellung der verschiedenen festen Biobrennstoffe. Bewährte wie auch innovative Anlagentechnik zur Wärmeerzeugung sowie zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung in mittleren und größeren Anlagen wird ausführlich erläutert und durch technische Daten unterlegt. Der Leitfaden erörtert die aktuellen Rahmenbedingungen u. a. zum Genehmigungsrecht und gibt Hinweise zur Gestaltung von Wärme- und Brennstofflieferverträgen. Umfangreiche Kapitel widmen sich Fragen zur Wirtschaftlichkeit von Biomasseanlagen und Aspekten der Projektplanung und -durchführung. Der Leitfaden wird durch eine online unter http://mediathek.fnr.de/leitfaden-bioenergie verfügbare Datensammlung ergänzt.

Möge Ihnen dieser Leitfaden bei der Planung und Umsetzung von Biomasseprojekten eine wertvolle Hilfe sein.

Dr.-Ing. Andreas Schütte
Geschäftsführer Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)

INHALT

1	**Einführung**	**6**
1.1	Ausgangslage	6
1.1.1	Bioenergie und feste Biobrennstoffe in Deutschland	6
1.1.2	Biogene Festbrennstoffe	8
1.1.3	Potenziale und Nutzung biogener Festbrennstoffe in Deutschland	8
1.1.4	Marktentwicklung Biomasseheizkraftwerke	9
1.1.5	Marktentwicklung thermochemische Vergasung von Biomasse	11
1.1.6	Zukünftige Herausforderungen für eine nachhaltige energetische Nutzung fester Biobrennstoffe	12
1.2	Zielsetzung und Zielgruppe	12
1.3	Aufbau und Gliederung des Leitfadens feste Biobrennstoffe	13
1.4	Die Datensammlung	15
1.5	Literaturverzeichnis	15
2	**Produktion, Bereitstellung und Eigenschaften biogener Festbrennstoffe**	**17**
2.1	Anfall und Produktion holzartiger Biomasse	18
2.1.1	Waldrestholz	18
2.1.2	Be- und Verarbeitungsresthölzer	20
2.1.3	Altholz	20
2.1.4	Holz aus Kurzumtriebsplantagen	21
2.2	Ernte und Bergung holzartiger Biomasse	23
2.2.1	Waldrestholz	23
2.2.2	Pflegeholz	24
2.2.3	Ernte von Kurzumtriebsplantagen	25
2.3	Anfall und Produktion halmgutartiger Biomasse	26
2.3.1	Halmgutnebenprodukte, -rückstände und -abfälle	26
2.3.2	Miscanthus (Chinaschilf)	28
2.4	Ernte und Bergung halmgutartiger Biomasse	29
2.4.1	Häckselgut	29
2.4.2	Ballen	31
2.4.3	Presslinge	32
2.5	Nachernteverfahren für Holz und Halmgut	32
2.5.1	Transport	32
2.5.2	Aufbereitung	33
2.5.3	Lagerung	40
2.5.4	Trocknung	43
2.6	Brennstoffeigenschaften und -qualität	44
2.6.1	Elementarzusammensetzung	45
2.6.2	Weitere Brennstoffeigenschaften und ihre Bedeutung	47
2.6.3	Physikalisch-mechanische Eigenschaften	49
2.6.4	Energiemengenabschätzung	50
2.7	Literaturverzeichnis	52

3	**Anlagentechnik zur Energiebereitstellung**	**55**
3.1	Technische Randbedingungen und Entwicklungsstand	55
3.1.1	Brennstoffeigenschaften	55
3.1.2	Merkmale zur Art der Energieabnahme	57
3.1.3	Stand der Technik zur Energiebereitstellung	58
3.2	Verbrennungskonzepte	59
3.2.1	Physikalisch-chemische Grundlagen zur Verbrennung	59
3.2.2	Brennstoffvorbereitung und -lagerung, Lagerein- und -austragesysteme	63
3.2.3	Feuerungssysteme	69
3.2.4	Kessel und Wärmeübertrager	76
3.2.5	Techniken zur ausschließlichen Stromerzeugung	79
3.2.6	Kraft-Wärme-Kopplung bei Feuerungsanlagen	81
3.2.7	Techniken der Wärmeverteilung	83
3.2.8	Möglichkeiten zur Emissionsminderung und Abgasreinigung	88
3.2.9	Aschezusammensetzung und Ascheverwertung	95
3.3	Vergasungskonzepte	99
3.3.1	Physikalisch-chemische Grundlagen der Vergasung	99
3.3.2	Brennstoffvorbereitung und -lagerung, Lagerein- und -austragesysteme	102
3.3.3	Vergasungsreaktoren	102
3.3.4	Gasreinigung	107
3.3.5	Produktgasnutzung	110
3.4	Elektro- und Leittechnik	112
3.5	Aufstellung von Bioenergieanlagen, erforderliche Gebäude, Platzbedarf und Brandschutz	115
3.6	Literaturverzeichnis	118
4	**Rechtliche Rahmenbedingungen**	**123**
4.1	Überblick über die für Bioenergievorhaben relevanten Regelwerke	123
4.2	Genehmigungsrecht	124
4.2.1	Verfahren für nach BImSchG nicht genehmigungspflichtige Anlagen	124
4.2.2	Immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren	125
4.2.3	Zusammenfassende Übersicht über die Vorschriften nach BImSchG und die Emissionsgrenzwerte	128
4.2.4	Weitere relevante Regelwerke	128
4.3	Förderungsrecht	131
4.3.1	Erneuerbare-Energien-Gesetz	131
4.3.2	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz	132
4.4	Brennstoff- und Wärmelieferverträge	133
4.4.1	Brennstofflieferverträg	133
4.4.2	Wärmeliefervertrag	134
4.5	Literaturverzeichnis	136

5	**Kosten und Wirtschaftlichkeit**	**139**
5.1	Investitionskosten von Bioenergieanlagen	139
5.1.1	Bautechnik der Energieerzeugung	140
5.1.2	Maschinentechnik der Energieerzeugung	140
5.1.3	Elektro- und Leittechnik der Energieerzeugung	143
5.1.4	Wärmeverteilung	143
5.1.5	Sonstige Anschaffungsausgaben	143
5.2	Betriebskosten von Bioenergieanlagen	145
5.2.1	Kosten für Wartung und Instandhaltung	145
5.2.2	Personalkosten	145
5.2.3	Kosten für Betriebsmittel und Ascheentsorgung	145
5.2.4	Kosten für Steuern und Versicherungen	145
5.3	Brennstoffkosten (frei Anlage)	146
5.3.1	Datenbasis und Grundannahmen	146
5.3.2	Bereitstellungskosten für Waldhackschnitzel	148
5.3.3	Bereitstellungskosten für Holz aus Kurzumtriebsplantagen	152
5.3.4	Bereitstellungskosten für Getreidestroh	156
5.3.5	Bereitstellungskosten für Miscanthus	158
5.3.6	Bereitstellungskosten für Landschaftspflegematerial	161
5.3.7	Vergleich der Bereitstellungskosten verschiedener biogener Festbrennstoffe	163
5.4	Entwicklung der Brennstoffpreise seit 2001	163
5.5	Einnahmen des laufenden Betriebes und Förderungen	164
5.6	Ermittlung der Energieerzeugungskosten anhand von Beispielen	165
5.7	Literaturverzeichnis	167
6	**Projektentwicklung und -realisierung**	**172**
6.1	Organisation des Projektablaufs und Querschnittsaufgaben	173
6.1.1	Projektmanagement	173
6.1.2	Finanzierung und Förderung	174
6.1.3	Öffentlichkeitsarbeit	176
6.1.4	Betreibermodelle und Rechtsformen	176
6.1.5	Qualitätsmanagementsystem für Holzheizwerke	177
6.2	Projektskizze und Machbarkeitsstudie	178
6.2.1	Analyse technischer Aspekte	178
6.2.2	Analyse wirtschaftlicher Aspekte	187
6.2.3	Analyse nicht technischer/ökonomischer Aspekte	193
6.2.4	Bewertung und Empfehlung	194
6.3	Vor-, Entwurfs- und Ausführungsplanung	197
6.4	Genehmigungsverfahren	197
6.5	Ausschreibungsphase	200
6.6	Lieferung, Montage, Schulung, Inbetriebnahme, Probebetrieb, Abnahme	201
6.7	Anlagenbetrieb	203
6.8	Literaturverzeichnis	204
	Anhang	**208**

1 EINFÜHRUNG

Holz ist ein klassischer und seit Jahrhunderten genutzter fester Brennstoff aus Biomasse. Auch heute noch liegt der Schwerpunkt der energetischen Nutzung von Biomasse auf diesem Biobrennstoff. Es haben sich aber in den letzten Jahren in diesem Bereich erhebliche und neue Entwicklungen ergeben. Es sind nicht nur andere Formen fester Biobrennstoffe hinzugekommen, beispielsweise Stroh, Heu oder Landschaftspflegematerial, es wurden auch die Techniken zur Nutzung fester Biobrennstoffe erheblich erweitert bzw. verbessert. So wurde der Beitrag regenerativer Biobrennstoffe für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland deutlich ausgebaut und die Nachhaltigkeit der Biobrennstoffnutzung erhöht.

Dieser Entwicklung will der vorliegende „Leitfaden feste Biobrennstoffe“, der die Aktualisierung und Neubearbeitung des früheren „Leitfadens Bioenergie“ darstellt, Rechnung tragen, indem er die wichtigsten Technologien und Verfahren auf dem gegenwärtigen Stand der Technik darstellt und in Form von Orientierungswissen einordnet. Damit soll ein in den letzten Jahren sehr erfolgreiches Werk neu aufgelegt und aktualisiert werden, um die in einer „Reifephase“ befindliche energetische Nutzung von Biomasse zu begleiten und eine gute Projektentwicklung sicherzustellen.

Der „Leitfaden feste Biobrennstoffe“ ordnet sich dabei in die Leitfadenfamilie der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe ein, die entsprechende Werke auch für andere Nutzungsformen der Bioenergie bereitstellt. Dabei wurde der vorliegende „Leitfaden feste Biobrennstoffe“, der sich vorrangig mit mittleren bis großen Anlagen (> 100 kW) befasst, einerseits erweitert und andererseits entschlackt, um den Umfang der Darstellungen nicht zu groß werden zu lassen. Wesentliche Teile, die auch für andere energetische Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse relevant sind, wurden in den neu geschaffenen „Dachleitfaden“ ausgegliedert bzw. neu gefasst. Dieser Dachleitfaden soll zukünftig die allgemeingültigen Informationen, insbesondere zu Potenzialen, Nachhaltigkeitsaspekten und der Projektentwicklung der Bioenergienutzung in Deutschland, zusammenfassend darstellen. Wer sich also einen umfassenden Blick auf die Bioenergienutzung in Deutschland verschaffen möchte, sollte zunächst den Dachleitfaden als übergeordnetes Werk lesen, um sich danach mithilfe der einzelnen Leitfäden über bestimmte Technologiegruppen zu informieren.

1.1 Ausgangslage

1.1.1 Bioenergie und feste Biobrennstoffe in Deutschland

Die Bioenergie ist in Deutschland in den letzten Jahren zu einer wichtigen Säule der regenerativen Energieversorgung geworden. Die Bedingungen für die Entwicklung von Bioenergieprojekten haben sich nach unzähligen Erfahrungen und Projekten in den letzten zehn Jahren grundlegend gewandelt. Die Bioenergie ist zu einer etablierten Energieform im Mix der verschiedenen Energieträger geworden. Dabei ist auch ein Markt für Biobrennstoffe und für Bioenergietechnologien entstanden, der eine Fülle verschiedenster Optionen für Technologien und Bereitstellungspfade für Brennstoffe aus Biomasse bereithält.

Unter den erneuerbaren Energien hat in Deutschland die Bioenergie den größten Anteil. Bei einem Endenergieverbrauch 2013 von 9.300 PJ (Primärenergieverbrauch 13.908 PJ) und einem Gesamtanteil der erneuerbaren Energien daran von 12,3 % (1.145 PJ) liegt der Anteil der Bioenergie bei insgesamt 710 PJ und rd. 8 % (BMMi, 2014). Dabei ist der Anteil an der Wärmebereitstellung mit 117 von insgesamt 133 TWh (88 %) deutlich größer als bei der Stromerzeugung (48 von 153 TWh, entspricht 31 %). Bei der Bereitstellung regenerativer Kraftstoffe trägt die Biomasse mit 33 TWh 100 % der Energieträger Biodiesel, Pflanzenöl und Bioethanol (alle Zahlen aus /BMWi 2014/). Bei der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland trägt die energetische Biomassenutzung 2013 bei der Stromerzeugung mit 27 Mio. t, bei der Wärmeerzeugung 33 Mio. t und bei den Kraftstoffen mit 5 Mio. t bei /BMWi 2014/. Damit macht die Bioenergie bei einer Gesamtminderung von rd. 147 Mio. t fast die Hälfte (44 %) aus. Darüber hinaus trägt die energetische Biomassenutzung zur Stärkung der Land- und Forstwirtschaft sowie des ländlichen Raumes bei. Hier werden erhebliche Wertschöpfungspotenziale mobilisiert und zumeist regional genutzt.

In den vergangenen Jahren wurden in Deutschland verstärkt Projekte zur Nutzung fester Biomasse umgesetzt. Dies hat vereinzelt zu Befürchtungen geführt, dass die Bioenergienutzung bereits das Maß einer nachhaltigen Nutzung überschritten hat.

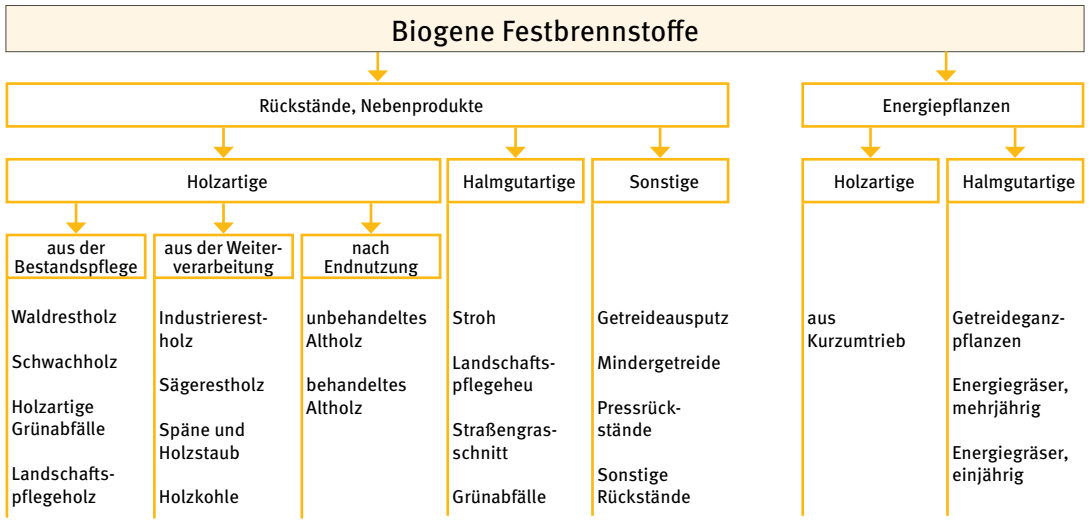
Tatsächlich haben jedoch bis zur zweiten Bundeswaldinventur (BWI) im Jahr 2003 die Holzvorräte im Wald zugenommen. Die Waldfläche nahm um ca. 3.500 Hektar je Jahr zu, der Holzvorrat stieg um 417 Mio. Festmeter /BMELV 2004/. Gegenwärtig (2014) wird die dritte Bundeswaldinventur durchgeführt. Die Inventurstudie 2008 zur Vorbereitung der BWI3 hat ergeben, dass auch in der Berichtsperiode bis 2008 der Kohlenstoffvorrat um 4,7 Mio. t jährlich anstieg und der Holzvorrat seit der BWI2 im Jahr 2002 um 2 % zugenommen hat /AFZ 2009/. Das belegt, dass die Wälder in Deutschland auch in den letzten Jahren trotz einer verstärkten Holznutzung eine wichtige Kohlenstoffsenke geblieben sind. Die modellgestützten Projektionen zeigen aber auch, dass zukünftig mit abnehmenden Holzvorräten zu rechnen ist und somit eine weitere Zunahme der Nutzung des Waldes für Biobrennstoffe sehr umsichtig angegangen werden muss /AFZ 2009/.

Aufgrund der vergleichsweise großen verfügbaren Potenziale können biogene Festbrennstoffe jedoch auch gegenwärtig weiter genutzt werden. Dabei sollte einer Reststoff- und Kaskadennutzung, das heißt einer gestuften Nutzung im Sinne einer Kombination von stofflichen und energetischen Nutzungsformen, verstärkt Aufmerksamkeit gewidmet werden. Die begrenzte Verfügbarkeit freier Brennstoffpotenziale lässt bei nachhaltiger Nutzung jedoch mittelfristig Einschränkungen für den heimischen Markt erwarten. Verstärkt werden daher auch neue Potenziale auf internationalen Märkten gesucht und mobilisiert. Ein wesentlicher Faktor zur Streckung der Potenziale ist die weitere Steigerung der Gesamteffizienz der Technologien zur Nutzung fester Biomasse. Hierzu zählt insbesondere auch die Wärmenutzung bei Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung. Hier sind noch nicht alle Potenziale ausgeschöpft, sondern müssen weiter mobilisiert werden.

Die Steigerung der Bioenergienutzung in den letzten Jahren wurde gestützt durch ein breites Angebot an Förderinstrumenten, vom Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) über das Marktanreizprogramm (MAP) bis hin zu spezifischen Fördermitteln der EU, des Bundes, der Länder und der Kommunen. Darüber hinaus existiert ein vielfältiges Angebot an Informationsmaterialien und Beratungsmöglichkeiten – dazu haben auch die ersten zwei Auflagen des „Leitfadens Bioenergie“ beigetragen. Die Fördermöglichkeiten unterliegen einem konstanten Wandel, insbesondere zur Anpassung an die jeweiligen Marktbedingungen und deren Veränderungen. Der vorliegende Leitfaden kann daher nur die Grundsätze der Förderung darstellen, er bietet aber keine rechtsverbindliche Information über die Art und Höhe der jeweiligen Förderung.

Die Organisation, die Errichtung sowie der Betrieb einer Energieanlage zur Nutzung biogener Festbrennstoffe sind aus energie- und umweltpolitischer Sicht sinnvolle und lohnenswerte, teils aber auch mit besonderen Herausforderungen behaftete Aufgaben. Die vorliegende Neubearbeitung des bisherigen „Leitfadens Bioenergie“ und Neuausrichtung auf einen „Leitfaden feste Biobrennstoffe“ für mittlere bis große Anlagen möchte deshalb eine aktuelle und fundierte Übersicht über die relevanten Informationen zur Nutzung fester Bioenergieträger bieten und damit die Entwicklung guter und erfolgreicher Bioenergie-Projekte weiter unterstützen.

FORMEN BIOGENER FESTBRENNSTOFFE



Quelle: /FNR 2005/, verändert

Abb. 1.1: Formen biogener Festbrennstoffe in Deutschland

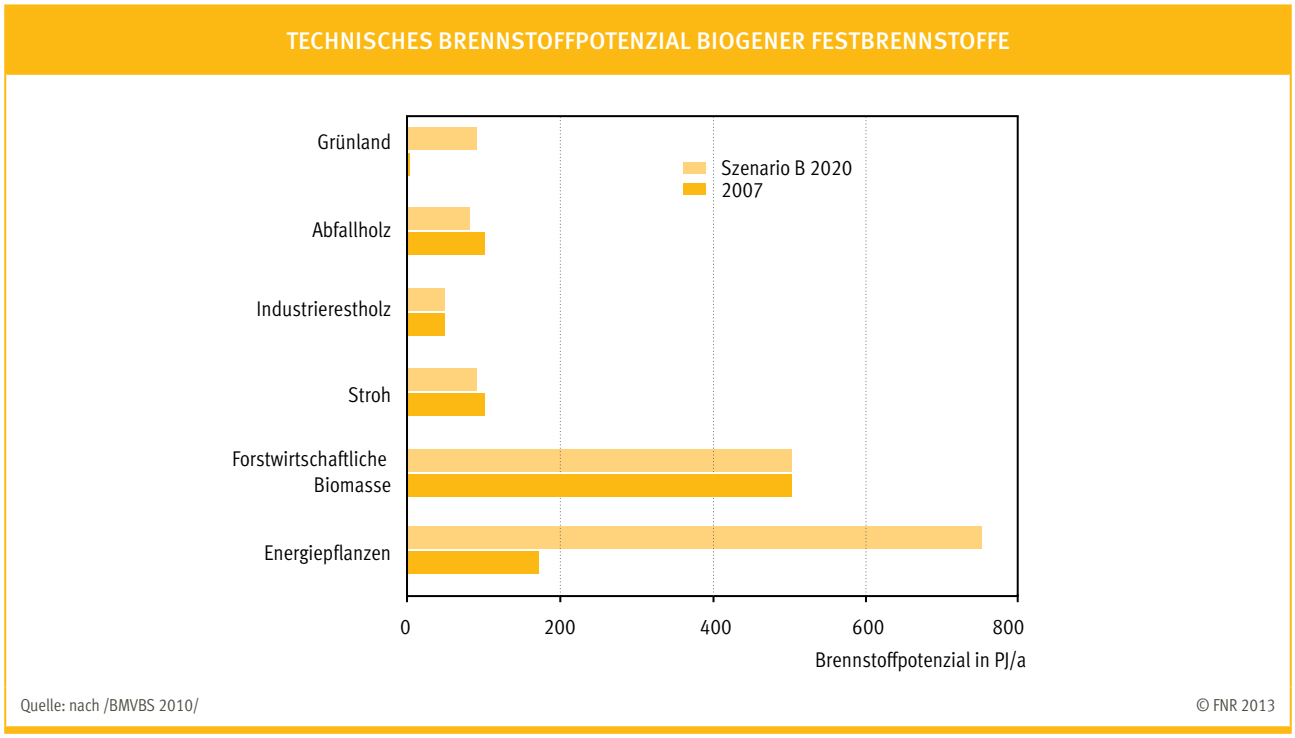


Abb. 1.2: Technisches Brennstoffpotenzial biogener Festbrennstoffe in Deutschland für 2007 und für das Szenario B 2020

1.1.2 Biogene Festbrennstoffe

Unter den zur energetischen Nutzung eingesetzten Biomassen machen biogene Festbrennstoffe den bedeutendsten Anteil aus. Festbrennstoffe aus Biomasse, insbesondere Holz, ersetzen heute im Energiesystem einen bedeutenden Anteil der eingesetzten fossilen Brennstoffe und tragen dadurch zur Reduktion energiebedingter Klimagas-Emissionen bei.

Biogene Festbrennstoffe sind Brennstoffe aus Biomasse, die zum Zeitpunkt ihrer energetischen Nutzung in fester Form vorliegen. Demnach zählen z. B. Waldrestholz, Rapsstroh, Heu oder auch Holzkohle zu den biogenen Festbrennstoffen. Die verfügbaren und technisch nutzbaren biogenen Festbrennstoffe unterteilen sich in Rückstände bzw. Nebenprodukte und in speziell angebaute Energiepflanzen. Entsprechend den unterschiedlichen Eigenschaften wird zwischen halmgutartigen, holzartigen und sonstigen Brennstoffen unterschieden. In Abbildung 1.1 ist eine Systematik biogener Festbrennstoffe dargestellt.

Energetisch nutzbare Rückstände bzw. Nebenprodukte fallen beispielsweise bei der land- und forstwirtschaftlichen Pflanzenproduktion an (Waldrestholz, Schwachholz, Stroh). Ebenso kommen erhebliche Mengen an Reststoffen und Nebenprodukten aus der industriellen Biomassenutzung, insbesondere der Holzverarbeitung und Bauindustrie (Industrierestholz, Bau- und Altholz), die teilweise auch unter „Abfall“ zusammengefasst werden. Sonstige feste Bioenergieträger umfassen z. B. Getreideausputz oder Pressrückstände, die für eine Energiegewinnung unter bestimmten Umständen verfügbar gemacht werden können, mengenmäßig aber keine große Rolle spielen. Entsprechend groß ist auch die Bandbreite der nutzbaren Energiepflanzen, von Holz aus Kurzumtriebsplantagen bis zu halmgutartigen Biobrennstoffen, z. B. mehrjährigen Gräsern wie Miscanthus.

1.1.3 Potenziale und Nutzung biogener Festbrennstoffe in Deutschland

Die Potenziale für biogene Festbrennstoffe sind für die nationale Ebene in Deutschland vielfach erhoben worden. Dennoch ist es notwendig, diese Potenzialangaben kritisch zu analysieren und insbesondere für die örtliche oder regionale Ebene und mit Bezug auf die Anforderungen an eine nachhaltige Nutzung jeweils neu zu erheben.

Das Gesamtenergiepotenzial von Biomasse für Deutschland liegt in der Größenordnung von 1.210 bis 1.700 PJ /BMELV 2011/. Das technische Brennstoffpotenzial biogener Festbrennstoffe in Deutschland liegt bei etwa 1.000 PJ/a. Es setzt sich u. a. zusammen aus ca. 511 PJ an holzartigen Brennstoffen aus der Wald- bzw. Forstwirtschaft, ca. 110 PJ an Holznebenprodukten aus der Holzverarbeitung, ca. 58 PJ an Abfallholz, ca. 110 PJ für Stroh und noch etwa 180 PJ an festen Brennstoffen aus der landwirtschaftlichen Produktion und Energiepflanzen, z. B. Kurzumtriebsplantagen /BMVBS 2010 Bd. 7/. Diese Potenzialangaben unterscheiden sich je nach Quelle erheblich in ihren Werten und ihrer Zuverlässigkeit. Da diese Angaben im Hinblick auf die technischen Umsetzbarkeit erstellt wurden, können sie sich im Lauf der Zeit mit dem technischen Fortschritt erhöhen. So ermittelt das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) unter verschiedenen Annahmen eine Steigerung des Gesamtenergiepotenzials bis 2020 auf 1.500 und 1.800 PJ und einen Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland von 16–20 %, an der Wärmeerzeugung von 22–26 % und am Treibstoffverbrauch von 6–8 %.

Der im Jahr 2012 von der Akademie der Wissenschaften Leopoldina veröffentlichte Bericht „Bioenergie: Möglichkeiten und Grenzen“ /Leopoldina 2012/ kommt in einer überschlägigen Betrachtung der Nutzung und Ernte von Biomasse in Deutsch-

land zu dem Schluss, dass die Bioenergie nur einen einstelligen Prozentanteil des Primärenergiebedarfs befriedigen kann. Danach werden vom insgesamt geernteten Holz in der Größenordnung von 500–600 PJ ca. 40 % direkt energetisch genutzt, die verbleibenden 60 % erst in der Nutzungsfolge ggf. auch einer energetischen Nutzung zugeführt. Von der landwirtschaftlichen Produktion sehen die Autoren weniger als 10 % bzw. 200 PJ in einer energetischen Nutzung und auch eine Strohnutzung mit einer Menge von unter 100 PJ sei noch nicht nachhaltig. Damit kommt die Leopoldina zu einer wesentlich pessimistischeren Einschätzung der Bioenergie-Potenziale als andere Autoren.

Abbildung 1.2 zeigt die Energiepotenziale für verschiedene Fraktionen fester Biobrennstoffe im Vergleich.

Ein großer Teil des Potenzials fester Biobrennstoffe in Deutschland wird bereits genutzt. 2011 wurden etwa 7,8 Mio. t_{atro} feste Biobrennstoffe in den Biomasse(heiz)kraftwerken genutzt, die in Deutschland in Betrieb sind /DBFZ 2011b/. Aus biogenen Festbrennstoffen wurden etwa 11,3 TWh Strom und 93 TWh Wärme erzeugt /BMU 2012/. Dies sind etwa 1,9 % beim Endenergieverbrauch für Strom und 7 % beim Endenergieverbrauch für Wärme. Vorwiegend wird dabei Holz, insbesondere Waldholz, eingesetzt. Rund 55 % der Anlagen setzen naturbelassenes Holz ein, 13 % verwenden Altholzsortimente der Klassen AI und AII. 20 % der Anlagen setzen auch gemischte Sortimente, also naturbelassenes Holz und Altholz, ein (alle Zahlen aus /DBFZ 2011b/).

1.1.4 Marktentwicklung Biomasseheizkraftwerke

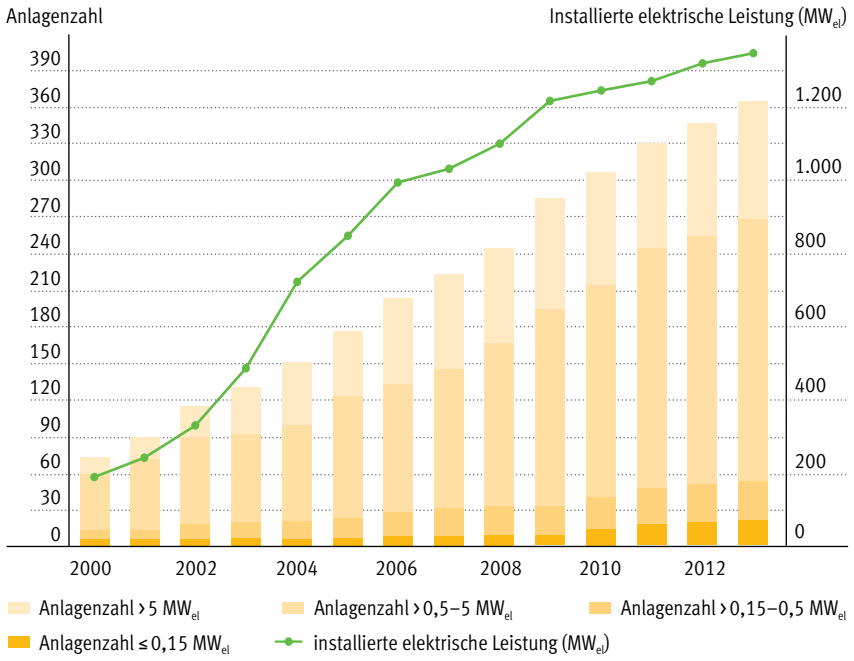
Die Marktentwicklung der Biomasseheizkraftwerke war seit Einführung des EEG im Jahr 2000 bis 2011 äußerst dynamisch. Sie hat sich 2012 und 2013 verlangsamt. Während der Zubau in den ersten Jahren mit Heizkraftwerken für vorwiegend Altholz und mit Leistungen von oft zwischen 10 und 20 MW_{el} erfolgte, wurden in den letzten Jahren eher kleinere Biomasseheizkraftwerke zur Verwertung von Hackgut aus Waldrestholz und Landschaftspflegeholz errichtet.

Der aktuelle Anlagenbestand der für eine Vergütung nach EEG in Frage kommenden Anlagen zur Nutzung fester Biomasse (ohne Vergaser-BHKW-Anlagen) beträgt zum Jahresende 2013 372 Biomasseheizkraftwerke. Bis Ende 2013 war eine elektrische Nennleistung von ca. 1.354 MW_{el} installiert /DBFZ 2014b/. Die Zahl der Biomasseheizkraftwerke erhöhte sich mithilfe des EEG von 2000 bis 2013 auf das 10-Fache und die Leistung auf mehr als das 9-Fache. Hinzu kommen Holzvergaser-BHKW-Anlagen, die seit 2011 merklich zunehmend in den Markt eingeführt werden und denen nachfolgend ein gesondertes Kapitel gewidmet ist.

Der Anlagenbestand an Biomasseheizkraftwerken ist gegenwärtig durch 104 Anlagen (28 % des Anlagenbestandes) mit Leistungen größer als 5 MW_{el} charakterisiert. 215 Anlagen (58 % des Anlagenbestandes) haben Leistungen im Bereich von 0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el}. Biomasseheizkraftwerke kleiner 0,5 MW_{el}. haben einen Marktanteil von unter 15 % (siehe Abb. 1.3).

Die Marktentwicklung für feste Biobrennstoffe und die Anpassung der Rahmenbedingungen, insbesondere im EEG, haben zuletzt den Anlagenzubau im mittleren Leistungsbereich

ANLAGENBESTAND UND INSTALLIERTE ELEKTRISCHE LEISTUNG VON BIOMASSE(HEIZ)KRAFTWERKEN



Quelle: /DBFZ 2014b/

© FNR 2014

Abb. 1.3: Anlagenbestand und installierte elektrische Leistung der in Betrieb befindlichen Biomasse(heiz)kraftwerke (Stand Ende 2013, ohne Vergasungsanlagen, Papier-/Zellstoffindustrie und Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW_{el})

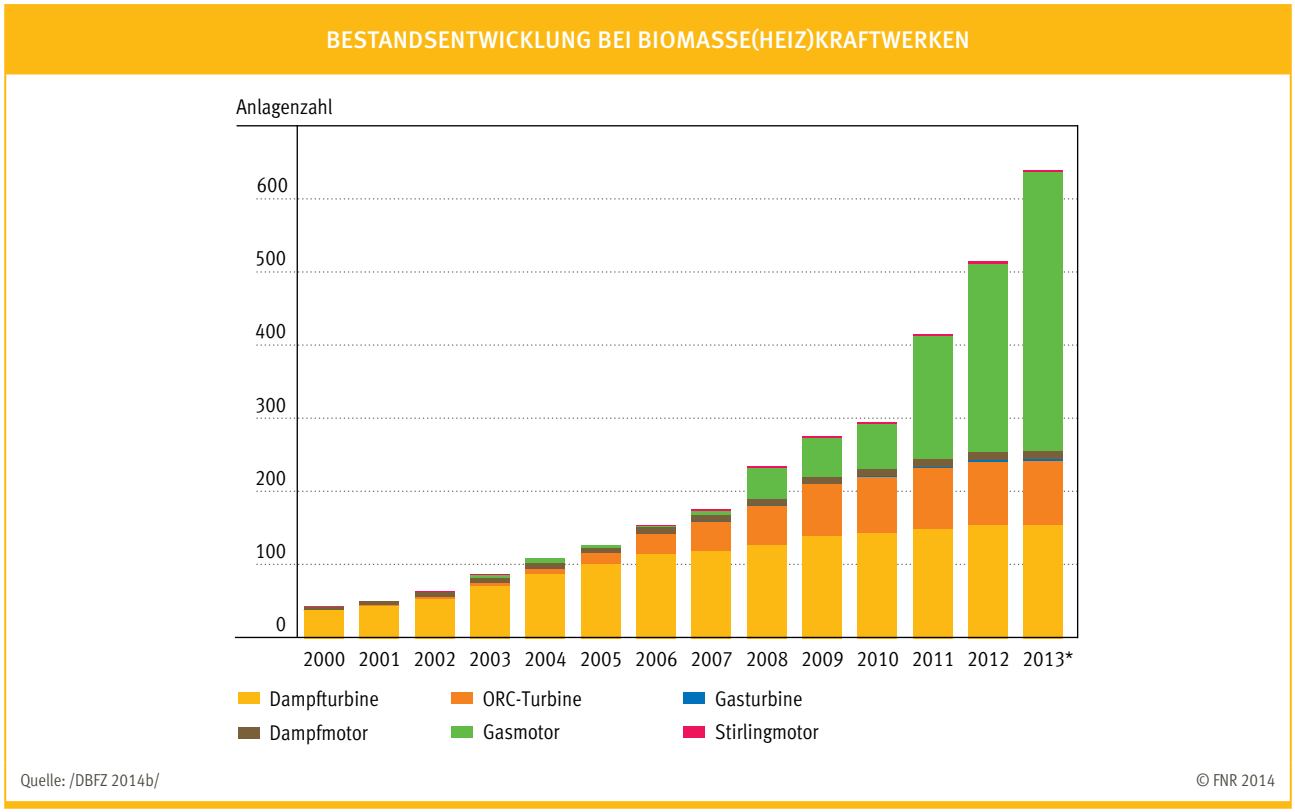


Abb. 1.4: Bestandsentwicklung bei Biomasse(heiz)kraftwerken nach eingesetzten Technologien (Werte für 2013 vorläufig)*

von 0,5 bis 5 MW_{el} und dabei Anlagen mit umfassender Wärmenutzung begünstigt.

Als Konversionstechnologie für die Stromerzeugung aus Biomasse kommen bei Leistungen größer 2 MW_{el} vorwiegend Dampfturbinen zum Einsatz, diese haben auch den größten Anteil in Hinblick auf die installierte elektrische Leistung und bezüglich der Strombereitstellung aus festen Biobrennstoffen. Biomasse(heiz)kraftwerke mit Dampfturbinen sind im in einem Leistungsbereich von 0,5 MW_{el} bis 20 MW_{el} vorzufinden, in Einzelfällen auch darüber hinaus. Dampfturbinen kommen dabei in Verbindung mit Wirbelschichtkesseln oder Rostfeuerungen zum Einsatz. Die elektrischen Brutto-Wirkungsgrade dieser Anlagen liegen in Abhängigkeit von der Leistung und der Wärmeauskopplung zwischen ca. 10 bis 40 %. Anlagen mit einen Wirkungsgrad von mehr als 35 % verfügen über keine beziehungsweise eine nur sehr geringe Wärmeauskopplung. Im Leistungsbereich 0,15 MW_{el} bis 2 MW_{el} hat sich die ORC-Technik etabliert und wachsende Marktbedeutung erlangt. Der elektrische Brutto-Wirkungsgrad dieser Anlagen liegt zwar nur bei rund 15 %, bei umfassender Wärmenutzung bzw. wärmegeführtem Betrieb erreichen sie aber vergleichsweise hohe Gesamtnutzungsgrade.

Die Anlagenbestandsentwicklung bei der Stromerzeugung aus Biomasse, ausgewiesen gemäß den für die Stromerzeugung eingesetzten Konversionstechnologien, ist in Abbildung 1.4 dargestellt. Dampfmotoren und Stirlingmotoren, die vorwiegend im Leistungsbereich kleiner 0,5 bzw. kleiner 0,15 MW_{el} Anwendung finden, haben bisher nur eine begrenzte Marktbedeutung für die Stromerzeugung aus festen Biobrennstoffen erreicht. Bemerkenswert ist für diesen Leistungsbereich aktuell der Zuwachs an Gasmotor-Generator-Systemen in Verbindung mit Holzvergaseranlagen.

Die stromerzeugenden Biomasseanlagen und auch die mit der höchsten durchschnittliche Leistung werden in den waldreichen Flächenländern Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen betrieben.

Als Gesamtbeitrag für die Brutto-Stromerzeugung in Biomasseheizkraftwerken (einschließlich Holzvergaseranlagen, dem nicht nach EEG vergüteten Anteil der Stromerzeugung sowie dem Mitverbrennungsanteil von Biomasse in Heizkraftwerken der Papier- und Zellstoffindustrie) werden für das Jahr 2013 rund 10 TWh_{el} ausgewiesen. Eine EEG-Vergütung wurde dabei für rund 9,2 TWh_{el} Strom gewährt. In den Jahren 2011 bis 2013 wechselten zahlreiche Biomasseheizkraftwerke in die Direktvermarktung, sodass 2013 ca. 75 % der installierten Leistung nach dem Marktprämienmodell des EEG vergütet wurden /DBFZ 2014a/.

Auf Grundlage von durchschnittlichen Volllaststunden für die Wärmeerzeugung der ausschließlich mit festen Biobrennstoffen betriebenen und nach EEG vergüteten Biomasseheizkraftwerke und Holzvergaseranlagen wird die Nutzwärmeerzeugung im Jahr 2013 auf rd. 17,6 TWh geschätzt /DBFZ 2014a/.

1.1.5 Marktentwicklung thermochemische Vergasung von Biomasse

Die Technologie zur thermochemischen Umwandlung und Nutzung von Biomasse hat in den zurückliegenden drei Jahren bei mehreren Entwicklern bzw. Herstellern von Biomasse-Vergaser-BHKW-Anlagen erhebliche Entwicklungsfortschritte gemacht. Erste Anlagentypen haben die Marktreife erreicht und Hersteller die Serienproduktion aufgenommen. Für die Jahre 2011 bis 2013 ist daher eine deutliche Steigerung der Anzahl an installierten Anlagen zur Nutzung von Biomasse in Vergaser-BHKW-Anlagen zu erkennen (siehe Abbildung 1.5).

Das DBFZ hat die Entwicklung der Vergaseranlagen im Rahmen des Monitorings zur Stromerzeugung aus Biomasse verfolgt und dokumentiert /DBFZ 2011b/, /DBFZ 2013/, /DBFZ 2014/. Danach sind bis zum Jahr 2013 insgesamt 384 Anlagen mit einer Gesamtleistung von rd. 45 MW_{el} in Betrieb. Allein in 2013 wurden dabei gemäß DBFZ-Datenbank weitere 125 Holzvergasungsanlagen mit einer kumulierten elektrischen Leistung von rund 13 MW_{el} zugebaut. Die Holzgas-BHKW-Anlagen werden überwiegend als EEG-Anlagen betrieben. Die überwiegende Zahl dieser Anlagen hat elektrische Leistungen kleiner 150 kW, ⅓ der 2013 in Betrieb befindlichen Anlagen liegt im Leistungsbereich 150 kW_{el} bis 500 kW_{el} und nur wenige Anlagen haben eine Leistung von über 500 kW_{el}. Im kleinen Leistungsbereich kommen zumeist absteigende Gleichstromvergaser zum Einsatz, die Nutzung des Gases erfolgt in Gas-Otto-Motoren. Bei höheren Leistungen kommen neben Gleichstromvergasern auch Wirbelschichtvergaser und gestufte bzw. Doppelfeuerungsvergaser zum Einsatz.

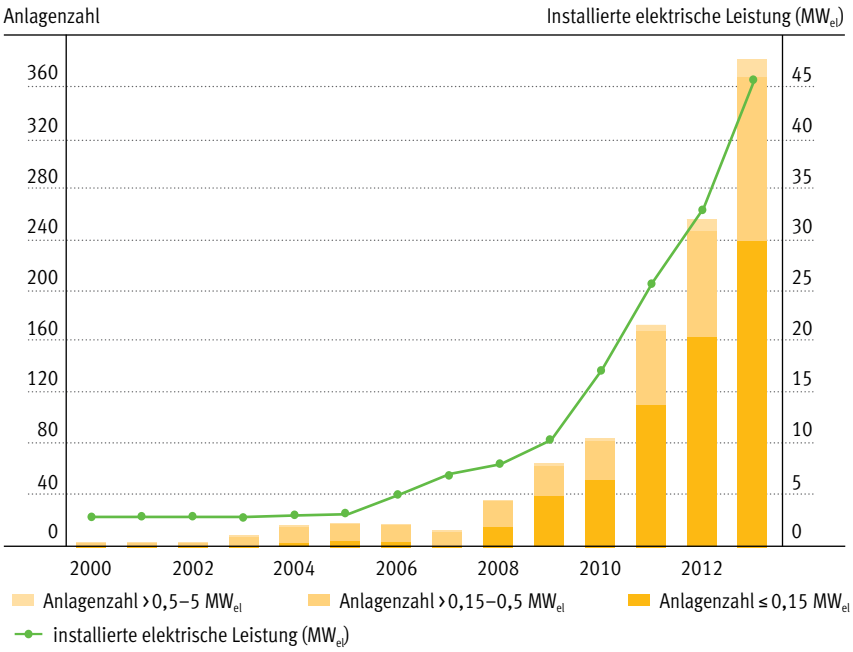
Die meisten Hersteller haben ihre Anlagen auf den Brennstoff Holzhackschnitzel ausgelegt, ein Hersteller vertreibt Vergaser-BHKW für den Einsatz von Holzpellets. Der Einsatz anderer Biobrennstoffe in Vergaseranlagen ist in der Entwicklung.

Die in Einsatz befindlichen Vergaser-BHKW-Anlagen werden zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung meist wärmegeführt betrieben. Zum Einsatz kommen die Anlagen überwiegend in landwirtschaftlichen und in holzverarbeitenden Betrieben aber auch an Nahwärmenetzen in Bioenergiedörfern und bei Stadtwerken.

Während der Markt vor 2011 durch große Unsicherheiten geprägt war und etliche der errichteten Anlagen, da technisch und/oder wirtschaftlich nicht erfolgreich, wieder stillgelegt wurden, scheinen wesentliche bisherige technische Hemmnisse nun vielfach überwunden zu sein. Viele Anlagentypen sind auch heute noch Einzelanlagen. Nur wenige Hersteller, vorwiegend für Anlagen im kleinen Leistungsbereich, bieten inzwischen standardisierte, in Serienproduktion gefertigte Anlagen an. Der sichere und zuverlässige Betrieb der Anlagen ist mit einer guten Schulung sicherzustellen. Oft sind für einen zuverlässigen Betrieb auch spezielle Anforderungen an die Hackschnitzelqualität (u. a. hinsichtlich Größenklasse, Feinanteil und Wassergehalt) zu erfüllen. Die Anlagenkosten sind noch relativ hoch und werden voraussichtlich erst bei umfangreicherer Serienproduktion deutlicher sinken können.

Weitere Detailinformationen zur Entwicklung der Nutzung fester Biomasse sind den regelmäßig erscheinenden Berichten zum Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse /DBFZ 2013/ zu entnehmen.

BESTANDSENTWICKLUNG VON THERMOCHEMISCHEN VERGASUNGSANLAGEN



Quelle: /DBFZ 2014b/

© FNR 2014

Abb. 1.5: Entwicklung der installierten elektrischen Leistung und des Anlagenbestandes nach Größenklassen von thermochemischen Vergasungsanlagen (2000 bis 2013)

1.1.6 Zukünftige Herausforderungen für eine nachhaltige energetische Nutzung fester Biobrennstoffe

Es gibt im Bereich der festen Biobrennstoffe Potenziale, die energetisch nur wenig genutzt werden. Dies trifft für Stroh bzw. Energiepflanzen als biogene Festbrennstoffe zu, für die es bisher u. a. aufgrund technischer Schwierigkeiten bzw. hoher Produktionskosten kaum Vermarktungsmöglichkeiten gibt. Gegenwärtig ist eine Anlage in Deutschland bekannt (BEKW Bioenergiekraftwerk Emsland in Emlichheim), die Stroh als Brennstoff kommerziell nutzt und als wärmegeführtes Kraftwerk 49,8 MW Wärme auskoppelt. Bisher wird das Strohpotenzial aufgrund der schwierigen Brennstoffeigenschaften und der kaum verbreiteten Anlagentechnik wenig genutzt.

Wald(rest)holz wird hingegen in großem Maße zur Deckung des in Deutschland gegebenen Verbrauchs an festen Bioenergieträgern eingesetzt. Industrierestholz wird fast vollständig als Energieträger genutzt – häufig in den Betrieben selbst oder in der unmittelbaren Umgebung. Die Fraktion der „sonstigen holzartigen Biomasse“ wird als teils schwieriger Brennstoff weiterhin zu nur geringen Teilen, das in Deutschland anfallende Altholz aber zu rund 90 % energetisch genutzt. Für die kommenden Jahre ist mit einer weiteren, im Vergleich zu den letzten Jahren aber eher geringeren Steigerung der Nutzung von biogenen Festbrennstoffen zu rechnen. Diese Entwicklung hängt auch mit der Kostensteigerung bei Brennstoffen und der weiteren Abnahme der freien, nicht genutzten Potenziale zusammen.

Für die weitere Entwicklung der energetischen Nutzung von festen Biobrennstoffen wird es wichtig sein, dafür zu sorgen, dass die Nachhaltigkeit der Nutzung von Biomasse erhöht und die Akzeptanz der Bioenergie erhalten wird, sodass vielversprechende Projekte auch erfolgreich realisiert werden können. Dabei sind u. a. diese Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Wirtschaftlichkeit von mit fester Biomasse betriebenen Feuerungsanlagen muss sichergestellt werden. Die größere Anzahl von Projekten führt zwar zu sinkenden Investitionskosten, diese werden aber durch steigende Preise bei der Brennstoffbereitstellung wieder aufgewogen. Die Realisierung einer wirtschaftlichen Wärme- bzw. Strom- und Wärmeerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen ist daher trotz vielfältiger Fördermöglichkeiten weiterhin eine Herausforderung. Sie ist weitgehend abhängig von einer effizienten Gesamtenergienutzung und besonders von einer guten Wärmenutzung und Integration in das lokale Energiesystem.
- Eine ausreichende Menge geeigneter und preisgünstiger Brennstoffe muss gesichert sein. Dies ist entscheidend für jedes Projekt zur energetischen Nutzung biogener Festbrennstoffe. Die früher angestrebten langfristig verlässlichen Vertragsvereinbarungen mit Brennstoffversorgern sind in weiten Bereichen nicht mehr durchsetzbar. Für Biobrennstoffe und Anlagen bzw. Technologien hat sich ein Markt herausgebildet, in dem ein Anlagenbetreiber auch kurzfristig seinen Brennstoffbedarf zu entsprechenden Konditionen decken kann. Die Bedingungen des Marktes wie auch die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs können sich aber kurzfristig ändern.
- Auch im Bereich der technischen Anlagen hat sich in der Vergangenheit bereits ein Markt für gängige Produkte im Serienmaßstab entwickelt. Diese Entwicklung wird voraussichtlich weiter voranschreiten und es ermöglichen, auch größere Projekte mit standardisierten Techniken zu versehen und so die Kostenentwicklung im Griff zu behalten.
- Für kleinere Anlagen kann eine lokale Brennstoffversorgung weiter wichtig sein. Hierfür ist dann ggf. auch wieder eine gut und effizient organisierte Logistik für die Brennstoffbereitstellung sicherzustellen. Dies schließt alle mit der Verfügbarmachung der biogenen Festbrennstoffe zusammenhängenden Verfahrensschritte wie Anbau, Ernte oder Bergung, Lagerung, Transport und Anlieferung frei Konversionsanlage ein.
- Es besteht weiterhin ein Bedarf an verlässlichen und guten Informationen und Beratungsmöglichkeiten. Informationsdefizite können insbesondere durch eine bedarfsorientierte erste Projektbeurteilung behoben werden. Kenntnisse der sich häufig verändernden Rahmenbedingungen in der Land- und Forstwirtschaft und der Energietechnik und Energiewirtschaft sind notwendig, um ein Projekt zur energetischen Nutzung biogener Festbrennstoffe erfolgreich durchzuführen.

1.2 Zielsetzung und Zielgruppe

Vor diesem Hintergrund will die vorliegende, vollständig überarbeitete und aktualisierte Fassung des bisherigen „Leitfadens Bioenergie“ unter dem neuen Titel „Leitfaden feste Biobrennstoffe“ aktuelles Orientierungswissen zur effizienten energetischen Nutzung fester Biobrennstoffe aufbereiten und bereitstellen. Damit sollen weiter bestehende Informationslücken geschlossen und potenzielle Anlagenbetreiber und mögliche Beteiligte und Interessenten unterstützt und durch die Planung, Entwicklung und Umsetzung eines Bioenergieprojektes geleitet werden.

Der „Leitfaden feste Biobrennstoffe“ widmet sich dem Segment der festen Biobrennstoffe in mittleren und größeren Anlagen. Er soll deren Betreiber

- **informieren** und alle notwendigen Informationen zu Grundlagen, Abläufen und Technologien aktuell und verlässlich bereitstellen. Dadurch entfällt die Informationsbeschaffung bei vielen verschiedenen Informationsquellen.
- **motivieren**, die energetische Nutzung von biogenen Festbrennstoffen zu prüfen und Bioenergieprojekte in Angriff zu nehmen.
- **in die Lage versetzen**, eine Projektidee zu prüfen und mithilfe einer gut organisierten, übersichtlichen Darstellung vielversprechende Standorte auf ihre Tauglichkeit für die Aufstellung einer Anlage zu überprüfen und dadurch eine Aussage zu erarbeiten, für welche Option eine detaillierte Planung sinnvoll ist.
- **unterstützen**, Projektideen zu entwickeln, und ihnen nach erfolgreicher Feststellung der Machbarkeit dabei helfen, eine Projektidee in die Praxis umzusetzen und die Anlage in Betrieb zu nehmen.

Der Leitfaden möchte dazu beitragen, ein stärkeres Bewusstsein für die Notwendigkeit einer zukunftsorientierten und nachhaltigen Energie- und Umweltpolitik in Deutschland zu schaffen. Er zeigt auf, wie eine stärkere Nutzung biogener Festbrennstoffe auf der Basis der vorhandenen Potenziale und verfügbaren Technologien möglich ist. Dabei soll der Leitfaden dem motivierten Leser die nötigen technischen und nicht technischen Details von Technologien zur energetischen Nutzung fester Biobrennstoffe im mittleren und größeren Anlagensegment nahebringen und ihn durch die Phasen der Planung und Realisierung eines Projektes möglichst umfassend unterstützen. Dabei werden nicht nur technisch-planerische Aspekte, sondern auch rechtliche, wirtschaftliche und organisatorische Gesichtspunkte berücksichtigt.

Im Rahmen des Leitfadens werden die wesentlichen Informationen kompakt und themenspezifisch aufbereitet, um dem Leser die zeitaufwendige Informationsbeschaffung abzunehmen. Der Umfang der Informationen wurde dabei begrenzt, da ein Leitfaden nur die wesentlichen Optionen und Möglichkeiten betrachten soll und Spezialfälle keine Berücksichtigung finden können. Das Einholen von Spezialinformationen kann daher zusätzlich notwendig sein. Der Leitfaden gibt aber Hinweise, wo diese Informationen zu erhalten sind.

Der Leitfaden richtet sich grundsätzlich an alle Personen und Einrichtungen, die Interesse an der energetischen Nutzung biogener Festbrennstoffe haben oder von einem Projekt zur energetischen Nutzung fester Biobrennstoffe in irgendeiner Form betroffen sind. Der Leitfaden wendet sich insbesondere an Personen oder Einrichtungen, die ein Projekt zur energetischen Nutzung von biogenen Festbrennstoffen umsetzen wollen bzw. an einer Realisierung beteiligt sind, z. B. als Projektentwickler, Brennstofflieferant, Finanzierer oder Planer.

Die Ausführungen zielen im Wesentlichen auf die Nutzung biogener Festbrennstoffe im Segment der mittleren und größeren Anlagen > 100 kW. Neu hinzugekommen ist seit der letzten Ausgabe die Beschreibung von Biomassevergasungsanlagen, die nach Jahren der Forschungs- und Entwicklungsbemühungen nun stärker in den Fokus von Anlagenbetreibern kommen bzw. gekommen sind. Ergänzt wird der Ansatz des Leitfadens durch das unter der gleichen Trägerschaft erschienene „Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen“ /FNR 2013/, das sich speziell mit den Bedürfnissen der privaten und kleingewerblichen Nutzer auseinandersetzt und den Anwendungsbereich der Anlagen < 100 kW abdeckt. Dadurch ist mit beiden Werken der gesamte Bereich der energetischen Nutzung fester Biomasse aktuell und umfassend dokumentiert.

Diese Leitfäden werden ergänzt durch den „Dachleitfaden Bioenergie“, der neu erarbeitet wurde und die Grundlagen der Bereitstellung und Nutzung von Biomasse für alle Segmente, die festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträger, zusammenfassend aufbereitet, sich insbesondere aber auch mit der Entwicklung von Bioenergieprojekten befasst. Hier ist auch eine Reihe von Informationen aus der früheren Fassung des „Leitfadens Bioenergie“ eingeflossen, soweit sie allgemeiner Natur und nicht spezifisch für feste Bioenergieträger waren.

1.3 Aufbau und Gliederung des Leitfadens feste Biobrennstoffe

Beim vorliegenden „Leitfaden feste Biobrennstoffe“ mussten hinsichtlich der betrachteten Biomassen und Technologien Abgrenzungen vorgenommen und Rahmenbedingungen festgelegt werden. Nicht alle Themen können in derselben Detailtiefe berücksichtigt werden. Der Leitfaden konzentriert sich auf die Darstellung und Analyse von eingeführten oder zumindest kurz vor der Markteinführung stehenden Technologien.

Berücksichtigte Brennstoffe:

- Hinsichtlich der betrachteten Brennstoffe werden vorwiegend **naturbelassene biogene Festbrennstoffe** aus der Forst- oder Landwirtschaft, der Landschaftspflege und aus der Industrie berücksichtigt. Abfälle werden nicht einbezogen.
- Stückholz wird nicht berücksichtigt, da es aufgrund unzureichender Automatisierung im Leistungsbereich > 100 kW nicht in Betracht kommt.
- Energiepellets werden nur am Rande behandelt, da sie allgemein kleineren Anlagen vorbehalten sind. Hierzu sind weitere Ausführungen im Handbuch Kleinanlagen zu finden. Hingegen wird kurz auf sogenannte Industriepellets, die im größeren Anlagenbereich genutzt werden können, eingegangen.
- Die energetische Nutzung von behandeltem und kontaminiertem Rest- und Altholz der Klassen A III und A IV wird nicht detailliert betrachtet, da es nur in Verbrennungsanlagen nach der 17. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (17. BImSchV) eingesetzt werden darf. Wo es erforderlich erscheint, wird auf die spezifischen Gegebenheiten für die Nutzung dieser Brennstoffkategorie eingegangen. Da die verfügbaren Potenziale an Altholz zudem in den derzeit betriebenen Anlagen fast vollständig genutzt werden, ist eine weitere Betrachtung derartiger Anlagen ohnehin nur von untergeordneter energiewirtschaftlicher Bedeutung.

Berücksichtigte Technologien

- Der Leitfaden konzentriert sich auf die Technologien zur thermischen und thermochemischen Nutzung fester Biomasse. Der Schwerpunkt liegt auf der Wärmeerzeugung und der kombinierten Wärme- und Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung. Die ausschließliche Erzeugung von Strom im Kondensationsbetrieb wird nicht explizit betrachtet.
- Wegen des zunehmenden Interesses werden die thermochemischen Verfahren zur Veredelung bzw. Umwandlung von Biomasse in Sekundärenergie, also die Erzeugung von Brenn- oder Synthesegasen („Vergasungstechnologie“) in diesem Leitfaden erstmals detaillierter betrachtet. Trotz weiter bestehender technischer Unzulänglichkeiten, hoher Kosten und geringer Marktdurchdringung wächst das Interesse für diese Technologie. Diesem Interesse soll in der Neuauflage Rechnung getragen werden.
- Die energetische Nutzung von Ölen, Alkoholen und Gasen aus Biomasse, die mithilfe verschiedener thermochemischer, physikalisch-chemischer und/oder biochemischer Umwandlungsverfahren hergestellt werden können, bleibt unberücksichtigt. Planung, Bau und Betrieb derartiger Anlagen

ist tendenziell eher Spezialanbietern zuzuordnen und spielt energiewirtschaftlich in dem hier betrachteten Segment eine nur untergeordnete Rolle.

- Es werden besonders Anlagen ab etwa 100 kW bis ca. 80 MW Feuerungswärmeleistung betrachtet. Die obere Grenze ergibt sich aus der Beschränkung, die das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vorgibt. Da hier weiterhin Anlagen bis maximal 20 MW elektrische Leistung (ca. 60 bis 80 MW Feuerungswärmeleistung) berücksichtigt werden, ist die Nachfrage nach größeren Anlagen am Markt entsprechend gering.
- Aus den gleichen Gründen wird auch die Mitverbrennung von Biomasse in mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerken nicht einbezogen. Dieses Verfahren wird im Ausland ggf. eingesetzt, ist für Deutschland jedoch nicht relevant.
- Der Bereich der Energieversorgung für einzelne Haushalte ist ebenfalls von der Betrachtung im vorliegenden Leitfaden ausgenommen. In diesem Leistungsbereich unter 100 kW existieren Systemlösungen am Markt. Hierfür kann auch das Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen /FNR 2013/ herangezogen werden. Einen Überblick über die Abdeckung der verschiedenen Biomassesegmente in den Leitfäden bietet auch der neue „Dachleitfaden Bioenergie“ /FNR 2014/.

Gliederung

Die genannten Ziele werden in den einzelnen Kapiteln des Leitfadens umgesetzt. Der Aufbau und die Gliederung orientieren sich daran.

Kapitel 1 gibt eine Einführung und einen kurzen Überblick über die Notwendigkeit und Zielsetzung des neuen „Leitfadens feste Biobrennstoffe“. Hier werden auch der Aufbau und die Gliederung beschrieben.

Kapitel 2 gibt Basisinformationen zur Produktion und Bereitstellung und zu den Techniken der Umwandlung und Konditionierung biogener Festbrennstoffe. Hier werden natur-, agrar- und ingenieurwissenschaftliche Zusammenhänge zu den Eigenschaften, der Verfügbarkeit und den möglichen Versorgungswegen von Biobrennstoffen und zum Stand der Anlagentechnik aufgezeigt.

Kapitel 3 gibt Basisinformationen zu den technischen Eigenschaften der Anlagentechnologien zur Nutzung der Biobrennstoffe für die Erzeugung von Strom und Wärme. Hier werden die Grundlagen der thermischen und thermochemischen Umwandlung und Nutzung der Brennstoffe erläutert. Dabei werden möglichst alle Aspekte, von den technischen Rahmenbedingungen über die Anlagentechnik bis zum Platzbedarf, berücksichtigt.

Kapitel 4 erläutert die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb und die Förderung von Anlagen zur Nutzung fester Biobrennstoffe. Planung, Errichtung und Betrieb von Anlagen zur energetischen Nutzung biogener Festbrennstoffe unterliegen einer Fülle von rechtlichen und gesetzlichen Rahmenbedingungen, die den Erfolg der Projekte maßgeblich beeinflussen. Hier wird auch die Förderung bzw. das Förderrecht wie das EEG berücksichtigt sowie die aktuelle Gesetzeslage des Jahres 2012. Soweit möglich sind die aktuell bekannten Änderungen eingearbeitet. Da sich der Rechtsrahmen jedoch weiterhin durch eine aktuelle Gesetzgebung verändern kann, wird empfohlen, zusätzlich aktuelle Informationen aus einschlägigen Quellen heranzuziehen. Eine Gewähr für die Richtigkeit der Angaben wird grundsätzlich nicht übernommen.

Kapitel 5 geht schließlich auf die Themen Kosten und Wirtschaftlichkeit ein. Hier werden sowohl die Bereitstellung der Brennstoffe als auch der Bau und Betrieb der Anlagen abgedeckt.

Kapitel 6 fasst die Aspekte der Projektentwicklung und -realisierung, die für Projekte zur Nutzung fester Biobrennstoffe relevant sind, zusammen. Dieses Kapitel berücksichtigt dabei vorwiegend Aspekte, die für die festen Biobrennstoffe spezifisch sind. Im Dachleitfaden Bioenergie sind weitere Hinweise zu Bedingungen und zur Vorgehensweise beim Projektmanagement aufgeführt, die auch für das hier abgedeckte Segment relevant sein können.

1.4 Die Datensammlung

Als Ergänzung zu dem hier vorliegenden „Leitfaden feste Biobrennstoffe“ wird eine „Datensammlung Bioenergie“ zur Verfügung gestellt, die eine umfassende Sammlung aller im Bereich der energetischen Nutzung von festen Bioenergieträgern bedeutsamen Daten und Fakten enthält. Neben einschlägigen Zahlen und Fakten veranschaulichen auch Zeichnungen und Grafiken die Ausführungen im Leitfaden. Die Datensammlung versteht sich als Nachschlagewerk, das alle planerisch relevanten Daten vom Anbau der Biomasse bis hin zur Wärmeverteilung und Ascheentsorgung enthält.

Die Abbildungen und Tabellen stehen in Bezug zum Textteil des Leitfadens. Sie wurden entsprechend an die Gliederung und die Inhalte des Leitfadens angelehnt. Die Datensammlung soll die Suche nach Daten und Zeichnungen zur energetischen Nutzung von festen Bioenergieträgern vereinfachen. Die im PDF-Format und in weiteren Teilen auch als Bild- (jpg-Format) oder Exceldatei angebotenen Grafiken und Tabellen können somit einfach und in vielfältiger Weise für eigene Planungsarbeiten, Vorträge und sonstige Werke übernommen und genutzt werden.

Die Datensammlung ist online verfügbar unter der Adresse http://mediathek.fnr.de/leitfaden-bioenergie

1.5 Literaturverzeichnis

/AFZ 2009/
Inventurstudie 2008, Baumpflege. In: AFZ Der Wald, 64. Jahrgang, 2009. Ausgabe v. 19. Okt. 2009, S. 1068–1081.

/AGEB 2012/
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2011. Februar 2012.

/AGEB 2013/
Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Erneuerbare Energien 2012. Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat). Februar 2013.

/BMELV 2004/
Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMLEV) (Hrsg.): Die zweite Bundeswaldinventur – BWI 2. Berlin 2004. URL: www.bundeswaldinventur.de [Stand: 20.12.2014].

/BMELV 2011/
Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) (Hrsg.): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland. Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung. Anhang. Berlin 2011. URL: www.bmelv.de/SharedDocs/Downloads/Landwirtschaft/Bioenergie-NachwachsendeRohstoffe/BiomasseaktionsplanNational-Anhang.pdf?__blob=publicationFile [Stand: 20.12.2013].

/BMU 2012/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011. Grafiken und Tabellen. Stand: März 2012, unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat). Berlin 2012.

/BMU 2013/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012. Grafiken und Tabellen. Stand: Februar 2013, unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE-Stat). Berlin 2013.

/BMVBS 2010/
Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) (Hrsg.): Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen. Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung. BMVBS-Online-Publikation 27/2010. URL: www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/Berichte_Projektdatenbank/bmvbs_DL_ON272010-1.pdf [Stand: 20.12.2013].

/DBFZ 2011a/
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ): Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung. DBFZ Report Nr. 4. Leipzig 2011.

/DBFZ 2011b/
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. DBFZ Report Nr. 12. Leipzig 2011..

/DBFZ 2013/
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ): Stromerzeugung aus Biomasse. (03MAP250) Zwischenbericht. Leipzig, Juni 2013

/DBFZ 2014a/
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Vorhaben IIa, Stromerzeugung aus Biomasse, Zwischenbericht, Leipzig, Februar 2014. URL: http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2a,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf [Stand: 10.04.2014].

/DBFZ 2014b/
DBFZ-Anlagendatenbank, Auszug vom 28.03.2014, Deutsches Biomasse Forschungszentum (DBFZ). Leipzig, 2014

/FNR 2005/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hrsg.): Leitfaden Bioenergie. 2. Aufl. Gülzow 2005.

/FNR 2013/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hrsg.): Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen, 3. vollst. überarb. Aufl., Gülzow 2013.

/FNR 2014/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hrsg.): Dachleitfaden Bioenergie. Gülzow 2014.

/Kaltschmitt und Hartmann 2009/
Kaltschmitt, M. und Hartmann, H.: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren, 2. Aufl. Heidelberg: Springer Verlag, 2009.

/Leopoldina 2012/
Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina (Hrsg.): Bioenergie – Möglichkeiten und Grenzen. Halle (Saale) 2012.

/SRU 2007/
Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) (Hrsg.): Klimaschutz durch Biomasse. Sondergutachten Juli 2007. Berlin: Erich Schmidt Verlag 2007.

/WBGU 2008/
Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung (WBGU) (Hrsg.): Welt im Wandel – Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Hauptgutachten 2008.

2 PRODUKTION, BEREITSTELLUNG UND EIGENSCHAFTEN BIOGENER FESTBRENNSTOFFE

Bei den biogenen Rohstoffen für die energetische Nutzung wird zwischen holz- und halmgutartigen Brennstoffen unterschieden. Sie fallen entweder als Rückstände und Nebenprodukte bei der Primärproduktion bzw. bei industriellen Verarbeitungsschritten an oder werden speziell als Energiepflanzen angebaut (vgl. Kapitel 2.3). Im Unterschied zu den Energiepflanzen sind die Rückstände (z. B. Stroh, Waldrestholz) stets Koppelprodukte konventioneller Produktionsverfahren, die hier nicht näher beschrieben werden. Pflanzenbauliche Aspekte werden daher lediglich bei den speziell angebauten Energiepflanzen angesprochen.

Der Anbau bildet zusammen mit der Ernte und Bergung die Phase der „Produktion bzw. Verfügbarmachung" (Abb. 2.1). Anschließend folgt die Phase der „Bereitstellung", in der die Zeitspanne und die Entfernung zwischen dem Anfall der Biomasse und der energetischen Verwertung überbrückt werden. In dieser Nacherntephase finden Transport-, Lagerungs- und Aufbereitungsprozesse statt. Einige solche Lagerungs-, Transport- und Beschickungsprozesse können auch am Standort der Feuerungsanlage stattfinden und sind somit als innerbetrieblicher Teil der Feuerungsanlage anzusehen, wenn sie auf die jeweilige Feuerungsanlagentechnik abgestimmt sind. Deshalb kommen verschiedene Aspekte dieser Phase auch in Kapitel 3 zur Sprache.

Bei der Produktion und Bereitstellung von biogenen Festbrennstoffen werden auch deren Eigenschaften und damit die gelieferte Brennstoffqualität festgelegt. In der Wachstumsphase betrifft dies hauptsächlich die chemisch-stofflichen Merkmale, während in der anschließenden Bereitstellungsphase vor al-

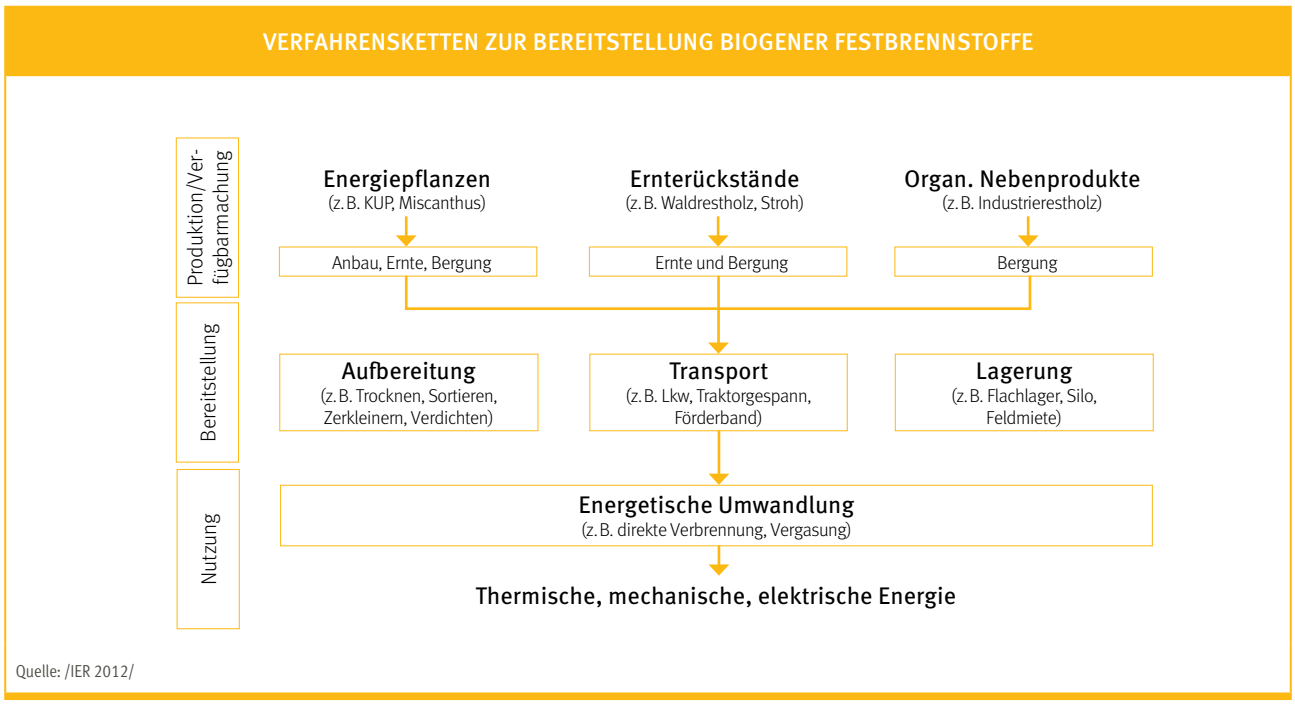


Abb. 2.1: Genereller Aufbau der Verfahrensketten zur Bereitstellung biogener Festbrennstoffe; KUP: Kurzumtriebsplantagenholz

lem die physikalischen Eigenschaften ausgeprägt werden. Im Ergebnis kommt es zu einer großen Bandbreite bei den Brennstoffeigenschaften, die zum Teil auch gezielt beeinflusst und manipuliert werden können /Hartmann 2009a/. Die brennstofftechnischen Eigenschaften der nachfolgend vorgestellten Energieträger werden im Kapitel 2.6 zusammengefasst.

Bei der flächengebundenen Gewinnung von Energieträgern stellen die erwarteten Erträge und ihr Energiewert eine notwendige Planungsgröße dar. Eine vergleichende Zusammenstellung solcher Energieerträge bietet Tabelle 2.1. Wenn die in einer Region zur Verfügung stehenden ackerbaulich und forstwirtschaftlich genutzten Flächen sowie deren Nutzungsart bekannt sind, kann überschlägig abgeschätzt werden, wie hoch der verfügbare Jahresbrennstoffertrag bei ausschließlicher Nutzung von Rückständen ist und wie hoch er maximal beim zusätzlichen Anbau von Energiepflanzen sein kann. Eine derartige überschlägige Rechnung kann jedoch nur einen groben Richtwert ergeben, da Massenanfall und Heizwert biogener Festbrennstoffe standort- und witterungsbedingten Schwankungen unterliegen. Außerdem kann sich die Zusammensetzung der angebauten Pflanzenarten aufgrund sich ändernder Rahmenbedingungen schnell verändern. Darüber hinaus muss geprüft werden, ob für die nutzbaren biogenen Festbrennstoffe konkurrierende Absatzmärkte existieren, die einer energetischen Nutzung entgegenstehen. Die Angaben gelten somit nur als Orientierungswerte und sollen einer groben Einordnung der nachfolgend vorgestellten Produktions- und Bereitstellungsverfahren dienen.

2.1 Anfall und Produktion holzartiger Biomasse

Die Anfallorte und Bezugsmöglichkeiten für Holzbrennstoffe sind vielfältig. Allein für die direkt oder indirekt aus dem Wald gewonnenen Brennstoffe lässt sich eine Vielzahl von Bereitstellungsketten bis zum Ort der energetischen Nutzung beschreiben (Abb. 2.2). Es kommen sehr unterschiedliche Brennstoffe und vielfältige Aufbereitungsformen vor. Die Sortimente und Bezugsmöglichkeiten solcher „waldbürtigen“ Brennstoffe zeigt Tabelle 2.2.

2.1.1 Waldrestholz

Das Hauptziel der Waldbewirtschaftung ist die Produktion von möglichst hochwertigem Stammholz für die stoffliche Nutzung. Dabei fällt eine Vielzahl von Sortimenten und Rückständen an, die unter anderem als Brennstoff genutzt werden können. Dieses Holz kann entweder nach einer Durchforstung oder nach dem Holzeinschlag („Endnutzung“) am Ende eines Bestandslebens anfallen.

2.1.1.1 Durchforstung

Eine Durchforstung wird in bestimmten Zeitabständen durchgeführt, um den Holzzuwachs auf bestimmte wüchsige und qualitativ hochwertige Bäume zu konzentrieren, indem konkurrierende minderwertige Bäume entfernt werden. Deshalb werden im Zuge der ersten Durchforstung sogenannte Rückegassen angelegt. Dazu wird im Abstand von ca. 20 bis 40 m jeweils eine einzelne Baumreihe komplett entfernt, um einen etwa 3 bis 4 m breiten Fahrweg für Erntefahrzeuge zu schaffen. Zwischen den Rückegassen werden die Bäume selektiv entnommen. Die Befahrbarkeit der Rückegassen erhöht sich, wenn – wie bei der hoch mechanisierten Holzernte mithilfe sogenannter Harvester – das bei der Entastung herabgefallene Astmaterial eine Reisigmatratze bildet, unter der die Bodenschäden, die der Einsatz schwerer Rückefahrzeuge verursacht, vermindert werden.

Bei Nadelholz erfolgt die Erstdurchforstung in der Regel dann, wenn in einer Höhe von ca. 4 m keine Grünäste mehr vorhanden sind. Weitere Durchforstungen folgen je nach Zuwachs in einem mehr oder weniger großen zeitlichen Abstand, allerdings meist nicht häufiger als alle 10 Jahre. Wenn bei der Durchforstung eine Hackschnitzelgewinnung stattfindet, kann mit durchschnittlich etwa 70 m^3/ha Hackschnitzel gerechnet

TAB. 2.1: TYPISCHE (ERNTBARE) MASSEN- UND ENERGIEERTRÄGE IN DER LAND- UND FORSTWIRTSCHAFT

	Biomasse-Festbrennstoff	Zugrunde gelegter Massenanfall [b] in t/(ha a)	Mittlerer Heizwert [b] H_u in MJ/kg	Bruttojahresbrennstoffertrag in GJ/(ha a)	Heizöläquivalent in l/(ha a)
Rückstände	Waldrestholz	1	15,6	15,6	433
	Getreidestroh	6	14,3	85,8	2.383
	Rapsstroh	4,5	14,2	63,9	1.775
	Landschaftspflegeheu	4,5	14,4	64,8	1.800
Energiepflanzen	Kurzumtriebsplantagen [a] (z. B. Pappeln und Weiden)	12	15,4	185	5.133
	Miscanthus (ab dem 3. Jahr)	15	14,6	219	6.083
	Ganzpflanzengetreide (z. B. Triticale)	13	14,1	183	5.092
	Futtergräser (z. B. Rohrschwingel)	8	13,6	109	3.022

[a] *Dieser Brennstoff wird meist im feuchteren Zustand (35 bis 55 % Wassergehalt) verwertet.*
[b] *bei 15 % Wassergehalt*

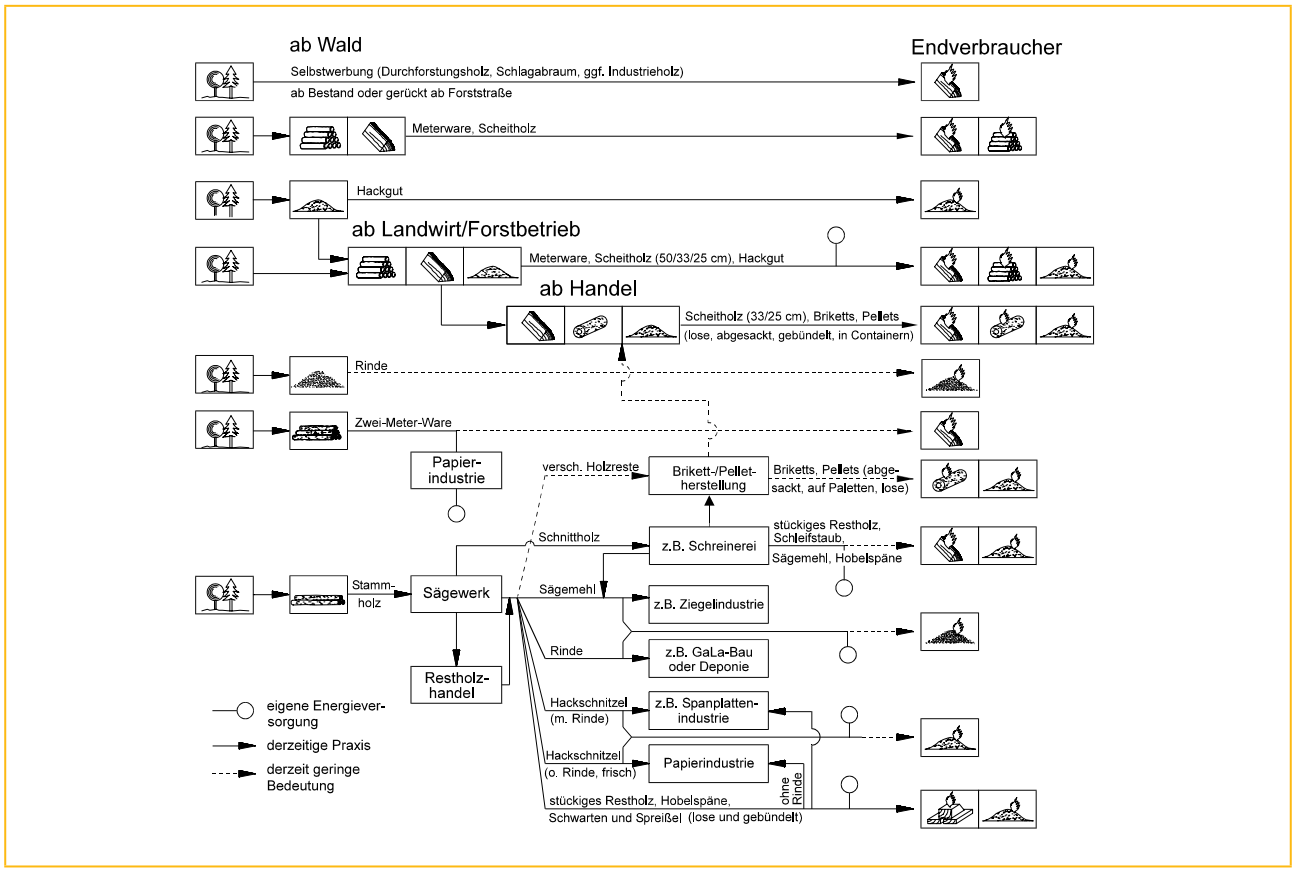


Abb. 2.2: Herkunft von Holzbrennstoffen und Wege vom Wald zum Endverbraucher (GaLa-Bau = Garten- und Landschaftsbau) /Hartmann und Madeker 1997/

TAB. 2.2: ÜBERSICHT ÜBER ANGEBOTSFORMEN UND BESCHAFFUNGSMÖGLICHKEITEN VON HOLZBRENNSTOFFEN

Anbietergruppe	Angebot ab Wald							Angebot ab Lager/Hof/Betrieb/Markt																	
	Selbstwerbung	2-Meter-Ware	Meterholz	Scheitholz 33 cm	Scheitholz 25 cm	Hackschnitzel mit Rinde	Rinde	2-Meter-Ware	Meterholz ungespalten	Meterholz gespalten	SH 33 cm ungespalten	SH 33 cm gespalten	SH 25 cm ungespalten	SH 25 cm gespalten	Schwarten und Spreißel	lose Endstücke	Sackware	Holzbriketts	Rindenbriketts	Holzpellets	Holzkohle	Sägemehl	Rinde	Hackschnitzel	Hobelspäne
Landwirte	(x)	(x)	(x)	-	-	(x)	-	-	x	x	(x)	x	(x)	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(x)	-
Forstämter	x	-	x	-	-	-	(x)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(x)	-	-	-	-	-	-	-	-
Forstbetriebe	x	-	x	(x)	-	(x)	(x)	-	(x)	(x)	(x)	x	-	(x)	-	-	(x)	-	-	-	-	-	-	x	-
Forstl. Zusammenschlüsse	x	-	x	-	-	(x)	(x)	-	x	x	(x)	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-
Liefergemeinschaften	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-
Kommunale Anbieter	x	-	x	-	-	-	-	-	(x)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Forstdienstleister	-	x	(x)	-	-	(x)	-	-	(x)	(x)	-	(x)	-	(x)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-
Sägewerke	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-	(x)	-	-	x	x	-	(x)	(x)	-	-	x	x	x	(x)
Restholzgroßhändler	-	-	-	-	-	-	x	-	-	-	-	-	-	-	x	x	-	-	-	-	-	x	x	x	x
Holz-/Brennstoffhandel	-	-	(x)	-	-	-	-	(x)	x	(x)	(x)	x	(x)	(x)	-	(x)	x	x	x	x	(x)	-	-	-	-
Holzverarbeiter	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	x	(x)	-	-	-	(x)	-	-	-
Bau-/Verbrauchermärkte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	x	-	x	-	-	-	x	(x)	x	x	-	-	-	-
Nebenerwerbsanbieter	(x)	-	x	-	-	-	-	-	x	x	(x)	x	(x)	x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Quelle: nach /Hartmann und Madeker 1997/

x = „wird angeboten", (x) = „Angebot möglich, aber selten", - = „Angebot nicht bekannt", SH = Scheitholz

werden /Wippermann 1985/, allerdings kann die reale Hackschnitzelmenge je nach Sortimentsaushaltung, Bestandsalter, Standort und Ernteverfahren um ein Vielfaches von dieser groben Planungszahl abweichen.

2.1.1.2 Endnutzung

Rückstände bei der Endnutzung (d. h. bei der Stammholzgewinnung) sind vor allem Reisholz und Kronenderbholz.

Unter Reisholz mit Rinde werden alle oberirdischen verholzten Teile des Baumes mit einem Durchmesser von weniger als 7 cm verstanden (d. h. kleinere Äste). Zum Zeitpunkt der Endnutzung macht es einen durchschnittlichen Anteil von 11 % (Eiche) bis 17 % (Buche) am gesamten Derbholzaufkommen aus /Dauber und Zenke 1978/. Reisholz wird in der Praxis nur selten wirtschaftlich genutzt. Als Derbholz wird die gesamte oberirdische Holzmasse (inkl. Astholz und Rinde) bezeichnet, gemessen vom Trennschnitt bis zu einem Schaftdurchmesser von 7 cm. Darunter fallen z. B. Stammholz, Industrieholz und Teile des Schwachholzes. Unter Kronenderbholz wird das Derbholz aus dem Kronenbereich des Baumes zwischen der Derbholzgrenze von 7 cm und der Aufarbeitungsgrenze (je nach Marktlage 12 bis 15 cm) verstanden. In Abhängigkeit von der jeweiligen Marktsituation liegt der Kronenderbholzanfall bei 2 % (Fichte) bis 8 % (Eiche) /Dauber und Zenke 1978/. Erfolgt nach der Ernte eine Neuanpflanzung, muss das anfallende Kronenderb- und Reisholz meist beseitigt werden. Das geschah in der Vergangenheit häufig noch durch Abbrennen im Wald, Mulchen oder Einfräsen. Mit dem Anstieg der Brennstoffpreise überwiegt inzwischen aber die Aufbereitung des Kronenderbholzes als Brennstoff. Die dabei eingesetzten Ernteverfahren sind im Kapitel 2.2.1 dargestellt. Alternativ dazu ist auch eine Aufarbeitung zu Scheiten im Wald möglich (z. B. von Selbstwerbern oder Holzvermarktern, vgl. Tabelle 2.2).

2.1.1.3 Rindenanfall

Der Rindenanteil am aufbereiteten Derbholz beträgt bei Fichte 10 %, bei Kiefer und Eiche 12 % und bei Buche 8 % /Dauber und Zenke 1978/. Die Entrindung kann von spezialisierten Forstserviceunternehmen schon im Wald durchgeführt werden; heute ist allerdings eine Werksentrindung im Sägewerk üblich. Als Faustregel gilt, dass bei der Entrindung von 5 Festmetern Holz jeweils ein Schüttraummeter Rinde anfällt. Bei der Werksentrindung wird die anfallende Rinde entweder zu Rindenkompost weiterverarbeitet oder auch als Energieträger genutzt (Abb. 2.2). Die Nutzung als Energieträger nimmt zu, da schon in den Sägewerken zur Holztrocknung meist eine beachtliche Energienachfrage gegeben ist.

2.1.2 Be- und Verarbeitungsresthölzer

Holzreste aus der Be- und Verarbeitung wurden bislang vorrangig stofflich genutzt (z. B. für Spanplatten, als Dämmmaterial etc.). Mit dem Anstieg der Energieholzpreise tritt nun die energetische Nutzung in Konkurrenz zur stofflichen Verwertung. Dies geschieht z. B. in der holzbe- und -verarbeitenden Industrie selbst (z. B. für die Beheizung von Trockenkammern).

Säge- und Verarbeitungsresthölzer werden von wenigen großflächig operierenden Großhändlern vermarktet. Sie arbeiten als Zwischenhändler zwischen Erzeugern von Resthölzern und den jeweiligen Abnehmern. Sie erbringen vor allem Transportleistungen. Daneben kommt ihnen auch die Aufgabe zu, saisonale und regionale Angebots- und Nachfrageschwankungen durch eine entsprechende Zwischenlagerung auszugleichen. Außerdem wird Restholz von minderer Qualität, wie z. B. Kappholz (Abb. 2.3), zunehmend veredelt oder aufbereitet (z. B. durch Hacken). Entsprechend groß ist daher die Vielfalt von Sortimenten (vgl. Tabelle 2.2).

Gelegentlich wird das Restholz auch von den Sägewerken in Eigenregie vermarktet. Hier fallen lose Endstücke für Kleinabnehmer sowie verschiedene Sortimente von Hackgut, Hobel- und Sägespänen sowie Rinde an. Rindenfreies Hackgut („weiße Hackschnitzel“), das z. B. bei der Bearbeitung von vorentrindetem Stammholz anfällt, erzielt einen relativ hohen Preis in der Papierindustrie. Für die energetische Nutzung kommt daher primär Hackgut mit anhaftender Rinde („schwarze Hackschnitzel“) infrage. Es wird z. B. aus Schwarten und Spreißeln gewonnen (Abb. 2.3).

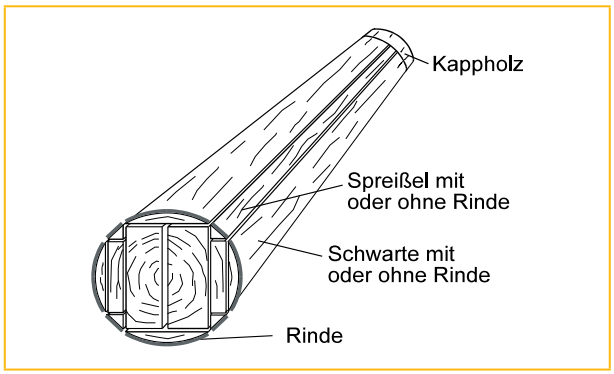


Abb. 2.3: Sägerestholzanfall bei der Rohholzbearbeitung /ÖNORM M 7132/

Die ebenfalls anfallenden Hobelspäne und das Sägemehl sind aufgrund ihrer geringen Dichte mit hohen Transport- und Lagerkosten verbunden. Daher findet gelegentlich auch eine Brikettierung oder Pelletierung solcher Sortimente statt (vgl. Kapitel 2.5.2.4), zumal der Markt und die Absatzchancen für solche hochveredelten Holzbrennstoffe sich in jüngster Zeit stark verbessert haben. Als Produzenten für Pellets und Briketts treten daher – neben der Holzsägeindustrie – auch Sekundärverarbeiter von Nutzholz (z. B. Schreinereien, Holzbaufirmen, Fenster- und Parkettherstellen) auf, zumal hier bereits getrocknetes und oft auch fein zerkleinertes Holz (z. B. als Sägemehl oder Schleifstaub) anfällt.

2.1.3 Altholz

Altholz – z. T. auch als Gebrauchtholz bezeichnet – fällt am Ende einer stofflichen Nutzung dort an, wo es aus dem bisherigen Nutzungsprozess ausscheidet (z. B. bei Baumaßnahmen wie Gebäudeabbrüchen, Neubauten, Renovierungen oder auf Wertstoffhöfen). Aufgrund der sehr unterschiedlichen Nutzungsgeschichte kann derartiges Material vielfältig mit Fremdstoffen belastet sein, sodass eine weitergehende stoffliche und

energetische Nutzung erschwert ist. Daher wird heute meist versucht, durch einfache und kostengünstige Aufbereitungsverfahren den Anteil an Schadstoffen in derartigen Holzsortimenten zu senken; beispielsweise kann durch das Abscheiden (z. B. durch Windsichtung) der meist hochbelasteten Beschichtungsmaterialien aus dem gehackten Altholz der Schadstoffanteil insgesamt deutlich gesenkt werden. Weitere Möglichkeiten zur Qualitätssteigerung sind eine Sortimenttrennung am Anfallort oder ein nachträgliches Sortieren.

Die gesetzlichen Anforderungen an die Verwertung und Beseitigung von Altholz sind in der Altholzverordnung durch eine rechtsverbindliche Klassifizierung in Altholzkategorien sowie eine Regelfallzuordnung der gängigen Altholzsortimente zu den Abfallschlüsseln und den Altholzklassen geregelt /AltholzV 2002, zuletzt geändert 24.02.2012/. Dabei werden auf der Basis der Schadstoffbelastung vier Altholzkategorien (A I, A II, A III, A IV) sowie PCB-Altholz unterschieden.

- Altholzkategorie A I: Darunter wird naturbelassenes oder lediglich mechanisch bearbeitetes Altholz verstanden, das bei seiner Verarbeitung nicht mehr als unerheblich mit holzfremden Stoffen verunreinigt wurde.
- Altholzkategorie A II: In dieser Gruppe wird verleimtes, bestrichenes, beschichtetes, lackiertes oder anderweitig behandeltes Altholz ohne halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung und ohne Holzschutzmittel zusammengefasst (z. B. Leimholzplatten, Möbel ohne PVC-Anteile, Innentüren, Dielen).
- Altholzkategorie A III: Diese Kategorie umfasst Altholz mit halogenorganischen Verbindungen in der Beschichtung, aber ohne Holzschutzmittel (z. B. Möbel mit PVC-Kanten oder Beschichtungen).
- Altholzkategorie A IV: Bei dieser Kategorie handelt es sich um mit Holzschutzmitteln behandeltes Altholz (z. B. Bahnschwellen, Leitungsmasten, Hopfenstangen, Rebpfähle) sowie sonstiges Altholz, das aufgrund seiner Schadstoffbelastung nicht den Altholzkategorien A I bis A III zugeordnet werden kann. Ausgenommen aus dieser Gruppe ist mit PCB behandeltes Altholz.
- PCB-Altholz: Diese Gruppe beinhaltet Altholz, das polychlorierte Biphenyle (PCB) enthält und nach den Vorschriften der PCB/PCT-Abfallverordnung zu entsorgen ist (z. B. Dämm- und Schallschutzplatten).

Das unbelastete Altholz der Kategorie A I kann auch in Kleinanlagen ohne Leistungsbegrenzung eingesetzt werden, sofern der Nutzer solchen Holzes dessen Unbedenklichkeit sicherstellen kann. Das geschieht durch Sichtkontrolle, Geruchsprüfung und Sortierung. Bei den Hölzern der Kategorie A I handelt es sich in der Regel um Verschnitte, Abschnitte und Späne von naturbelassenem Vollholz, die in der holzbe- und -verarbeitenden Industrie anfallen, sowie um Paletten aus Vollholz, Transportkisten, Obst-, Gemüse- und Zierpflanzenkisten, Kabeltrommeln, Möbel und Kücheneinrichtungen aus Vollholz.

Hölzer der Kategorie A II können nur beschränkt in Kleinanlagen eingesetzt werden, hier muss es sich um Anlagen der Holzbe- oder -verarbeitung handeln. Alle übrigen Althölzer dürfen nur in genehmigungspflichtigen Anlagen über 100 kW Feuerungswärmeleistung eingesetzt werden.

Bezogen auf die Gesamtmenge an separat vorliegenden Althölzern überwiegen die Altholzklassen A I und A II mit einem Anteil von 36 bzw. 40 % deutlich. Demgegenüber umfassen die Anteile von Hölzern der Klassen A III und A IV mit 6 bzw. 13 % nur knapp ein Fünftel der Stoffströme /Thrän 2009/. In der Praxis ist der Anteil der A-III- und A-IV-Hölzer aber ggf. höher, da bei den häufig gemischt vorliegenden Hölzern nach der Altholzverordnung /AltholzV 2002/ eine Zuordnung zur höheren Kategorie zu erfolgen hat.

2.1.4 Holz aus Kurzumtriebsplantagen

Die in der Regel in Mitteleuropa in Kurzumtriebsplantagen (KUP) angebauten, schnellwachsenden Baumarten sind Pappel *(Populus)* und Weide *(Salix)*, für leichte Standorte bzw. Rekultivierungsflächen von z. B. ehemaligen Braunkohletagebauen kommen auch Robinien in Betracht. An den im ersten Jahr eintriebigen Stämmen bilden sich ab dem zweiten Jahr Verzweigungen. Zur Nutzung in Kurzumtriebsplantagen werden hauptsächlich Klone von *Salix viminalis* und *Salix dasyclados* sowie verschiedene Schwarz- und Balsampappeln verwendet. Kurze Steckbriefe für die Baumarten Pappel und Weide finden sich in der Datensammlung (Tabellen 2-1-1 und 2-1-2).

2.1.4.1 Anbau

Weiden und Pappeln können auf Böden mit einer Bodenpunktzahl von mindestens 30 angebaut werden. Eine ausreichende Wasserversorgung ist besonders wichtig; sandige, leichte Böden sind daher weniger geeignet. Bei der Sortenwahl sind neben dem Massebildungsvermögen auch die Resistenz gegen Blattrost und Gallmücken sowie die Anfälligkeit für Wildverbiss und die Frostverträglichkeit zu beachten. Sortenmischungen können die Resistenzeigenschaften des Gesamtbestandes verbessern und dadurch die Ertragssicherheit erhöhen /Lewandowski et al. 2009/.

Der Bestand wird durch Pflanzung von ca. 20 cm langen Stecklingen begründet. Die Stecklinge werden im Winter von einjährigen Trieben gewonnen und bei −2 bis −4 °C aufbewahrt. Vor dem Setzen ist eine sorgfältige Bodenvorbereitung erforderlich (z. B. Pflugfurche und Pflanzbettbereitung). Der Reihenabstand und der Abstand in der Reihe werden sowohl von der Baumart als auch von der gewählten Umtriebszeit, die wiederum von der Erntetechnik abhängt, bestimmt (Tabelle 2.3).

Die Triebe sollten vor dem Auspflanzen einen Tag lang bei +1 °C im Wasser stehen. Gepflanzt wird dann meist in Doppelreihen, wobei für die maschinelle Erntbarkeit ein Abstand von 0,75 m innerhalb der Doppelreihen und ein Abstand von 1,6 bis 2,5 m zwischen den Doppelreihen eingehalten werden sollte. Für die Pflanzung der ca. 6.000 bis 17.000 Stecklinge je Hektar stehen Handpflanzmaschinen und inzwischen auch Schlepperanbaugeräte zur Verfügung, die ganze Triebe zerschneiden und direkt einpflanzen. Ein Walzengang direkt nach dem Pflanzen fördert die ausreichende Verankerung der Stecklinge. Mit Ausfällen von ca. 15 % muss allerdings gerechnet werden. Pappelstecklinge sollten so schräg wie möglich eingepflanzt werden, wobei der oberirdische Teil nur noch bei ca. 3 cm liegen kann /Lewandowski et al. 2009/.

Da die Stecklinge im ersten Jahr sehr konkurrenzschwach sind, muss eine intensive Unkrautbekämpfung durchgeführt

TAB. 2.3: MÖGLICHKEITEN DES PFLANZVERBANDES VON KURZUMTRIEBSPLANTAGEN

Erntetechnik	Feldhäcksler (Doppelreihen)	Mähhacker (Einzelreihen)	konventionelle Forsttechnik (Industrieholz)
geeignete Baumart	Weide, Pappel	Pappel	Pappel
Umtrieb	2 bis 4 Jahre	2 bis 6 Jahre	›6 Jahre
Stammdurchmesser	‹7 bis 17cm	›12 cm	›12 cm
Reihenabstand	Doppelreihe 0,75 + 1,60 bis 2,50 m	1 bis 2,0 m	2,0 bis 7,0 m
Abstand in der Reihe	0,5 bis 1,0 m	0,5 bis 1,0 m	1,0 bis 1,5 m
Pflanzenbestand	8.000 bis 17.000 Pfl./ha	6.000 bis 12.000 Pfl./ha	200 bis 2.000 Pfl./ha

Quelle: /Lewandowski et al. 2009/, /Skodawessely et al. 2010/

TAB. 2.4: JÄHRLICHER TROCKENMASSEZUWACHS VON WEIDEN UND PAPPELN BEI NIEDRIGEM, MITTLEREM UND HOHEM ERTRAGSNIVEAU MIT BEGINN DES ZWEITEN AUFWUCHSES

Ertragsniveau	Trockenmassezuwachs in t/(ha a)		
	niedrig	mittel	hoch
Weiden	4	6–9	10–18
Pappeln	6	7–9	10–18

Quelle: /Lewandowski et al. 2009/, /Skodawessely et al. 2010/

werden. Diese kann chemisch oder – sobald die Triebe angewachsen sind – auch mechanisch erfolgen (z. B. mit Grubber, Zinkenegge oder Fräse). In den Folgejahren ist in der Regel keine weitere Unkrautbekämpfung mehr erforderlich.

Besonders im ersten Jahr kann bei Weiden häufig ein starker Wildverbiss stattfinden. Deshalb kann bei kleineren Flächen in Waldnähe die Aufstellung eines Zauns notwendig werden. Weitere Schäden können durch Mäusefraß oder den Befall mit Blattläusen, Weiden- bzw. Pappelblattkäfern und pilzlichen Schaderregern (z. B. Blattrost) verursacht werden. Eine Bekämpfung ist aber meist nicht notwendig.

Weiden und Pappeln können mit einem vergleichsweise geringen Dünger- und Pflanzenschutzmitteleinsatz produziert werden. Der Nährstoffentzug durch schnellwachsende Baumarten liegt bei 4 bis 7 kg Stickstoff (N), 0,8 bis 1,8 kg Phosphor (P) und 2,5 bis 4 kg Kalium (K) je Tonne geernteter Trockenmasse. Insgesamt ist in der Regel eine Stickstoffdüngung nicht notwendig. Blattfall, Stickstoffdepositionen (u. a. aus den NO_x-Emissionen des Verkehrs) und die jährliche Mineralisation reichen für die Versorgung der Bestände auf den meisten Standorten aus /Lewandowski et al. 2009/.

2.1.4.2 Nutzung und Ertragspotenzial

Im ersten Jahr wird der Bestand ca. 1,5 m hoch, im vierten Jahr sind es bis zu 10 m. Der Schnitt und damit die Ernte der gewachsenen Biomasse kann im Januar und Februar erfolgen. Dabei ist es vorteilhaft, wenn der Boden gefroren ist, um Bodenschäden durch die schweren Erntemaschinen zu vermeiden. Das Erntegut hat dann – je nach Zeitpunkt und Witterung – einen Wassergehalt von 48 bis 60 % (bezogen auf die Frischmasse), wobei Pappeln am oberen und Weiden am unteren Ende der Bandbreite liegen. Im Folgejahr treiben die abgeernteten Stöcke erneut aus und der Bestand kann nach ca. drei bis vier Jahren erneut geerntet werden.

Das Ertragspotenzial hängt sehr stark vom Standort, d. h. vor allem von der Wasserversorgung, ab. Beim ersten Schnitt werden dabei meist niedrigere Erträge erzielt als bei den nachfolgenden Ernten. Im Durchschnitt ist von jährlich ca. 9 t/ha Trockenmasse auszugehen. Tabelle 2.4 zeigt den jährlichen Trockenmassezuwachs je Hektar für ein niedriges bis hohes Ertragsniveau. Weiden schöpfen ihr Ertragspotenzial bei kurzen Vegetationsperioden und kurzen Tageszeiten besser aus als Pappeln, sie werden daher in nördlicheren Anbaugebieten bevorzugt. In den meisten anderen Anbaugebieten in Deutschland sind jedoch die Produktionsbedingungen wegen der höheren Jahresdurchschnittstemperaturen für die Pappel etwas günstiger, außerdem überwiegen hier die von ihr bevorzugten grundwasserfernen Standorte.

In Abhängigkeit von der Erntetechnik können 2- bis 10-jährige Umtriebe (Ernteintervalle) gewählt werden (Tabelle 2.3). Gemäß Bundeswaldgesetz darf aber die maximale Umtriebszeit der Plantagen 20 Jahre nicht überschreiten, damit die Flächen ihren Status als „landwirtschaftliche Flächen“ behalten und nicht als Wald eingestuft werden /BWaldG 2010/. Somit besteht keine Genehmigungspflicht für die Anpflanzung oder Rückwandlung (Rodung) der Bestände. Lediglich in Bayern ist eine Erlaubnis für die Anlage einer Kurzumtriebsplantage auf Ackerflächen einzuholen /BayWaldG 2005/. Die Gesamtnutzungsdauer des Bestandes darf aber weit über den 20-jährigen Rotationszeitraum (in Bayern nur 10 Jahre) hinausgehen, da in diesem Zeitraum mehrere Ernten stattfinden.

Inwieweit es nach langjähriger Nutzung zu Ertragsminderungen kommt, ist derzeit noch nicht bekannt. Näherungsweise kann von einer 25- bis 30-jährigen Nutzungsdauer einer Plantage ausgegangen werden /Larsson 1996/. Erfahrungen für die maximale, ertragswirtschaftlich sinnvolle Nutzungsdauer der Baumbestände fehlen bisher.

Wenn das Nutzungsende erreicht ist, wird ein Umbruch der Stockreihen, die nach der letzten Ernte zurückbleiben, erforderlich. Für eine solche Rekultivierungsmaßnahme eignen sich aufeinanderfolgende Arbeitsgänge mit einer Mulch- und Rodefräse /Hartmann und Mayer 1997/. Diese Maschinen werden als konventionelle Schlepperanbaugeräte in der Forst- und Umwelttechnik eingesetzt. Hierbei wird das bis in 40 cm Tiefe reichende grobe Wurzelwerk zerkleinert.

2.2 Ernte und Bergung holzartiger Biomasse

2.2.1 Waldrestholz

Unabhängig davon, ob eine Brennstoffproduktion oder eine Nutzholzaufarbeitung stattfindet, lässt sich der Ernteprozess im Wald in diese Produktionsabschnitte untergliedern:

- Fällen und ggf. Aufarbeiten (zu Rollen, Stangen) oder Hacken (zu Hackschnitzeln),
- Vorliefern bzw. Rücken (als Ganzbaum, Stückgut oder Hackschnitzel) und ggf.
- weitere Aufbereitung zu Brennstoffen (Hacken, Sägen, Spalten).

Diese Teilprozesse werden im Folgenden beschrieben.

2.2.1.1 Fällen und Aufarbeiten

Trotz der hohen körperlichen Belastung durch Lärm und Vibrationen ist in Deutschland das motormanuelle Fällen mit der Kettensäge immer noch verbreitet. Werden dagegen die Bäume mit Unterstützung einer schleppermontierten, funkgesteuerten Seilwinde gefällt, liegt ein teilmechanisiertes Fällen vor. Jeweils 4 bis 6 Bäume werden entlang einer Seillinie gemeinsam zur Rückegasse transportiert. Diesen Vorgang nennt man Vorliefern.

Der Einsatz von Vollerntern (sog. Harvestern) stellt eine besonders hohe Mechanisierungsstufe dar. Bei diesen Maschinen handelt es sich um 2- bis 4-achsige Fahrzeuge mit Kranausleger (ca. 15 m Reichweite), an dessen Ende ein Vollernteaggregat (Prozessorkopf) angebracht ist. Damit werden die Teilarbeitsschritte Fällen und Entasten kombiniert erledigt. Bei moderneren Aggregaten wird auch das Vermessen und Einschneiden auf die gewünschte Holzlänge und somit die gesamte Aufarbeitung in einem einzigen Schritt durchgeführt. Außerdem wird der Wipfel des Baumes (sog. Zopf) abgetrennt. Der Zopf beginnt in der Regel bei einem Stammdurchmesser von weniger als 7 cm (Derbholzgrenze). Der komplette Verfahrensablauf beim Einsatz des Vollernters kann folgendermaßen zusammengefasst werden /Hartmann und Kaltschmitt 2009a/:

- Einfahren in die Rückegasse (bei Erstdurchforstung: Anlegen einer Rückegasse),
- Ausfahren des Krans, Greifen des gekennzeichneten Stammes, Trennschnitt,
- Heranziehen des Stammes zur Rückegasse,
- Umschließen des Stammes mit Entastungsmessern, Start der Vorschubwalzen, Entasten,
- Ausschalten der Vorschubwalzen beim Erreichen der voreingestellten Sortimentslänge und Abschneiden der Stammabschnitte (sog. Ablängen),
- Abtrennen des Zopfes und Ablage der Stammabschnitte an der Rückegasse.

Die Stammabschnitte liegen nun ungestapelt in der Rückegasse zur Abholung bereit. Sind die Abstände zwischen den Rückegassen zu groß für die Kranreichweite, muss motormanuell zugefällt werden. Harvester werden vor allem in Nadelholzbeständen eingesetzt, hier kommen ihre arbeitswirtschaftlichen Vorteile wegen des geraden Baumwuchses am besten zum Tragen.

Ein vollmechanisiertes Fällen kann auch mit sogenannten Fäll-Bündel-Maschinen erfolgen. Auch hier befindet sich das Fäll-Bündel-Aggregat auf einem selbstfahrenden Kranauslegerfahrzeug. Der Ausleger hat ebenfalls eine Reichweite von bis zu 15 m. Mit einem Greifzangensatz wird der Baum erfasst und der Trennschnitt erfolgt mit einer Anbausägekette. Anschließend wird der Baum über den Auslegerarm kontrolliert am Boden mit Ästen abgelegt. Bei kleineren Baumdurchmessern können mehrere Bäume nacheinander geschnitten und mit dem Mehrzangensystem stehend gebündelt werden, bevor der Auslegerarm zu der vorgesehenen Ablagestelle schwenkt. Die Aufarbeitung (Entastung) erfolgt in einem nachfolgenden Arbeitsgang. Sie kann aber auch völlig unterbleiben, wenn anschließend – beispielsweise nach einer Abtrocknungsphase – eine Hackschnitzelerzeugung aus Ganzbäumen vorgesehen ist. Dieses Vorgehen kann auch für die Ernte von Pappeln und Weiden mit längeren Umtriebszeiten (z. B. ›8 Jahre) sinnvoll sein.

2.2.1.2 Vorliefern und Rücken

Unter dem Begriff „Rücken“ wird der Transport des Holzes vom Fällort zu Lager- und Stapelplätzen an den Waldstraßen verstanden. Oft wird dieser Teilschritt mit der Vorlieferung (Vorkonzentration) kombiniert. Das anschließende Rücken geschieht bei Vollbäumen oder Langholz mit Seil-, Zangen- oder Klemmbankschleppern.

Rohholz, das als Kurzholz (2 bis 5 m) aufbereitet wurde (z. B. mit Vollerntern), wird meist mithilfe von Tragrückeschleppern (sog. Forwardern) gerückt. Sie besitzen einen Ladekran mit Greiferzange, der die liegenden Stammabschnitte in der Rückegasse aufsammelt und auf eine Ladefläche im hinteren Fahrzeugteil stapelt. Die gleiche Funktion erfüllen auch Kurzholzrückewagen mit Kranaufbau, die an forsttaugliche Ackerschlepper angehängt werden.

Anstelle des Aufbaus für Kurzstückgut lassen sich die Forwarder auch mit kippbaren kastenförmigen Aufbauten für das Rücken von Hackschnitzeln ausrüsten. Durch den hohen Übergabepunkt können dann an der Waldstraße bereitstehende Lkw-Container oder Sattelkipper beladen werden.

2.2.1.3 Hackschnitzelerzeugung

Nadeln und Blätter erhöhen den Wassergehalt und das Lagerrisiko (z. B. durch Pilzsporenbildung, vgl. Kapitel 2.5.3.1). Außerdem enthalten sie relativ große Nährstoffanteile, die nach Möglichkeit nicht von der Waldfläche abgezogen werden sollten. Daher verbleiben die gefällten Vollbäume bzw. der

Schlagabraum oft über einige Monate im Bestand oder in der Rückegasse, bis die Nadeln und Blätter abgefallen sind. Bei Nadelholz kann diese Vorgehensweise in den Sommermonaten jedoch zu Forstschutzproblemen führen (Borkenkäferbefall). Wenn größere Holzmengen im Wald zwischengelagert werden sollen, muss das Fällen im Herbst stattfinden, da das Holz dann bis zum Frühjahr so weit abgetrocknet ist, dass ein Borkenkäferbefall nicht mehr möglich ist.

Das Hacken der Vollbäume bzw. Zöpfe und Astabschnitte findet in der Rückegasse oder an der Waldstraße statt, je nachdem, ob es sich nur um vorkonzentriertes oder bereits gerücktes Holz handelt. Hierbei kommen Anbau-, Aufbau-, Selbstfahr- oder Anhängehacker zum Einsatz. Die Hackaggregate dieser Bauformen sind als Scheiben-, Trommel- oder Schneckenhacker ausgeführt und werden in Kapitel 2.5.2.1 beschrieben.

- Anbauhacker sind meist kleinere und mittlere Hacker für den Zapfwellenbetrieb in der Front- oder Heckaufhängung eines Schleppers. Sie werden von Hand oder gelegentlich auch mithilfe eines Anbaukrans beschickt und kommen für Eigenversorger oder kleinere Maschinengemeinschaften infrage.
- Aufbauhacker sind dagegen fest oder vorübergehend auf dem Chassis eines Trag- oder Universalschleppers montiert und werden in der Regel über ein Wandlergetriebe vom Fahrzeugmotor angetrieben. Die Beschickung erfolgt meist über einen angebauten Kran mit Greiferzange. Ihre Anwendung kommt vor allem bei weniger spezialisierten Betrieben mit saisonal wechselnder Maschinennutzung infrage.
- Selbstfahrende Großhacker sind dagegen Spezialmaschinen, die ausschließlich für die Hackgutproduktion geeignet sind. Sie sind mit einer Kranbeschickung ausgerüstet und besitzen einen Ladebunker, der das Hackgut aufnimmt. Dieser Bunker hat ein Fassungsvermögen von maximal 25 m^3 und ist entweder aufgesattelt oder befindet sich auf einem eigenen angehängten Fahrwerk. Das Hackgut wird durch Abkippen auf bereitgestellte Lkw-Container oder andere Transportmittel (z. B. auch ein Shuttlefahrzeug) übergeben. Derartige Geräte befinden sich bei spezialisierten Lohnunternehmern im Einsatz.
- Bei Anhängehackern befindet sich das Hackaggregat auf einem separaten Anhänger. Während die Anbau-, Aufbau- und Selbstfahrhacker vornehmlich für den beweglichen Einsatz in der Rückegasse oder auf der Holzeinschlagfläche verwendet werden, sind versetzbare Anhängehacker eher für den Betrieb an der Waldstraße oder an einem größeren Holzlagerplatz konzipiert. Beim überbetrieblichen Einsatz sind Jahresdurchsatzleistungen von 15.000 bis 20.000 Festmetern möglich /Dreiner et al. 1994/. Hierfür ist jedoch ein hoher logistischer Aufwand erforderlich, der sich nur für spezialisierte Forstserviceunternehmen lohnt.

Daneben werden auch Maschinen angeboten, die sowohl die Funktionen eines Vollernters (Harvester) als auch die Produktion von Hackgut übernehmen können. Diese Maschinen sind ähnlich aufgebaut wie der Großhacker. Am Kranende befindet sich jedoch anstelle der Greiferzange ein Prozessorkopf, der zunächst die üblichen Säge-, Entastungs- und Ablängarbeiten übernimmt. Wenn dabei kranke Holzabschnitte vom Maschinenführer erkannt werden, können sie dem integrierten Hacker zugeführt werden. Beim Erreichen der Aufarbeitungsgrenze wird schließlich der Zopf abgetrennt und ebenfalls dem Hacker zugeführt. Das geschieht auch mit ganzen Bäumen, wenn deren Durchmesser zu gering ist.

2.2.1.4 Typische Bereitstellungsketten für Waldhackgut

Zur Vermeidung von Bodenschäden wird das Hackgut, das nicht direkt an einer Forststraße produziert wird, mithilfe von forsttauglichen Hochkippern oder Shuttlefahrzeugen zu den befestigten Wegen transportiert und auf größere Transporteinheiten übergeben (Abb. 2.4). Hierfür kommen landwirtschaftliche Anhänger und gewerbliche Transportfahrzeuge (Container, Sattelkipper etc.) zum Einsatz (vgl. Kapitel 2.5.1.1).

Wenn die Hackgutproduktion im Wald unmittelbar vor dem Liefertermin erfolgt, liegt eine direkte Versorgungskette vor. In diesem Fall kann auf den Wassergehalt des Brennstoffs allenfalls durch die Wahl des Erntezeitpunkts (Witterung) Einfluss genommen werden.

Bei der indirekten Versorgungskette erfolgt dagegen eine Zwischenlagerung des unaufbereiteten oder bereits gehackten Brennstoffs, wobei auch die Möglichkeit besteht, den Wassergehalt durch natürliche bzw. technische Trocknung zu reduzieren.

Die Ausgestaltung der logistischen Verfahrenskette für Waldhackgut wird wesentlich durch die Wahl des Ernteverfahrens vorbestimmt. Deren Vielfalt bedingt eine noch größere Vielzahl an Verfahrensabläufen. Die in Abbildung 2.4 dargestellten Verfahrensketten lassen sich daher um viele weitere Varianten ergänzen.

2.2.2 Pflegeholz

Beim Gehölzschnitt (Busch-, Strauch- und Baumschnitt) handelt es sich häufig um einen Rückstand aus dem kommunalen Bereich. Dieses Material stammt meist von Randstreifen entlang von Verkehrswegen (Straßen, Schienen, Kanäle) oder Ufern und Feldrändern, aber auch von öffentlichen Parks und Friedhöfen. Außerdem fällt zunehmend auch holzartiges Material aus privaten Gärten (Baum- und Staudenpflege) an, das an öffentlichen Abfallsammel- und -sortierstellen abgeliefert wird.

Bei Randbäumen und Hecken, die regelmäßig auf den Stock zu setzen sind, werden vielfach motormanuelle Verfahren eingesetzt. Anschließend können wie in der konventionellen Forstwirtschaft manuell oder kranbeschickte Hacker zur Hackguterzeugung verwendet werden (vgl. Kapitel 2.5.2.1). Sie sind meist an ein Mehrzweckfahrzeug angebaut. Für den kommunalen Bereich werden daneben auch spezielle Systemfahrzeuge angeboten, auf denen ein Sammelbunker für das Hackgut aufgesattelt ist.

Bei der Pflege von Gehölzen, die lediglich zurückgeschnitten werden müssen, werden Ast- und Heckenscheren eingesetzt. Diese hydraulisch angetriebenen Geräte sind an einem Auslegerarm oder an einer Frontladerschwinge montiert und ermöglichen eine Arbeitshöhe bis ca. 6,50 m. Kontinuierlich senkrecht oder waagerecht arbeitende Heckenscheren besitzen Schnittbreiten von 1,3 bis 2,2 m. Absätzig arbeitende Geräte besitzen eine hydraulische Schere und eine Haltezange, mit der das abgetrennte Holz am Auslegerarm langsam zu Boden geführt und kontrolliert abgelegt werden kann. Diese Geräte ermöglichen ein selektives Beschneiden oder auch das Köpfen in größerer

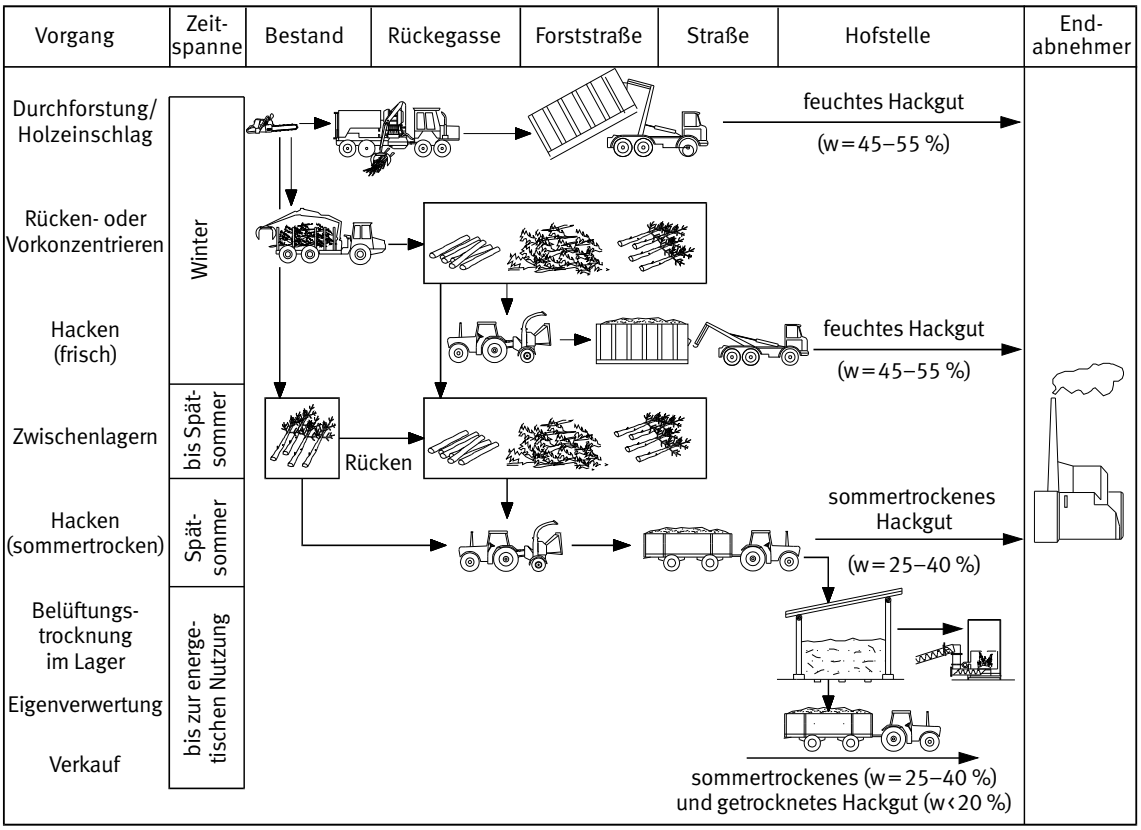


Abb. 2.4: Verfahrensketten zur Bereitstellung von Waldhackgut mit unterschiedlichem Wassergehalt (w) /Hartmann und Kaltschmitt 2009a/

Höhe, insbesondere wenn ein Radbagger als Trägerfahrzeug eingesetzt wird.

Holz aus der Landschaftspflege wird häufig nicht als naturbelassen anerkannt, insbesondere wenn es sich um Material von Straßenrändern oder um Gartenabfälle handelt. Das liegt daran, dass teilweise erhöhte Gehalte an Problem- und Schadstoffen (z. B. Asche, Chlor, Schwermetalle) im Brennstoff festgestellt wurden. Bei der Planung und Genehmigung entsprechender Konversionsanlagen ist – je nach Bundesland oder Genehmigungsbehörde – mit einer unterschiedlichen Auslegung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes zu rechnen.

2.2.3 Ernte von Kurzumtriebsplantagen

Holz aus Kurzumtriebsplantagen kann direkt auf der Fläche zu Hackschnitzeln verarbeitet werden (Hackgutlinien) oder es wird zunächst als Ganzbaum geerntet, zwischengelagert und erst danach zu Hackgut aufbereitet (Bündellinien). Bei den Bündellinien sind – ähnlich wie bei der Schwachholzernte – sehr unterschiedliche Mechanisierungsgrade möglich (z. B. motormanuelle Verfahren, vollmechanisierte Verfahren). Bündellinien sind aber stets absätzige Ernteverfahren, bei denen weitere Verfahrensschritte (Laden, Weitertransport, Hacken) erforderlich sind (Abb. 2.5).

Bündellinien (absätzige Verfahren)

Bei der Ernte ganzer Bäume und Triebe wird der gesamte Aufwuchs vom Stock getrennt und entweder zunächst in Bündeln auf der Fläche abgelegt oder gesammelt und zu einem Entladeplatz gerückt. Das Hacken erfolgt nach mehr oder minder langer Zwischenlagerung auf der Fläche oder am Feldrand bzw. an einem zentralen Aufarbeitungsplatz, der sich auch am Ort der energetischen Verwertung befinden kann.

Hierfür lassen sich unter anderem spezielle Fäll-Bündel-Maschinen einsetzen. Bei diesen schleppergezogenen oder selbstfahrenden Geräten werden die Baumreihen bei kontinuierlicher Maschinenvorfahrt mithilfe von Ketten- oder Kreissägen gefällt und zu Bündeln zusammengefasst. Die Triebe werden im gleichen Arbeitsgang aufgenommen, gesammelt und auf dem Ernter mitgeführt, bis sie – je nach Transportkapazität – auf der Fläche oder am Feldrand bündelweise abgelegt werden.

Die Vorteile der absätzigen (d. h. mehrphasigen) Verfahren liegen im Vergleich zu den kontinuierlichen Verfahren in der besseren Lagerfähigkeit und in der Möglichkeit zur Nachtrocknung der gefällten Ganzbäume. Dies kann gerade auch aus ökonomischer Sicht sinnvoll sein, wenn für die Verwertung ein relativ geringer Wassergehalt gefordert ist, jedoch auf eine aufwendige technische Hackschnitzeltrocknung mit entsprechenden Kosten verzichtet werden soll. Kann dagegen das Holz ohne vorherige Trocknung an der Feuerungsanlage verwertet werden, ist ein kontinuierliches (d. h. einphasiges) Ernteverfahren zu bevorzugen, da eine mehrphasige Ernte zu einem höheren technischen und organisatorischen Aufwand führt, zumal alle Arbeitsschritte als Unternehmerleistung zugekauft werden müssen und die Verfügbarkeit der Spezialmaschinen zudem gering ist.

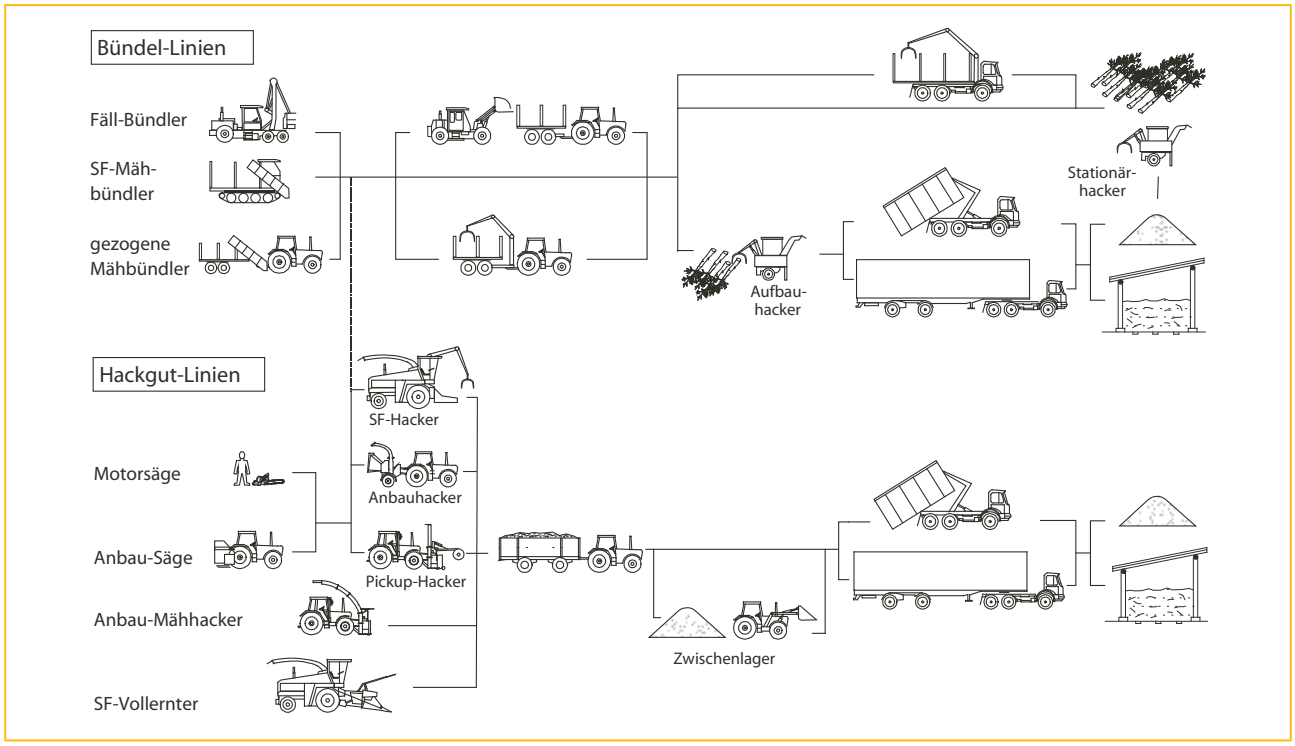


Abb. 2.5: Bereitstellung von Hackschnitzeln aus Kurzumtriebsplantagenholz – Verfahrensablauf bei Bündel- und Hackgut-Linien (SF: Selbstfahrer) /Hartmann und Kaltschmitt 2009a/

Hackgutlinien

Auch Hackgutlinien können absätzig realisiert werden, wenn die Zerkleinerung erst in einem zweiten, teilweise zeitlich verzögerten, Arbeitsgang auf dem Feld erfolgt. Lediglich bei Maschinen, die das Fällen und Hacken in einem Arbeitsgang erledigen, handelt es sich um kontinuierliche Verfahren oder Vollernteprozesse (z. B. Anbau-Mähhacker, Vollernter). Ein Vollernter (Tabelle 2.5) ermöglicht ein einphasiges Verfahren (Fällen, Hacken und Laden in einem Arbeitsgang). Dies hat auch den Vorteil eines vereinfachten Umschlags und Transports der geernteten Biomasse als Schüttgut. Hierfür können vorhandene konventionelle Maschinen verwendet werden. Wenn allerdings eine längere Lagerung zur Bevorratung des (frischen) Brennstoffs erfolgen soll, ergeben sich Nachteile durch einen biologischen Abbau des organischen Materials und durch Pilzwachstum (vgl. Kapitel 2.5.3).

Wie bei den anderen Ernteverfahren werden auch bei den Hackgutvollerntern die Stämme durch Sägeblätter oder Kettensägen in ca. 10 bis 15 cm Höhe von den Stöcken abgetrennt. Spezielle Zuführeinrichtungen (Walzen, Schnecken) befördern das geerntete Schwachholz dann in das integrierte Hackorgan. Der Austrag für das Hackgut erfolgt mittels Luftstrom oder Förderband. Angehängte Sammelwagen oder parallel fahrende Transportgespanne übernehmen die Bergung der Holzmasse. Es können schlepperabhängige oder selbstfahrende Erntemaschinen verwendet werden.

Die in Deutschland eingesetzten Maschinen und typische Kenndaten zeigt Tabelle 2.5. Die doppelreihig erntenden Maschinen lassen sich zwar auch einreihig einsetzen, damit ist jedoch eine größere Anzahl von Überfahrten verbunden, wodurch die Gefahr von Bodenschäden steigt. Zudem führt die einreihige Ernte zu Einbußen bei der Verfahrensleistung.

2.3 Anfall und Produktion halmgutartiger Biomasse

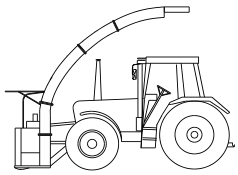
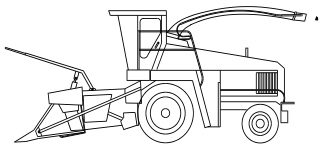
Unter halmgutartigen Brennstoffen wird im Allgemeinen die aus ein- und mehrjährigen Pflanzen resultierende Biomasse verstanden. Im Gegensatz zum Holz, das aus mehrjährig gewachsenen Pflanzenkomponenten besteht, stammen Halmgutbrennstoffe aus dem saisonalen, maximal einjährigen Aufwuchs oder aus dessen Verarbeitung. Halmgüter sind dabei entweder Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle (Kapitel 2.3.1), oder es handelt sich um speziell angebaute Energiepflanzen wie z. B. Miscanthus (Kapitel 2.3.2, siehe auch Steckbriefe in der Datensammlung, Tabellen 2-3-1 bis 2-3-7). Energiepflanzen haben aber in Deutschland für die Festbrennstoffnutzung noch keine größere Bedeutung erlangt. Lediglich für die Kraftstoffgewinnung (z. B. Rapsöltreibstoffe, Ethanol aus Weizenkörnern) und für die Biogassubstratproduktion (z. B. Maissilage, Getreideganzpflanzensilage) ist bisher eine nennenswerte Nutzung zu verzeichnen. Im Zuge eines konsequenten Ausbaus der Festbrennstoffnutzung hat allerdings bereits ein verstärkter Energiepflanzenanbau eingesetzt.

2.3.1 Halmgutnebenprodukte, -rückstände und -abfälle

Stroh

Als Stroh wird gemeinhin der bei der landwirtschaftlichen Produktion von mähdruschtauglichen körnerliefernden Kulturen wie Getreide, Ölsaaten, Körnerleguminosen und Körnermais anfallende Ernterückstand bezeichnet. Grundsätzlich kann dabei die gesamte Strohmasse als Energieträger eingesetzt werden. Allerdings wird das Stroh bei der Ölsaaten-, Leguminosen- und

TAB. 2.5: MERKMALE IN DEUTSCHLAND GEBRÄUCHLICHER MASCHINEN ZUR EINPHASIGEN ERNTE VON KURZUMTRIEBSPLANTAGEN

	 **Mähhacker (Gehölzmähhäcksler)**	 **Feldhäcksler mit Schwachholzvorsatz**
Funktionsweise (Beispiel)	vertikale Hackschnecke mit Sägeblatt auf gleicher Welle oder horizontales Hackaggregat (mit separater Säge) und Umdrücken der Bäume in Fahrtrichtung; Zapfwellenantrieb, Anbau in 3-Punkt-Fronthydraulik, Abtrennen und gleichzeitiges Hacken aufrechter bzw. umkippender Bäume, Erntegutübergabe über Austragrohr	Erntevorsatz mit ein oder zwei Sägeblättern, horizontalen und vertikalen Einzugswalzen, Abweisergabel, konventioneller Häckslertrommel mit reduzierter Messerzahl, Beschleuniger, Austragrohr
geeignete Kulturarten	Pappeln (ab ca. 3 Jahren), Kultur mit Hauptstammausbildung und vertikaler Wuchsform	Pappeln und Weiden (ca. 2–5 Jahre), Kultur mit Hauptstammbildung oder buschiger Wuchsform
Anzahl erntbarer Reihen	1 bis 2	1 bis 2
erforderlicher Reihenabstand	ab 1 m	Einzelreihen: 1 oder › 1,50 m Doppelreihen: 0,75/1,60–2,50 m
Basismaschine	Schlepper mit Fronthydraulik und Forstbereifung, ab 85 bis › 160 kW	selbstfahrender Häcksler 260 bis 350 kW
Hackgutstruktur	sehr grob bei Schneckenhacker (bis 100 mm), ansonsten ‹ 50 mm	mittel (15–45 mm)

Quelle: nach /Hartmann 2009d/ und /Skodawessely et al. 2010/

Körnermaisproduktion heute im Regelfall in die Ackerkrume eingearbeitet, was zur Schließung der Stoffkreisläufe beiträgt. Eine Bergung für eine anderweitige Nutzung ist dagegen beim Getreidestroh zum Teil üblich, die hierfür eingesetzten Verfahren sind technisch ausgereift (Kapitel 2.4.2). Auch kann Getreidestroh aufgrund seines geringen Wassergehalts meist ohne weitere Maßnahmen problemlos eingelagert werden. Der mit der Abfuhr von der Fläche verbundene Nährstoffentzug ist bei der Düngungsplanung zu berücksichtigen.

Getreidestroh fällt überwiegend in den Sommer- und frühen Herbstmonaten an. Es wird, wenn eine Nutzung vorgesehen ist, durch den Mähdrescher im Schwad auf dem Feld abgelegt. Zum Druschzeitpunkt können Wassergehalte bis 40 % vorliegen. In der Regel ist aber im Schwad eine Abtrocknung auf Wassergehalte um 15 % möglich. Die Erntemenge schwankt je nach Standort und Kulturart und kann aus dem relativ konstanten Korn-Stroh-Verhältnis der jeweiligen Getreideart abzüglich ca. 15 % Ernteverluste grob abgeschätzt werden. Als Planungsfaustzahl gilt ein erntbarer Jahresertrag von ca. 6 t/ha (lufttrocken); das entspricht einer Energiemenge von ca. 2.400 Liter Heizöläquivalent je Hektar (vgl. hierzu Tabelle 2.1). Für die Abschätzung des energetischen Strohpotenzials in einer Region kann jedoch nicht die gesamte Getreidefläche herangezogen werden, weil ein Teil des Strohrückstandes zur Aufrechterhaltung einer ausgeglichenen Humusbilanz oder für die Nutzung als Einstreu in der Tierhaltung verwendet wird (siehe auch /DBFZ 2011/).

Landschaftspflege-Halmgüter

Bei der Landschaftspflege (u. a. an Straßenrändern, Schienentrassen und Wasserstraßen, auf Naturschutzflächen, in Parks und Anlagen, auf Friedhöfen) fällt in einem sehr unterschiedlichen Ausmaß halmgutartige Biomasse an. Hinzu kommen Grasabfälle aus der Pflege von privaten Gärten sowie überständiges bzw. nicht für die Verfütterung geeignetes Gras von landwirtschaftlichen Flächen.

Das bei der Pflege von Verkehrswegen anfallende Material verbleibt üblicherweise auf der Fläche. Eine Nutzung als Energieträger ist gegenwärtig eher die Ausnahme; eine Bergung ist aber grundsätzlich möglich und in manchen Bereichen, wenn eine Abfuhr von der Fläche gewünscht ist, auch bereits üblich. Problematisch ist allerdings die inhomogene Zusammensetzung des Materials. Außerdem ist ein gewisser Fremdstoffanteil (z. B. Getränkedosen, Plastiktüten und -flaschen) in vielen Fällen kaum zu vermeiden.

Beim Straßengrasschnitt ist, u. a. erntetechnisch bedingt, auch der Aschegehalt mit Werten von bis zu 25 % um ein Vielfaches höher als bei konventionellen Grasflächen /Hartmann et al. 2000/. Ein weiterer Nachteil ist der hohe Wassergehalt, der je nach Klima und Vegetationszeitpunkt 45 bis 70 % beträgt.

Bei Naturschutzflächenaufwuchs sind die Bedingungen für eine planmäßige Energieträgerproduktion wesentlich günstiger. Hierbei handelt es sich um Grünflächen, die dem Natur- oder Landschaftsschutz unterliegen und die aufgrund administrativer Vorgaben in regelmäßigen Abständen geschnitten

werden müssen, um die Ziele der Unterschutzstellung (z. B. Biotoperhalt, Förderung bestimmter Pflanzengesellschaften) zu erreichen. Die anfallende Biomasse besteht dabei aus sehr unterschiedlichen Gräsern und Kräutern und ist infolgedessen relativ inhomogen. Die erzielbaren Flächenerträge auf solchen Naturschutzflächen sind abhängig von den vorherrschenden Pflanzengesellschaften. Sie können beispielsweise bei Wiesenfuchsschwanz-Wiesen jährlich 8 bis 11 t Trockenmasse pro Hektar betragen; auf kargen Naturschutzflächen (z. B. Magerwiesen) liegt der Ertrag aber deutlich niedriger bei nur wenigen Tonnen pro Hektar und Jahr.

Verarbeitungsrückstände und Abfälle

Brennstofftaugliche halmgutbürtige Verarbeitungsrückstände fallen an vielen weiteren Orten der Aufbereitung und Weiterverarbeitung von Agrarprodukten an. Beispielsweise kommt es bei der Getreidelagerung, -reinigung und Saatgutaufbereitung zur Abtrennung von Spelzen, Grannen oder Bruchkorn sowie zu fehlgelagerten und pilzbelasteten Partien, die oft keiner Futtermittelverwertung mehr zugeführt werden können. Ähnliches gilt bei der Mühlenindustrie oder bei der Verarbeitung von Pflanzenfasern und anderen Rohstoffen. Für die hier anfallenden Mengen und die Brennstoffmerkmale dieser vielfältigen Rückstände und Abfälle gibt es keine allgemein verwendbaren Planungszahlen, sodass deren Beurteilung als Brennstoff individuell für jeden möglichen Einsatzfall erfolgen muss.

2.3.2 Miscanthus (Chinaschilf)

Miscanthus *(Miscanthus x giganteus)*, auch Chinaschilf genannt, ist ein mehrjähriges Gras, das aus dem ostasiatischen Raum stammt. Es kommt in Deutschland nur selten zur Blüte. Da es ein triploider Artbastard ist, kann es keine fertilen Samen bilden. Das Pflanzgut muss daher über Klonung produziert werden, entweder durch Teilung der unterirdisch angelegten Rhizome oder über Mikrovermehrungsverfahren. Schon im Anpflanzjahr, etwa Mitte April bis Mitte Mai, wenn die Bodentemperaturen über 9 °C liegen, beginnt die Bildung der sprossbürtigen Rhizome, die der Pflanze als unterirdische Speicher- und Überwinterungsorgane sowie als Ausläufer dienen, aus denen in jedem Jahr neue Sprosse gebildet werden. Ab dem dritten Bestandsjahr erreicht die Kultur eine Höhe von bis zu 4 m.

2.3.2.1 Anbau

Miscanthus gedeiht auf den meisten Böden, sofern sie nicht zu Staunässe neigen. Jungpflanzen können sich im Anpflanzjahr besser auf leichten Böden etablieren, wohingegen auf schwereren Böden in den Folgejahren aufgrund der besseren Wasserversorgung das höhere Massenwachstum stattfindet. Zwar ist Miscanthus trockenheitstolerant, jedoch wirkt eine gleichmäßige Wasserversorgung während der Vegetationsperiode stark ertragsfördernd. Miscanthus ist wärmeliebend; allerdings sind auch in Gebieten mit Durchschnittstemperaturen von 7,5 °C gute Massenerträge möglich, sofern die Wasserversorgung gleichmäßig ist. Das Hauptproblem des Anbaus in Nord- und Mitteldeutschland ist das Auftreten starker Auswinterungsverluste während des ersten Winters, was auf eine unzureichende Jungpflanzenentwicklung im ersten Jahr oder auf starke Fröste mit vorangegangenen Temperaturschwankungen zurückgeführt wird, denn Spätfröste gefährden die jungen Triebe /Lewandowski et al. 2009/. Eine üppige Stickstoffdüngung kann die Einlagerung von Reservestoffen in das Rhizom ebenfalls behindern und so die Winterfestigkeit für den folgenden Winter absenken. Aus diesem Grund ist auch eine Anpflanzung auf Grünlandumbruchflächen wegen der hohen Stickstoffmineralisierungsraten riskant.

Die Anpflanzung erfolgt ab Mai bevorzugt in gepflügten Boden. Die Pflanzung kann beispielsweise mit teilautomatischen Pflanzmaschinen aus dem Gemüsebau durchgeführt werden. Inzwischen überwiegt aber die Pflanzung von Rhizomstücken direkt ins Feld. Hierbei werden möglichst maximal 4 Jahre alte Rhizome von einem Mutterrhizomfeld gewonnen und händisch oder maschinell zerkleinert, sodass jedes Rhizomstück mehrere Triebe („Augen“) besitzt. Nach möglichst kurzer Lagerung werden sie auf dem neu zu bepflanzenden Feld ausgebracht (z. B. mit einer Kartoffellegemaschine im Verbund von 1 × 1 m) und oberflächlich eingepflügt. Im Mutterrhizomfeld verbleiben noch so viele Rhizomstücke, dass der Bestand sich wieder regenerieren kann. Das Rhizompflanzverfahren hat neben den zum Teil erheblichen Kosteneinsparungen für das Pflanzgut den Vorteil, dass es die Überwinterungsfähigkeit der Neukultur verbessert, das heißt, es werden deutlich weniger Auswinterungsschäden im kritischen ersten Anbaujahr festgestellt /Münzer 2000/.

Bisher sind noch keine nennenswerten Schäden durch Schädlinge und Krankheiten im Miscanthusanbau aufgetreten. Im Anpflanzjahr sind die Jungpflanzen noch wenig konkurrenzstark und durch Verunkrautung gefährdet. Eine mechanische oder chemische Unkrautbekämpfung ist deshalb im ersten Jahr unerlässlich. Bei schwach entwickelten Beständen kann eine Unkrautbekämpfung auch im zweiten Jahr erforderlich sein. Dies ist jedoch spätestens ab dem dritten Standjahr nicht mehr notwendig. Im frühen Stadium nach der Pflanzung erfolgt die Unkrautbekämpfung mechanisch durch Striegeln oder später durch eine Kombination aus Hacken zwischen den Reihen und einer Herbizidbehandlung in den Reihen /Serafin und Ammon 1995/.

Die Düngung orientiert sich an den Erträgen sowie an den je nach Standort unterschiedlichen Nährstoffgehalten in der abgeernteten Biomasse. Je Tonne Biomasse werden 1,2 bis 5,7 kg Stickstoff, 0,2 bis 1 kg Phosphor, 4 bis 9 kg Kalium und 1 bis 1,5 kg Calcium (jeweils Reinnährstoff) entzogen /Lewandowski et al. 2009/. Da Miscanthus durch das Rhizom ein Nährstoffpuffersystem und durch seine tiefen Wurzeln ein großes Nährstofferfassungsvermögen hat, ist die Düngung selten direkt ertragswirksam. Um die Bodenfruchtbarkeit zu bewahren und die Funktion der Nährstoffversorgung aufrechtzuerhalten, genügt daher eine Bemessung nach den entzogenen Nährstoffen. Bei einem Jahresertrag von 20 t/ha Trockenmasse ist eine jährliche Gabe von 60 kg/ha Stickstoff zum Sprossaustrieb und 9 kg/ha Phosphor sowie 100 kg/ha Kalium nach der Ernte zu empfehlen.

Wenn das Ende der Nutzungsdauer erreicht ist, muss die Fläche rekultiviert werden. Dazu sollten die in einer Tiefe von bis zu 20 cm liegenden Rhizome mit einer Tiefenfräse zerkleinert werden. Eine Einsaat von Sommerraps oder Sommerweizen im Folgejahr unterdrückt den Wiederaustrieb durch seine starke

Konkurrenzwirkung. Zur Bekämpfung des Wiederaustriebs am besten geeignet ist die Einsaat von Futterpflanzen (v. a. von Grasgemischen), wobei durch mehrmaligen Schröpfschnitt der Miscanthus-Wiederaustrieb erschöpft wird.

2.3.2.2 Nutzung und Ertragspotenzial

Die Ernte von Miscanthus erfolgt etwa im Februar und März, da die Biomasse zu diesem Zeitpunkt abgetrocknet ist und während des Winters eine Auswaschung von löslichen Störstoffen wie Kalium und Chlor stattfindet. Der Wassergehalt der geernteten Rohsubstanz ist vom Erntezeitpunkt, von den Standortbedingungen und von der Witterung abhängig. Er kann zwischen 15 und 45 % schwanken. Bei einer Ernte im Februar/März liegt der Aschegehalt der Biomasse zwischen 1,5 und 4 %. Da die Blätter im Laufe des Winters vor allem auf windigen Standorten abfallen, kann diese Ertragsminderung bei einer Ernte im Februar/März bis zu 25 % betragen. Allerdings führt der Blattverlust zu einer verbesserten Brennstoffqualität, die bei vielen thermischen Umwandlungsprozessen Vorteile bringt.

Das Ertragspotenzial ist in den beiden Etablierungsjahren gering und erreicht ab dem dritten bis fünften Bestandsjahr sein Maximum. Es beträgt dann, je nach Standortbedingungen, zwischen 10 und maximal 30 t Trockenmasse je ha und Jahr /Lewandowski et al. 2009/. Dabei steigt die Ertragsfähigkeit im Wesentlichen mit der Durchwurzelbarkeit des Bodens sowie mit der Gleichmäßigkeit der Wasserversorgung. Die geschätzte Nutzungsdauer einer Miscanthus-Pflanzung beträgt rund 20 bis 25 Jahre.

2.4 Ernte und Bergung halmgutartiger Biomasse

Halmgutbrennstoffe werden in der Regel als trockenes Material bereitgestellt. Es können Stück- bzw. Schüttgüter – gestapelt bzw. lose – bereitgestellt werden. Beim Stückgut handelt es sich primär um Ballen. Briketts werden aus Halmgut nur selten produziert. Bei der Halmgutbereitstellung lassen sich im Wesentlichen die folgenden Ketten unterscheiden:

- *Häckselketten:* Das trockene oder getrocknete Halmgut wird mit einem Feldhäcksler geerntet und zu Häckselgut verarbeitet, welches anschließend mit einem Transportfahrzeug zum Lager und/oder zum Verbraucher transportiert werden kann.
- *Ballenketten:* Das trockene oder getrocknete Halmgut wird aus dem Ernteschwad zu Ballen gepresst und zum Lager und/oder zum Verbraucher transportiert.
- *Pellet-/Brikettketten:* Das Halmgut wird als Häckselgut oder auch in Ballenform zu einer Pelletieranlage (z. B. auf einem landwirtschaftlichen Betrieb) transportiert und dort pelletiert oder zu groben Schüttgut-Briketts verdichtet, bevor ein Weitertransport zum Endverbraucher erfolgt.

Eine Übersicht über die wichtigsten Bereitstellungsketten zeigt Abbildung 2.6. In der Praxis dominieren die Großballenketten. Häckselketten weisen im Vergleich dazu zwar eine hohe Schlagkraft bei der Ernte auf, aufgrund der geringen Schüttdichte werden aber erhebliche (teure) Lager- und Transportkapazitäten benötigt (Kapitel 2.5). Unter bestimmten Randbedingungen können solche Ketten dennoch für die Festbrennstoffbereitstellung sinnvoll sein (z. B. bei lokaler Brennstoffgewinnung und -verwertung, bei einer Brikettierung oder Pelletierung).

Die Verarbeitung von trockenem Erntegut zu Pellets oder Briketts wird bislang nur stationär realisiert. Häufig jedoch können die hohen Verdichtungskosten die logistischen Vorteile der Pellets (u. a. beim Laden, Transportieren, Lagern und Beschicken) nicht kompensieren. Der in der Vergangenheit verschiedentlich unternommene Versuch, eine Herstellung von Pellets oder Briketts schon auf dem Feld oder am Feldrand durch Entwicklung entsprechender Erntemaschinen zu erreichen, ist bislang an den hohen Kosten und an der geringen Auslastung derartiger Verfahren gescheitert.

2.4.1 Häckselgut

Maschinen zur Ernte von Häckselgut sind entweder mit einer Pick-up-Einrichtung oder mit einem eigenen Schneidwerk ausgestattet, das auf die jeweilige Gutart abgestimmt ist. Anbaugeräte werden in der Fronthydraulik eines Schleppers geführt. Meist jedoch werden selbstfahrende Arbeitsmaschinen eingesetzt, für die eine Reihe verschiedener Vorsatzgeräte zur Verfügung stehen. Für Miscanthus beispielsweise empfiehlt sich ein reihenunabhängiges Maisgebiss an einem selbstfahrenden Feldhäcksler, mit dem das Schneiden und Häckseln in einem Arbeitsgang erfolgen kann. Im Gegensatz zu Häckslern mit Gutaufnahme aus einem bereits gemähten Schwad wird so die Aufnahme der minderwertigen Blättermulchschicht vermieden.

Das geschnittene oder aus dem Schwad aufgenommene Halmgut wird den Vorpresswalzen des Gerätes zugeführt und in einer rotierenden Häckslertrommel zerkleinert. Durch Variation der Einzugsgeschwindigkeit bei gleichbleibender Trommeldrehzahl (bis 1.200 U/min) lässt sich die theoretische Schnittlänge im Ernteeinsatz variieren. Dabei ist eine Zerkleinerung in bis zu 4 mm kurze Teilchen möglich, was aber nur bei einer anschließenden Silagekonservierung (d. h. Feuchtkonservierung) sinnvoll wäre.

Für trocken gelagerte Halmgutbrennstoffe werden wesentlich größere Häcksellängen angestrebt. Durch Reduktion der Messeranzahl auf der Häckslertrommel kann die Materialstruktur zusätzlich beeinflusst werden. Diese Möglichkeit wird beispielsweise genutzt, wenn der Häcksler zur Ernte von Holz aus Kurzumtriebsplantagen eingesetzt wird (vgl. Kapitel 2.2.3). Wie bei Getreide wird auch bei der Miscanthusernte eine Häcksellänge von etwa 28 mm angestrebt. Eine weitere Erhöhung ist nicht sinnvoll, da dies zu einer Verringerung der Lagerdichte führt. Das zerkleinerte Material gelangt über einen Auswurfkanal auf ein parallel fahrendes Transportfahrzeug.

Mit Miscanthus wurden in Feldversuchen Durchsatzleistungen von ca. 30 t/h Trockenmasse erzielt. Aufgrund der relativ geringen Dichte des erzeugten Häckselgutes (ca. 110 kg/m³) ist die Häckselkette jedoch nur für kurze Transportwege und günstige Lagermöglichkeiten geeignet.

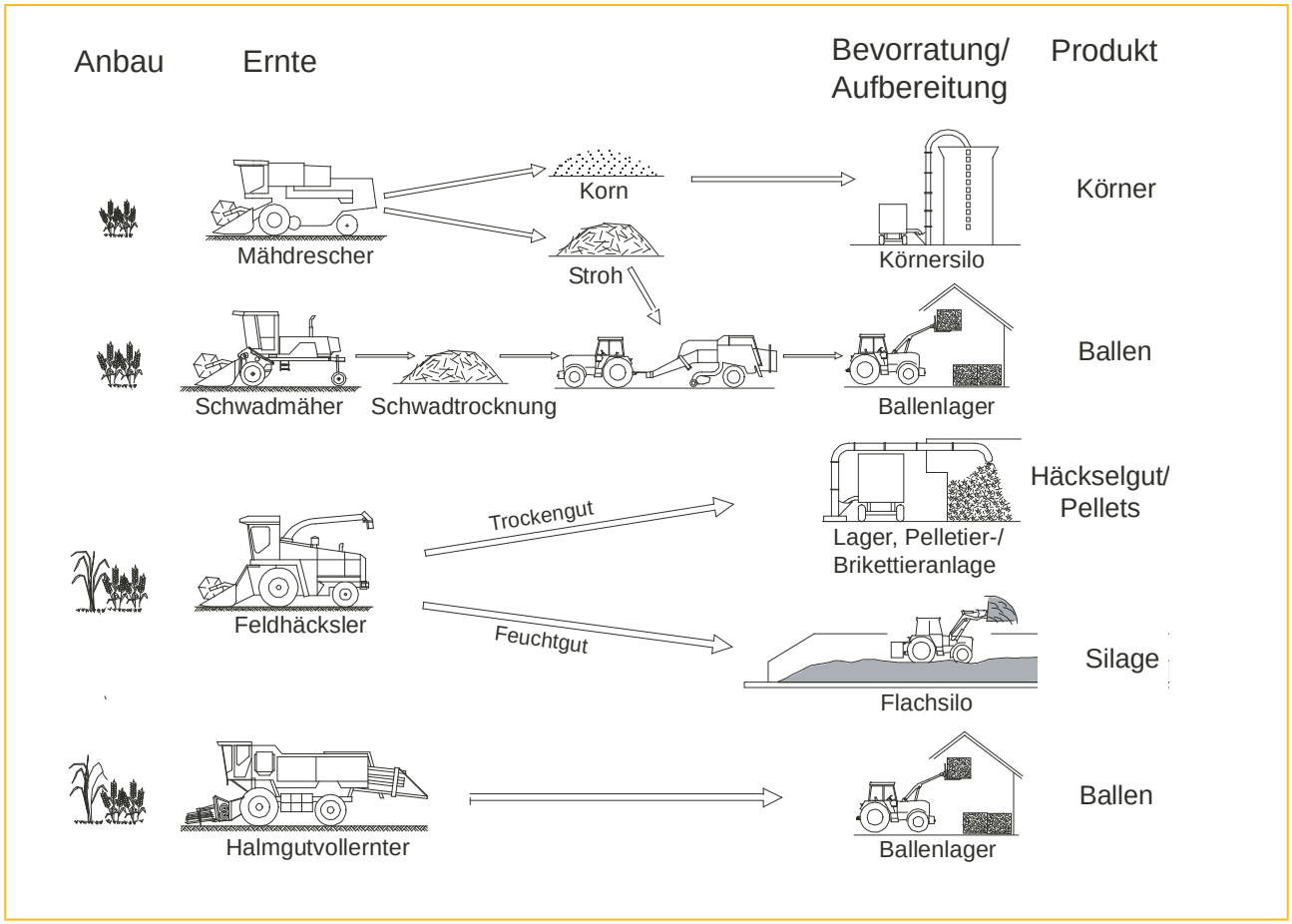


Abb. 2.6: Vereinfachte exemplarische Ernteprozessketten für die Bereitstellung von Halmgutbrennstoffen /Hartmann und Kaltschmitt 2009b/

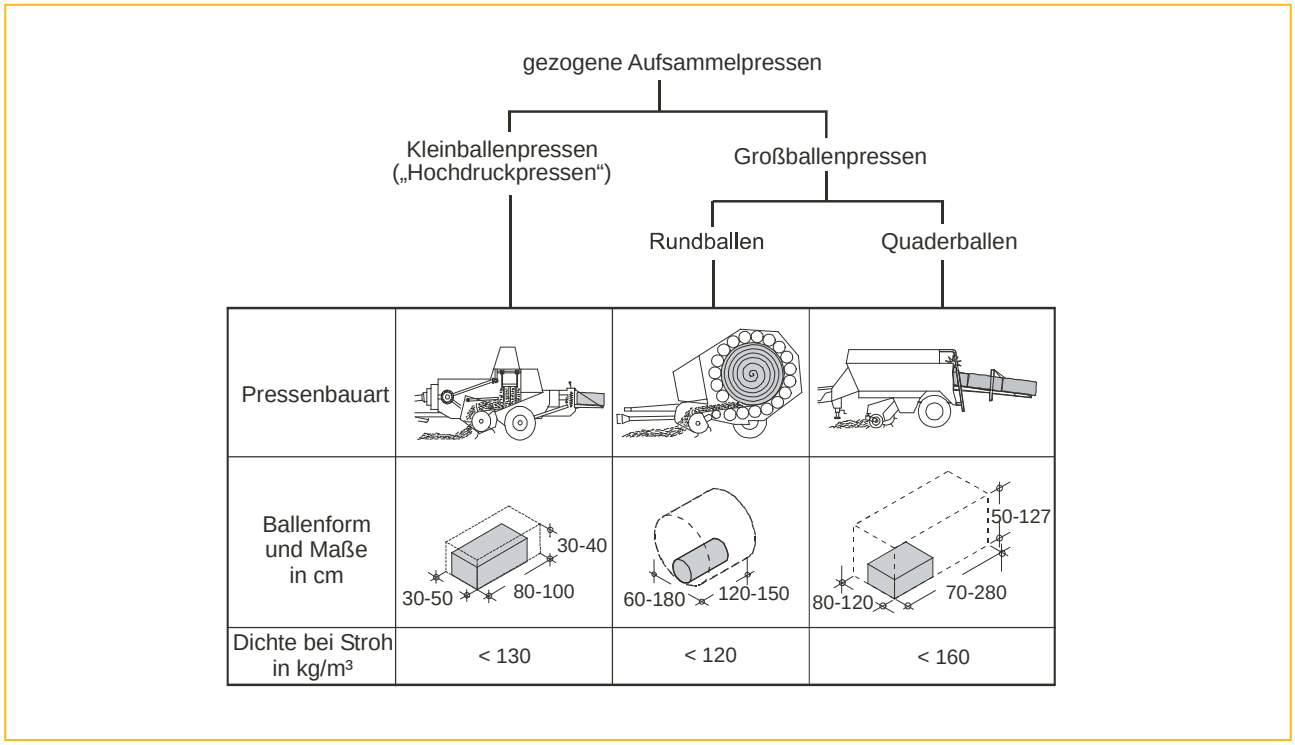


Abb. 2.7: Praxisübliche Ballenpressen für die Halmgutbergung sowie Ballenmaße; in Anlehnung an /Hartmann 2009d/

2.4.2 Ballen

Bei der Bereitstellung von Halmgut als Energieträger hat sich der Ballen als Anlieferungsform durchgesetzt. Je nach eingesetzter Ballenpresse kommen eine ganze Reihe verschiedener Ballenketten infrage.

- *Kleinballenkette:* Das Halmgut wird zu kleinen sogenannten Hochdruckballen verpresst, die direkt auf einen Wagen oder mit zusätzlichen Maschinen aufgesammelt und zum Lager bzw. zum Endverwerter transportiert werden.
- *Rundballenkette:* Das Halmgut wird zu großen Rundballen verdichtet und mit dem Traktor oder speziellen Wagen zum Lager bzw. zum Endverwerter transportiert.
- *Quaderballenkette:* Das Halmgut wird zu großen Quaderballen verdichtet und zum Lager transportiert; von dort findet die Versorgung einer Konversionsanlage statt.

Beim Ballenpressen wird das im Schwad liegende und ggf. weiter abgetrocknete Halmgut mit Pick-up-Systemen aufgenommen und dann verdichtet. Dabei kommen insbesondere Großballenpressen (d. h. Rundballenpressen, Quaderballenpressen) zum Einsatz. Je nach Ballenpresse werden Presslinge mit Querschnittsflächen bis zu 1,5 m^2 und bis über 1 t Gewicht produziert.

In der Praxis der Stroh- und Heubergung werden vor allem Aufsammelpressen eingesetzt, die das zuvor im Schwad abgelegte Halmgut aufnehmen (Abb. 2.7). Ein vom Mähdrescher oder Mähwerk sauber geformter Schwad mit hohem Schwadgewicht wird benötigt, um eine verlustarme Aufnahme und eine hohe Pressleistung zu erzielen. Unter den Aufsammelpressen dominiert die Quaderballenpresse für kubische Großballen und die Rundballenpresse. Die Hochdruckballenpresse, mit der leichte, von Hand umschlagbare Kleinballen hergestellt werden, ist dagegen heute von untergeordneter Bedeutung.

Im Gegensatz zum Getreidestroh kann bei Miscanthus eine vorherige Schwadablage für die spätere Aufnahme mit einer Aufsammel-Ballenpresse problematisch sein, da die im Frühjahr am Boden liegende feuchte, teilzersetzte, schimmelige und oft verschmutzte Blättermulchschicht zum Teil mit aufgenommen wird, wodurch sich die Qualität und Lagerfähigkeit der Ballen verschlechtert. Aufgrund der Länge und Formstabilität der Stängel ist außerdem die Ballendichte, insbesondere wenn ältere Bestände geerntet werden, geringer als bei Stroh. Durch die Ablage des Ballens auf dem Boden besteht bei Miscanthus außerdem die Gefahr von Qualitätsminderungen, da die Beschaffenheit der Feldoberfläche unter den spätwinterlichen Erntebedingungen oft ungünstig ist. Aus diesen Gründen wird bei Miscanthus eine Ernte aus dem stehenden Bestand (d. h. Häckselgutkette) häufig bevorzugt.

Die vornehmlich bei der Strohernte von der Ballenpresse auf dem Feld einzeln oder doppelt abgelegten Ballen werden beispielsweise mit Frontladerschleppern, die mit Ballengabel, Greifern oder Klammern ausgestattet sind, aufgenommen und auf ein Transportfahrzeug übergeben (Abb. 2.8). Hierfür können auch selbstfahrende Teleskoplader oder schleppergezogene Ballenladewagen mit Aufnahmezange oder Kranausleger eingesetzt werden (Ladewagen für ca. 8 bis 24 Ballen). Mit diesen Fahrzeugen werden die Ballen beispielsweise zum Feldrand

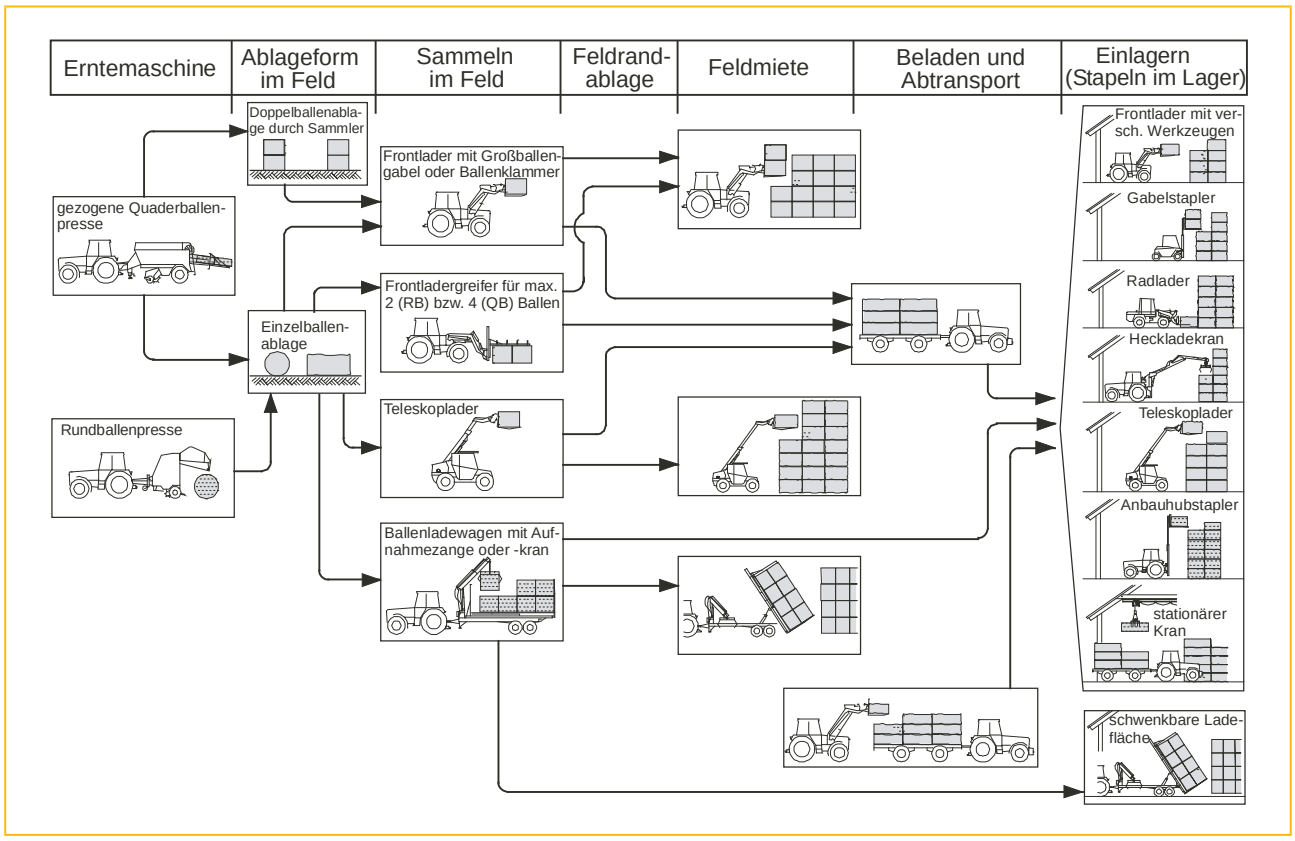


Abb. 2.8: Verfahrensketten für die Ernte und Bereitstellung von Halmgut als Großballen (RB: Rundballen, QB: Quaderballen); in Anlehnung an /Hartmann und Kaltschmitt 2009b/

transportiert, wo auch das Zwischenlager eingerichtet werden kann.

In Feldnähe kann die Lagerung in Feldmieten oder einfachen Gebäuden stattfinden. Großballen können mit einer Frontladergabel in ca. 3 bis 4 Ballenschichten (maximal ca. 4 m hoch) übereinandergestapelt werden. Mit Zusatzgeräten (Ballengreifergestänge) sind Stapelhöhen von bis zu 6 m möglich (5 bis 7 Schichten). Selbstfahrende Teleskoplader ermöglichen Ladehöhen von mehr als 10 m (8 bis 13 Ballenschichten).

Bei der Lagerung ist eine erneute Befeuchtung der Ballen, beispielsweise durch Niederschlag oder Bodenkontakt, möglichst zu vermeiden. Feldmieten werden dazu häufig auf Holzpaletten oder -balken errichtet und mit einer losen Schicht Stroh oder mit Folien abgedeckt. Unter der Folienabdeckung kann es allerdings zur Kondenswasserbildung und Befeuchtung der oberen Ballenschichten kommen. Bei ungeschützter Niederschlagseinwirkung sind Rundballen wegen ihrer Pressform und der besonders hoch verdichteten Außenschicht weniger empfindlich.

Mit Ausnahme des Ballenladewagens werden die genannten Geräte für den Ballenumschlag auch in überdachten Lagerräumen eingesetzt. Zusätzlich lassen sich dort aber auch Gabelstapler, Anbauhubstapler, Radlader mit Ballenzinken, Heckladekräne und stationäre Krananlagen verwenden (Abb. 2.8).

Der außerlandwirtschaftliche Weitertransport der Großballen, etwa zur Feuerungsanlage, wird beispielsweise mit Glieder- oder Sattelzügen durchgeführt (Kapitel 2.5.1.2). Für eine ausreichende Stabilität beim Transport werden die Ballen mit Bändern auf der Ladefläche festgezogen und zum Schutz vor Witterungseinflüssen mit Planen abgedeckt.

2.4.3 Presslinge

Die geringe Energiedichte von Halmgut und die ungünstigen physikalischen Brennstoffmerkmale haben zu Ansätzen für die Entwicklung völlig neuer Ernteverfahren geführt. Hierzu zählt auch die selbstfahrende Kompaktiermaschine („Biotruck 2000“), mit der noch auf dem Feld schüttfähige Presslinge produziert werden sollten, wobei die Arbeitsschritte Mähen, Zerkleinern, Erwärmen bzw. Nachtrocknen, Verdichten, Sammeln und Überladen der Presslinge in die Maschine integriert wurden /Hartmann 1997/. Ihre Weiterentwicklung bis zur Serienreife wurde jedoch Mitte der 1990er Jahre abgebrochen. Gleiches gilt für teilmobile feldrandnahe Aufbereitungsanlagen. Die Erzeugung von Halmgutpellets ist daher heute nur in stationären Pelletieranlagen möglich, zu denen das Material als Häckselgut oder in Ballenform angeliefert wird (vgl. Kapitel 2.5.2.4).

2.5 Nachernteverfahren für Holz und Halmgut

2.5.1 Transport

Innerhalb einer Versorgungskette für Festbrennstoffe kommt es meist zu mehreren Transportvorgängen. Die Überbrückung kurzer Entfernungen kann mit den Fahrzeugen erfolgen, die bereits bei der Bergung auf dem Feld oder im Wald eingesetzt werden. Dabei handelt es sich oft um landwirtschaftliche Fahrzeuge (Tabelle 2.6). Die Bandbreite beim zulässigen Gesamtgewicht dieser konventionellen Anhänger reicht von 5 bis 18 t (bei mehr als zwei Achsen: 24 t). Sie können als Zweiseiten- oder Dreiseitenkipper ausgeführt sein. Die Plattformbreite liegt bei 1,8 bis 2,2 m bei Einachs- oder Tandemachsanhängern bzw. 1,8 bis 2,3 m bei Zweiachsanhängern.

Landwirtschaftliche Transportfahrzeuge sind üblicherweise für Fahrgeschwindigkeiten von 25 bis 40 km/h zugelassen. Neuere Entwicklungen beim Schlepper erlauben inzwischen auch Geschwindigkeiten bis 80 km/h. Hierfür werden entsprechende schnelllaufende Anhänger angeboten, sodass auch ein Autobahntransport möglich ist und der Wechsel des Transportmittels bei größeren Entfernungen dann nicht mehr zwingend erforderlich wird.

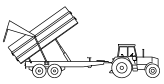
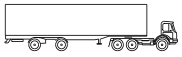
Bei größeren Entfernungen ist aber ein Lkw-Transport sinnvoll. In Deutschland gilt hierfür ein maximal zulässiges Gesamtgewicht von 40 t. Lediglich bei Beförderung von ISO-Containern ist ein Gewicht von 44 t möglich.

2.5.1.1 Schüttguttransporte

Der vorhandene Transportraum eines Anhängers oder Containers kann meist nur dann voll ausgenutzt werden, wenn es sich bei dem Schüttgut um gehäckseltes Halmgut oder Holzhackgut handelt. Beim Transport von Pellets in Anhängern (Schüttdichte 450 bis 750 kg/m^3) wird dagegen die maximale Nutzlast vor allem beim Lkw-Transport zum begrenzenden Faktor. Das gilt auch für frisches Holzhackgut (Schüttdichte ca. 350 kg/m^3), das in Sattelkippern oder auf Lastzügen mit Wechselcontainern transportiert wird. Aufgrund ihres meist geringeren Füllvolumens können landwirtschaftliche Transportmittel in der Regel auch mit Pellets voll beladen werden. Bei Schüttgütern besteht im Straßentransport die Gefahr des Abwehens oder Herabfallens von Ladung, was durch Abdeckplanen verhindert werden kann. Auch eine Erhöhung der Seitenklappen über die Schütthöhe hinaus gilt in diesem Sinn als Ladungssicherung.

Das Abladen oder Entleeren des Schüttgutes erfolgt in den meisten Fällen durch Abkippen (landwirtschaftliche Anhänger, Container, Sattelkipper) oder durch Verwendung eines eingebauten Roll- oder Kratzbodens (Sattelauflieger-Lkw). Eine neuere Variante der Entladung bietet der Pumpwagen-Anhänger, der in geschlossener Bauweise als Pumpwagen-Lkw bereits seit Längerem für Holzpellets eingesetzt wird. Für eine Anlieferung von Holzhackgut ist er als oben offener Abroll-(Wechsel-)Container ausgeführt. Mit dieser Variante wurde die bisher aus der Pelletlieferlogistik bekannte Einblastechnik auch für die leichteren und weniger fließfähigen Holzhackschnitzel adaptiert. Derartige traktorgezogene Anhänger mit Spezialcontainer erlauben den Transport von ca. 30 m^3 Hackgut. Über ein zapfwellenbetriebenes Druckluftgebläse und einen maximal 25 m langen

TAB. 2.6: TRANSPORTMITTEL FÜR DEN TRANSPORT VON SCHÜTTGUTBRENNSTOFFEN

	Allzweckkipper	**Hochkipper**	 **Silieranhänger**	 **Sattelkipper**	**Wechselcontainer**
maximales Füllvolumen	18 m³	14 m³	50 m³	100 m³	40 m³ (je Container)
maximale Nutzlast	18 t (2 Achsen) 24 t (3 Achsen)	10 t	30 t	27 t	13 t (Zugmaschine) 23 t (mit Anhänger)

Quelle: /Hartmann 2009b/

Schlauch wird das Hackgut – ähnlich wie bei den üblichen Pumpwagen für Pellets – pneumatisch in bis zu 10 m höher gelegene Lagerräume gefördert. Dabei wird der Container beim Entladen angekippt. Über einen im hinteren Teil des Containers quer arbeitenden Schneckenaustrag mit Zellradschleuse wird der Brennstoff dem Förderluftstrom zudosiert. Hierfür wird eine Entladezeit von maximal 60 Minuten benötigt. Ein mitgeführtes versetzbares Zusatzgebläse mit Gewebesackfilter reinigt die aus dem Lagerraum austretende Förderluft von Staub.

Pellets, die in loser Form zum Abnehmer kleinerer bis mittlerer Mengen geliefert werden sollen, werden dagegen meist in geschlossenen Pumpwagen-Lkws transportiert. Das Schüttgut wird hier ebenfalls mittels Luftstrom über einen bis zu 50 m langen flexiblen Schlauch auch in weniger leicht zugängliche oder erhöhte Lagerräume eingeblasen. Beim Kunden wird dadurch eine nahezu vollständige Lagerraumausnutzung erreicht. Über eine On-Board-Waage (Wiegezellen) wird die Liefermasse vor Ort bestimmt, oder der Abnehmer erhält jeweils die komplette (vorgewogene) Füllung einer oder mehrerer Kammern des Pumpwagens (je ca. 6 bis 8 m³).

2.5.1.2 Ballentransporte

Mit landwirtschaftlichen Transportanhängern darf nur in Ausnahmefällen die zulässige Ladehöhe von 4 m überschritten werden. Das gilt auch für die in Deutschland maximal zulässige Fahrzeugbreite von 2,55 m, die bei landwirtschaftlichen Gütern auf maximal 3 m ansteigen darf, allerdings ist dann eine besondere Kenntlichmachung erforderlich. Bei Straßentransporten von Stückgütern ist die Ladung durch Spannbänder oder Befestigungsstangen zu sichern, die Fahrzeuge müssen über entsprechende Aufnahmen für Bänder oder Haken verfügen.

Bei Rundballen liegt die Auslastung des vorhandenen Transportvolumens zwischen 50 und 70 %. Dagegen ermöglichen Quaderballen eine nahezu vollständige Raumausnutzung von über 90 %.

Noch deutlichere Unterschiede zwischen den Ballenformen zeigen sich bei der Nutzlastausschöpfung. Bei den in der Landwirtschaft verbreiteten 12-t-Anhängern beträgt die Ausladung mit Rundballen je nach Halmgutart nur zwischen ca. 35 und 65 %, während bei Quaderballen ca. 80 bis 115 % möglich sind. Grund dafür sind u. a. die höheren Pressdichten von Quaderballen. Eine Zusammenstellung nützlicher Richtzahlen findet sich in der Datensammlung (vgl. Tabellen 2-5-1 und 2-5-2).

Der Ballentransport mit Lastwagen wird selten durch die Nutzlastbeschränkung limitiert. Bei praxisüblichen Fahrzeugabmessungen (z. B. Zugwagen: 2,4 × 7,2 m und 1,1 m Pritschenhöhe; Anhänger: 2,4 × 8,4 m und 0,8 m Pritschenhöhe) können pro Lastzug je nach Ballen-Stirnmaß ca. 67 (bei 0,8 × 0,8 m) bzw. 53 (bei 1,2 × 0,7 m) Quaderballen transportiert werden. Bei Stroh entspricht das einer Nutzlast von ca. 16 t je Zug.

2.5.2 Aufbereitung

Die Aufbereitung von Festbrennstoffen ermöglicht eine Anpassung der Brennstoffmerkmale an die Anforderungen der jeweiligen Konversionsverfahren. In den meisten Fällen kommt es dabei zu einer Qualitätsverbesserung. Dies betrifft beispielsweise die äußerlich sichtbaren Merkmale bzw. die Brennstoffform. Sie lassen sich durch Parameter wie Abmessungen, Schüttdichte, Teilchen- oder Presslingsdichte, Feinanteil, Größenverteilung und Abriebfestigkeit beschreiben.

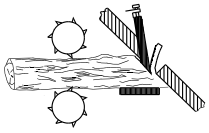
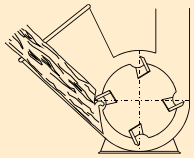
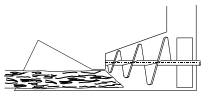
2.5.2.1 Holzzerkleinerung

Zur Herstellung eines groben oder feinen Schüttgutes aus unzerkleinerten Holzresten oder Ganzbäumen werden schnelllaufende Hacker und Schredder oder langsamlaufende Zerspaner („Trommelreißer“) verwendet. Bei den Hackern ist in der Regel eine geordnete Längszuführung paralleler Baum- oder Astteile zum Schneidaggregat erforderlich. Schredder und Zerspaner erlauben dagegen auch eine Verarbeitung von Holzresten, die in Wirrlage zugeführt werden. Unter den Hackern lassen sich Trommel-, Scheiben- oder Schneckenhacker unterscheiden. Ihre Merkmale werden in Tabelle 2.7 zusammengestellt.

Zur Hackschnitzelgewinnung werden mobile Hacker entweder über eine Schlepperzapfwelle oder über einen eigenen Aufbau-Dieselmotor bzw. den Fahrzeugmotor (bei Selbstfahrern) angetrieben. Bei stationären Anwendungen sind auch Elektromotorantriebe gebräuchlich. Im mobilen Einsatz erfolgt die Beschickung von Hand oder mittels eines Krans, der meist mit dem Hacker fest verbunden ist.

Der Leistungsbedarf beim Hacken variiert je nach Holzart, eingestellter Schnittlänge und Wassergehalt des Holzes. Für waldfrisches Holz liegt der spezifische Energieverbrauch beispielsweise zwischen 2 bis 5 kWh/t, vgl. /Brusche 1983/. Bei Verwendung von Dieselkraftstoff im Antriebsmotor mit etwa 30 % Wirkungsgrad entspricht dieser Energiebedarf dem Einsatz von ca. 0,7 bis 1,7 l Dieselkraftstoff pro Tonne Hackschnitzel, d. h. etwa 0,2 bis 0,5 % der im Holz enthaltenen Energie-

TAB. 2.7: BAUARTEN MOBILER HACKER UND IHRE TECHNISCHEN MERKMALE

Bauart	Schneidwerkzeug	Einzugsart	max. Holzstärke (mm)	Hacklänge (mm)	Kraftbedarf (kW)	max. Leistung (m^3/h)
Scheibenhacker 	1–4 Messer	• ohne Zwangseinzug • 1 bis 3 Walzen	100–300	4–80 (meist einstellbar)	8–105	2–60
Trommelhacker 	2–8 durchgehende oder 3–20 Einzelmesser	• 2 Walzen • Walze und Stahlgliederband • 2 Stahlgliederbänder	80–450	5–80 (meist einstellbar)	45–325	15–100
Schneckenhacker 	Schneckenwindung	• selbsteinziehend	160–270	20–80 je nach Schnecke	30–130	5–40

Quelle: /Hartmann 2009c/

menge (bei 30 % Wassergehalt). Bei trockenem Holz liegt der Energiebedarf für das Hacken – bezogen auf das Volumen – um ca. 18 % höher als bei waldfrischem Holz.

Hacker

Bei den Hackern kann zwischen verschiedenen Bauarten unterschieden werden.

- *Scheibenhacker:* Der Scheibenhacker arbeitet hauptsächlich nach dem Prinzip der schneidenden Zerkleinerung. Das Hackorgan besteht dabei aus mehreren Messern, die radial auf einer Schwungscheibe (Scheibenrad) angeordnet sind. Bei stationären Hackern kann diese Schwungscheibe mit bis zu 11 Messern bestückt werden und einen maximalen Durchmesser von mehr als 3.000 mm haben. Bei mobilen Systemen sind entsprechend kleinere Abmessungen und nur rund 3 bis 4 Messer üblich. Das Holz wird über eine oder mehrere gegensinnig rotierende, profilierte Einzugswalzen zugeführt, wobei die Zuführrichtung in einem Winkel von etwa 45° zur Scheibenebene orientiert ist (Tabelle 2.7), um den Kraftbedarf beim Schnitt zu senken. Durch Messerschlitze in der Schwungscheibe gelangen die abgetrennten Schnitzel auf die Rückseite der Scheibe und werden dort über Wurfschaufeln (Windflügel) in den Auswurfkanal geschleudert. Durch Verwendung eines Reibgitters im Scheibengehäuse kann eine höhere Gleichmäßigkeit der Kantenlänge erzielt werden. Die Schnittlänge wird hauptsächlich durch die Höhe des Überstandes der Messerklingen über dem Scheibenrad bestimmt.
- *Trommelhacker:* Bei diesen Geräten sind 2 bis 8 durchgehende oder 3 bis 20 versetzt angeordnete Einzelmesser auf einer rotierenden, geschlossenen oder nach innen hohlen Trommel befestigt. Die Holzzufuhr erfolgt rechtwinklig zur Trommelachse, wobei der Schnitt in einer Position stattfindet, in der ein Winkel von ca. 25 bis 35° zum Gegenmesser vorliegt. Wie bei den Scheibenhackern kann die Hackgutlänge durch Vor- oder Zurücksetzen der Messer verändert werden. Meist jedoch besitzen die Trommelhacker zur Nachzerkleinerung ein auswechselbares Prallsieb sowie eine zusätzliche Gegenschneide. Bei solchen Bauformen wird der Hackgutaustrag durch ein Gebläse unterstützt. Auch Geräte mit Förderbandaustrag sind im Einsatz. Trommelhacker stellen die Bauart dar, die in den höchsten Leistungsklassen angeboten wird; dies betrifft sowohl den maximalen Holzdurchmesser, der bei mobilen Geräten bis zu 700 mm betragen kann, als auch die technische Durchsatzleistung, die bei maximal 100 m^3/h liegen kann (Tabelle 2.7).
- *Schneckenhacker:* Bei diesem Hackertyp rotiert eine konisch verlaufende, meist waagerecht liegende Schnecke in einem lang gestreckten, ebenfalls konisch verlaufenden Trichter. Der Grat der Schneckenwindungen besteht aus einer aufgeschweißten Hartmetallkante, die zu einem glatten Messer angeschliffen ist. Durch die Rotation wird das Holz vom spitzen Ende des Schneckenkegels erfasst und eingezogen, wobei es unter ständigem Kraftschluss geschnitten wird. Die Hackgutlänge lässt sich dabei nicht beeinflussen, sondern entspricht der Steigung der Schneckenwindungen. Aufgrund des relativ engen Einzugtrichters ist die Beschickung bei sperrigem Material schwierig. Wie bei den Scheibenhackern erfolgt der Austrag über Wurfschaufeln, die am hinteren Ende auf der Schneckenwelle aufgeschweißt sind.

Schredder

Im Gegensatz zu den Hackern erfolgt die Zerkleinerung mit Schreddern nicht durch schneidende scharfe Werkzeuge, sondern hauptsächlich durch Prallzerkleinerung mit stumpfen Werkzeugen. Der Zerkleinerungseffekt beruht auf dem Brechen und Zertrümmern des Materials zwischen den umlaufenden Schlagwerkzeugen und einer feststehenden, glatten oder kammartig ausgebildeten Brechplatte. Die Funktionsweise ist mit der einer Hammermühle vergleichbar. Wenn keine geschliffenen Messerklingen benutzt werden, kann ein hoher Anteil an Fremdkörpern (z. B. Steine, Metalle) im Rohmaterial toleriert werden. In diesem

Fall werden meist keine feststehenden Werkzeuge verwendet, sondern bewegliche Schlegel oder Schlaghämmer, die ausweichen können und so die Stöße elastisch abfangen. Das Schreddern ist dadurch aber wesentlich energieaufwendiger als das Hacken.

Das Schreddergut (englisch „hog fuel“) wird in der Brennstoffklassifizierung gemeinhin als eine eigene, nicht mit Holzhackschnitzeln vergleichbare Brennstoffklasse angesehen („grobes Schredderholz“), für die gemäß /DIN EN 14961-1/ separate Qualitätsabstufungen gelten. Das liegt daran, dass das stark zersplitterte Holz mit seiner rauen Oberfläche relativ ungünstige schüttgutmechanische Eigenschaften aufweist und außerdem im frischen (feuchten) Zustand einem schnellen biologischen Abbau unterworfen ist. Deshalb werden Schredder auch bevorzugt zur Aufbereitung von Mulchmaterial oder Kompostsubstraten verwendet. Die Beschickung erfolgt dabei meist in Wirrlage und oft mithilfe eines Krans oder Förderbandes, wobei auch Anlagen mit Füllbehälter verwendet werden können („Tub Grinder“). Schredder können – ähnlich wie Hacker – sowohl stationär als auch mobil eingesetzt werden.

Zerspaner

Zerspaner sind langsamlaufende Zerkleinerer. Sie werden zum Brechen sperriger Abfallhölzer wie Palettenholz, Fensterrahmen und Altmöbeln verwendet. Dabei kann ein hoher Anteil an Störmaterialien (z. B. Metalle) toleriert werden. Die schneidenden oder brechenden Werkzeuge befinden sich auf einer oder mehreren gegensinnig rotierenden Ringelwalzen, die mit Zahnrädern, Ketten oder hydraulisch angetrieben werden. Die Arbeitswerkzeuge sind gekrümmte fingerförmige Meißel oder Reißhaken. Zur Vermeidung von Übergrößen bei den erzeugten Holzteilchen lassen sich auch hier – wie bei den Trommelhackern – Siebeinsätze (Lochsiebe) verwenden. Gelegentlich wird eine Vorzerkleinerung zu handtellergroßen Holzstücken durch Kombination mit langsamlaufenden Brechschnecken erreicht. Durch die geringe Drehzahl der Zerspaner (nur ca. 15 bis 120 U/min) lässt sich die Drehrichtung bei Langsamläufern leicht umkehren, wenn eine phasenweise Entlastung oder Störungsbehebung erfolgen soll.

Mühlen

Zur Feinzerkleinerung werden Mühlen eingesetzt. Im Gegensatz zu den Hackern und Zerspanern werden hier bereits schüttfähige Güter verarbeitet. Durch Verwendung von Siebeinsätzen wird – wie bei Trommelhackern – gewährleistet, dass eine bestimmte maximale Partikelgröße nicht überschritten wird. Bei der Mahlzerkleinerung von biogenen Festbrennstoffen werden vielfach Schneidmühlen und Hammermühlen verwendet /Hartmann 2009c/.

2.5.2.2 Ballenauflösung

Das Auflösen von Halmgutballen hat die Aufgabe, den Zusammenhalt des Materials und die ursprüngliche Verdichtung rückgängig zu machen, um den Brennstoff in eine dosierfähige Form zu überführen. In der Regel wird dabei ein kontinuierlicher Gutfluss erzeugt. Dabei müssen zunächst die Bindeschnüre entfernt werden, bevor der Ballen von den Auflösewerkzeugen (Reißwalzen, Reißtrommeln, Kratzböden oder liegende Schlegelwellen) erfasst wird (Abb. 2.9). Der Weitertransport des aufgelösten bzw. zerkleinerten Guts erfolgt meist pneumatisch.

Die kostenaufwendige Auflösung der Ballen stellt ein wesentliches Hemmnis bei der Verwendung von Stroh in Feuerungsanlagen mit kleinerer Leistung dar. Auch bei größeren Leistungseinheiten wird versucht, auf diesen Aufbereitungsschritt zu verzichten, indem die Ballen unzerkleinert verbrannt werden (z. B. Zigarrenabbrandverfahren, Kapitel 3.2).

2.5.2.3 Sieben und Sortieren

Schüttfähige Holzbrennstoffe, die nicht das benötigte Korngrößenspektrum aufweisen, müssen zusätzlich aufbereitet werden. Das ist beispielsweise erforderlich, wenn aufgrund zu großer Teilchenlängen die Gefahr des Materialstaus oder der Brückenbildung besteht oder wenn Fremdstoffe abgeschieden werden sollen. Auch die Abtrennung von zu feinen Bestandteilen kann sinnvoll sein, wenn nachgeschaltete Aggregate (z. B. Mühlen) nicht unnötig mit dem bereits ausreichend zerkleinerten Material belastet werden sollen.

In der Holz verarbeitenden Industrie kommen häufig Scheiben- und Sternsiebe zum Einsatz (Abb. 2.10). Sie bestehen aus einer Vielzahl waagerecht hintereinander angeordneter Wellen, die mit nebeneinanderliegenden, unrunden, flachen oder sternförmigen Scheiben besetzt sind. Zwischen den Scheiben oder Sternen fällt das feinere Material hindurch. Größere Partikel und Steine werden durch die Drehbewegung der angetriebenen Wellen auf der Siebebene weitertransportiert und fallen am Ende der Transportstrecke herunter.

Neben den Scheiben- oder Sternsieben kommen Trommelsiebe zum Einsatz. Hier wird ein um seine Längsachse rotierender und in Richtung des Gutflusses leicht geneigter Siebzylinder von innen mit dem Schüttgut beaufschlagt. Dieses wandert aufgrund eines leichten Gefälles in Richtung des Trommelendes. Kleinere Teilchen können durch den perforierten Mantel des Zylinders hindurchtreten, während der Siebrückstand am Ende der Trommel ausgeschieden wird. Durch zunehmende Lochgrößen entlang der Trommelachse können auch unterschiedliche Fraktionen abgeschieden und gewonnen werden /Hartmann 2009c/.

2.5.2.4 Brikettieren und Pelletieren

Durch Brikettierung und Pelletierung (d. h. Hochdruckverdichtung) ist ein Höchstmaß an Homogenität bei den physikalischen Merkmalen der biogenen Festbrennstoffe erreichbar. Die Vorteile dieser Aufbereitungsformen sind u. a.:

- hohe volumetrische Energiedichte und damit verbundene logistische Vorteile,
- günstige Fließ- und Dosiereigenschaften,
- geringer Wassergehalt im Brennstoff und deshalb eine hohe Lagerstabilität (kein biologischer Abbau),
- Möglichkeit zur Verwendung von Zuschlagstoffen zur Veränderung der chemisch-stofflichen Brennstoffeigenschaften,
- geringe Staubentwicklung bei Umschlagsprozessen und
- hohe Brennstoffhomogenität (d. h. eine Standardisierung der Qualitätsparameter ist vergleichsweise einfach möglich).

Diesen Vorteilen steht vor allem der Nachteil erheblich höherer Produktionskosten gegenüber.

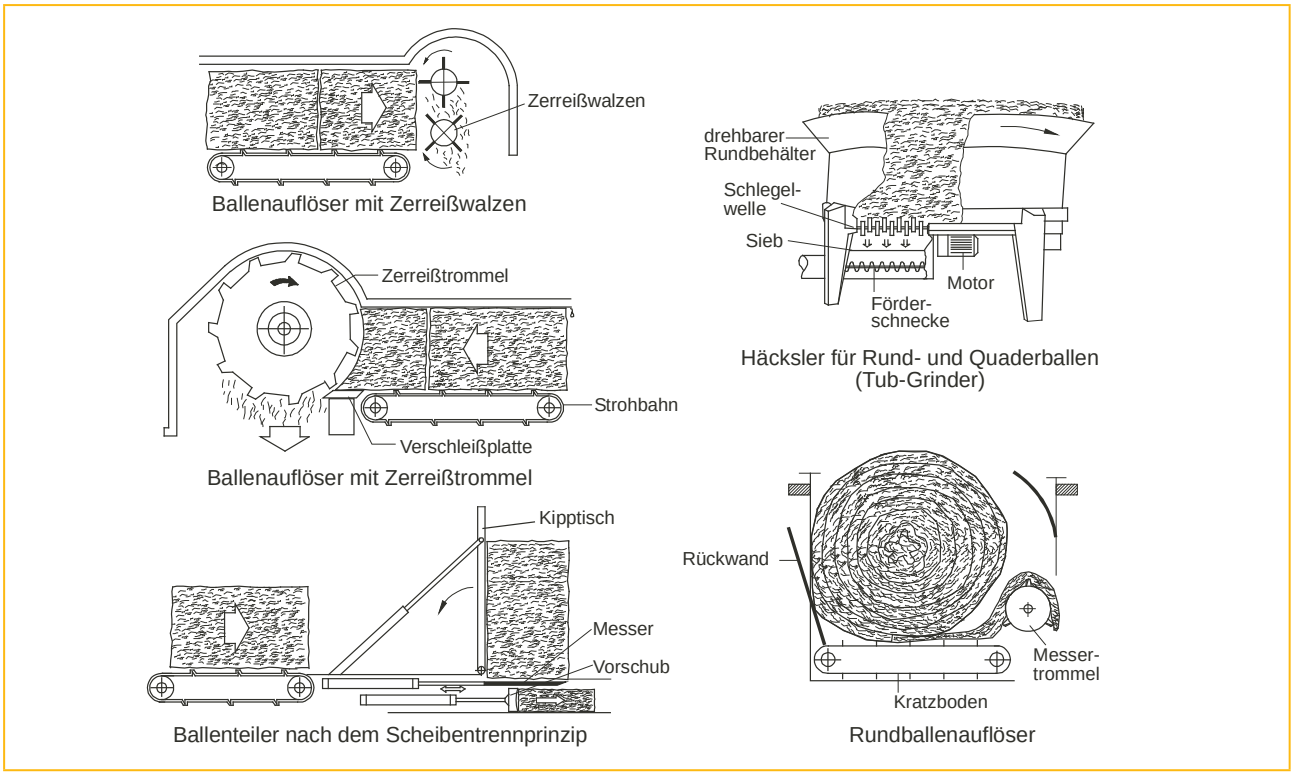


Abb. 2.9: Funktionsprinzipien verschiedener Ballenauflöser /Hartmann 2009c/

Die Qualitätsanforderungen werden durch zwei entsprechende europäische Normen für Holzpellets /DIN EN 14961-2/ und Holzbriketts /DIN EN 14961-3/ geregelt (zu den Anforderungen vgl. Tabelle 2.8 und Datensammlung, Tabelle 2-6-2). Die europäische Klassifizierungsnorm DIN EN 14961-1 grenzt Pellets und Briketts nach ihrem Durchmesser voneinander ab. Pellets haben demnach einen Durchmesser von maximal 25 mm, während Briketts darüber liegen.

Brikettierung

Die Brikettierung von Biomasse erfolgt meist nach dem Strangpressverfahren, bei dem überwiegend die sogenannten Kolbenstrangpressen eingesetzt werden. Dabei wird das zu verpressende Material zum Teil vorverdichtet und in den zylindrischen Presskanal eingeführt, in dem sich ein Kolben hin und her bewegt. Dieser Kolben wird entweder mechanisch über einen mit Schwungmassen versehenen Kurbeltrieb (Abb. 2.11) oder hydraulisch angetrieben. Das zugeführte Material wird gegen das bereits verdichtete gedrückt, sodass ein Materialstrang entsteht, der im Rhythmus der Kolbenstöße aus dem Pressraum austritt. Der benötigte Gegendruck wird durch Reibung im Presskanal aufgebaut. Er lässt sich durch eine einstellbare Verjüngung im hinteren Presskanalabschnitt regeln. Durch Reibung und Druck (bis ca. 1.200 bar) kommt es zu einer starken

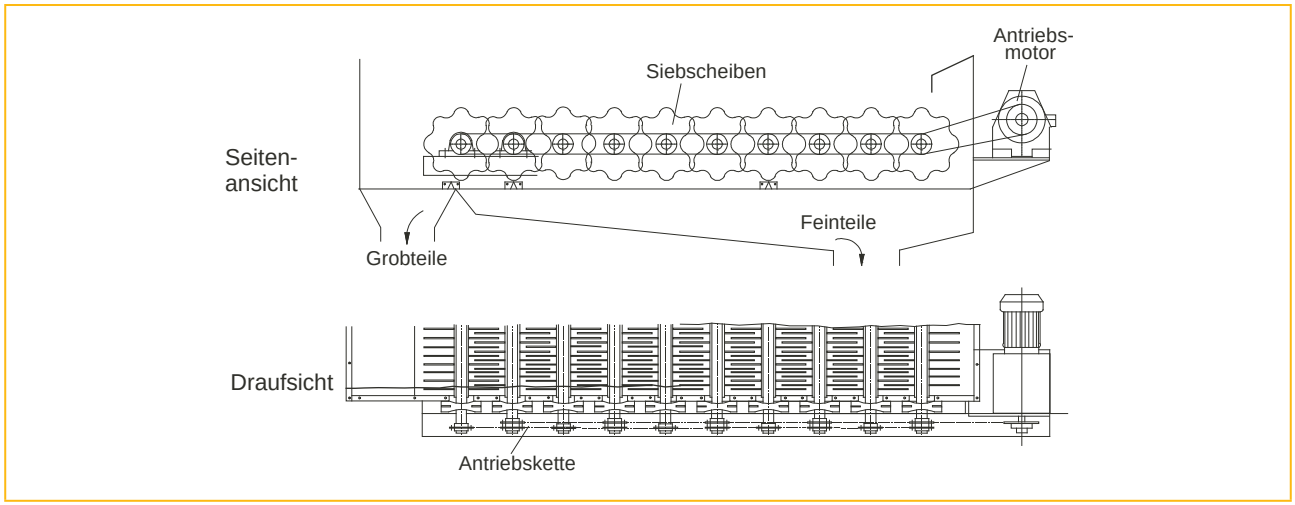


Abb. 2.10: Funktionsweise eines Scheibensiebs /Hartmann 2009c/

Aufheizung des Presslingsstranges, deshalb ist eine gezielte Kühlung erforderlich. Bei größeren Brikettieranlagen wird daher ein Kühlwasserkreislauf durch spezielle Kühlkanäle im Austrittskopf des Formkanals geleitet. Zusätzlich wird der austretende Brikettstrang über eine nachgeschaltete Auskühlschiene geleitet, die eine Gesamtlänge von bis zu 40 m besitzen kann. Am Ende dieser Schiene wird der Strang meist auf eine vorgegebene Länge zugeschnitten bzw. gebrochen. Je nach Abmessung wird dadurch entweder Schüttgut oder Stapelgut erzeugt.

Um eine möglichst hohe Dichte und Abriebfestigkeit zu erreichen, ist eine ausreichende Vorzerkleinerung (unter 10 mm) und Trocknung (unter 15 % Wassergehalt) des Ausgangsmaterials notwendig. Unter diesen Bedingungen werden Rohdichten der Presslinge zwischen 1,1 und 1,25 g/cm³ erzielt. Es werden Anlagen im Leistungsspektrum von 25 bis 1.800 kg/h angeboten. Bei Briketts betragen die Presslingsdurchmesser zwischen 40 und 100 mm, wobei der Bereich zwischen 50 und 80 mm besonders häufig ist. Beim spezifischen Energiebedarf ist mit 50 und 70 kWh/t zu rechnen (ohne Zerkleinern und Trocknen) /Seeger 1989/. Neben dem runden Querschnitt lassen sich auch eckige Formen mit oder ohne abgerundete Kanten herstellen. Hierfür ist allein die Querschnittsform des Formkanals verantwortlich.

Ebenfalls zu den Strangpressen zählen die Extruderpressen. Hier erfolgt die Brikettierung durch eine Schneckenverdichtung. Der Pressling erhält seine endgültige Querschnittsform durch die Wahl der Öffnung am Extruderkopf.

Neben den Strangpressen kommt auch das Presskammerverfahren zum Einsatz, allerdings erfolgt hier die Verdichtung diskontinuierlich. Das Pressgut wird zunächst vorverdichtet und dann einer geschlossenen Presskammer zugeführt. Sie besteht aus einer festen Form mit unveränderlichen Abmessungen, in die das Material meist hydraulisch eingepresst wird. Nach dem Pressen wird das Brikett ausgestoßen. Die Presslinge haben in der Regel einen rechteckigen Querschnitt und sind daher platzsparend stapelbar. Weitere mögliche Brikettierverfahren wie die Walzenpressung haben sich bei Biomassebrennstoffen bislang nicht durchgesetzt.

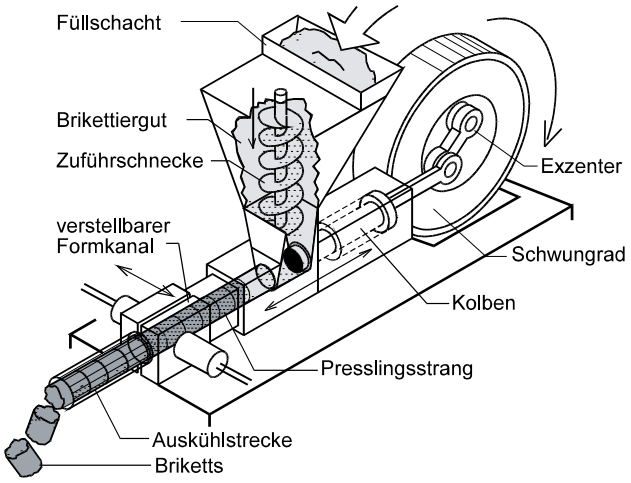


Abb. 2.11: Arbeitsweise einer Kolbenstrangpresse mit schwungmasseunterstütztem Antrieb /Hartmann und Witt 2009/

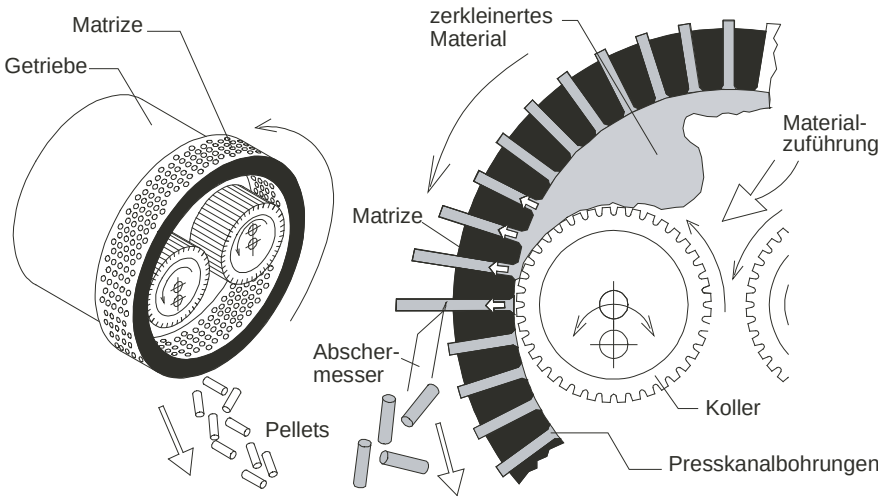


Abb. 2.12: Arbeitsweise einer Kollergangpresse mit Ringmatrize /Hartmann und Witt 2009/

Pelletierung

Zur Pelletierung von Biomasse kommen hauptsächlich Kollergangpressen mit Ring- oder Flachmatrizen zum Einsatz. Bei diesem Verfahren sind 2 bis 5 Rollen (sog. Koller) an einer bzw. mehreren gekreuzten Achsen angebracht, die in ihrer Mitte eine vertikale (bei Flachmatrizenpressen) oder horizontale (bei Ringmatrizenpressen) Drehachse besitzen.

Bei der Ringmatrizenpresse (Abb. 2.12) verharren die Kollerachsen in starrer Position, während stattdessen die Matrize angetrieben wird. Die einzelnen Koller rotieren dabei um die eigene Achse; sie werden meist passiv durch Reibung mit der Matrize bzw. deren Pressgutauflage angetrieben. Das Material wird dabei in die Bohrungen der Matrize hineingepresst und dort verdichtet. Die am Ende der Bohrungen austretenden Presslinge können auf der anderen Seite der Matrize durch Abschermesser auf die jeweils gewünschte Länge eingekürzt werden.

Bei der Flachmatrizenpresse überfahren die Koller mit ihrer profilierten Lauffläche berührungslos eine horizontale Matrizenoberfläche mit Bohrungen von einigen Millimetern Durchmesser. Durch die Rotationsbewegung wird die Biomasse über die Matrizenoberfläche gerieben und teilweise weiter zerkleinert, bevor sie in die vertikalen Presskanalbohrungen der Matrize gedrückt wird.

Wie bei der Brikettierung kommt auch für die Pelletierung nur feines und trockenes Material infrage. Der Trocknungseffekt durch die im Prozess stattfindende Aufheizung (Reibungsenergie) liegt bei nur ca. 1 bis 2 Wassergehalts-Prozentpunkten. Der spezifische Energieaufwand für die Pelletierung variiert je nach Vorbehandlung (z. B. Zerkleinerung, Trocknung, Vorwärmung). Ohne die Energieaufwendungen für das Zerkleinern, Fördern, Beschicken und Kühlen – die in der Summe meist höher liegen als die des eigentlichen Pelletiervorgangs – ist mit ca. 40 kWh pro Tonne zu rechnen, das entspricht ca. einem Prozent der im Brennstoff enthaltenen Energie. Allerdings handelt es sich hierbei um mechanische Energie, die ihrerseits unter weiteren Verlusten hergestellt werden muss. In Primärenergieeinheiten ist somit mit ca. 120 kWh/t zu rechnen. In der Summe aller Aufwendungen schlägt der gesamte Pelletierprozess mit ca. 4 bis 6 % der Brennstoffenergie zu Buche.

Die Herstellung von Pellets setzt eine exakte Abstimmung aller prozesstechnischen Komponenten voraus. Das Schema einer solchen kompletten Pelletproduktionsanlage ist exemplarisch in Abb. 2.13 dargestellt. Die Pelletierung erfordert oft jahrelange Erfahrung im Umgang mit den variablen Parametern des Rohmaterials (z. B. Biomasseart, schwankende Wasser- und Ligningehalte im Holz) sowie der Art und Menge der Zuschlagstoffe.

Der Pelletierprozess muss sicherstellen, dass die je nach Verwendung unterschiedlichen Qualitätsanforderungen, die in der europäischen Qualitätsnorm definiert wurden (Tabelle 2.8), erfüllt werden. In dieser Qualitätsnorm /DIN EN 14961-2/ wurde auch die Herkunft der pelletierten Rohstoffe beschränkt, um das Potenzial zur Bildung von Schadstoffen bei der thermischen

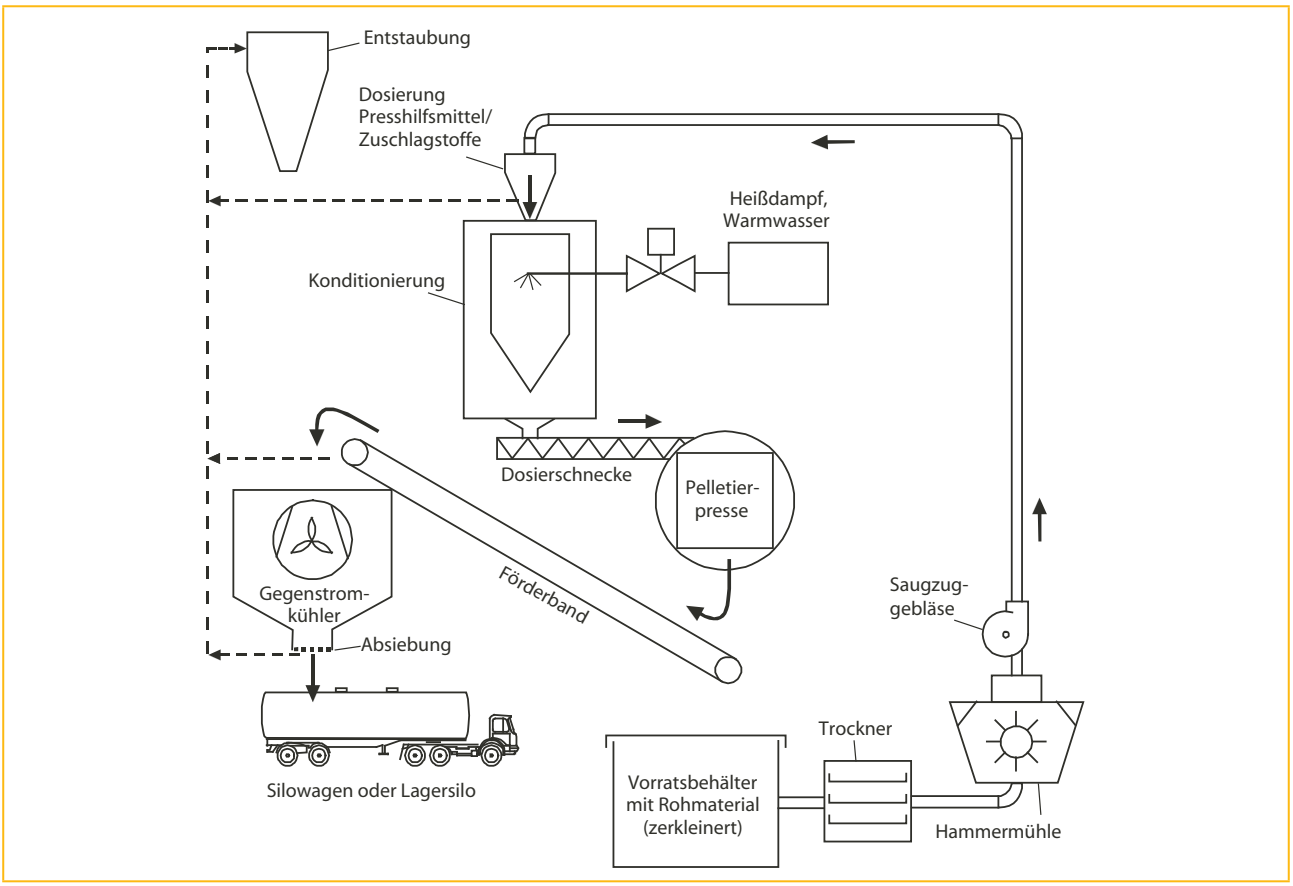


Abb. 2.13: Prinzip einer Produktionsanlage für Holzpellets /Hartmann und Witt 2009/

TAB. 2.8: EUROPÄISCHE NORMANFORDERUNGEN AN HOLZPELLETS

Eigenschaft	Einheit	Klassen		
		A1	A2	B
Rohstoffherkunft (mit Brennstoffziffer nach DIN EN 14961-1)		Stammholz (1.1.3), chemisch unbehandelte Holzrückstände (1.2.1)	Vollbäume ohne Wurzeln (1.1.1), Stammholz (1.1.3), Waldrestholz (1.1.4), Rinde (1.1.6), chemisch unbehandelte Holzrückstände (1.2.1)	Wald- und Plantagenholz sowie anderes erntefrisches Holz (1.1), Industrierestholz (1.2), Gebrauchtholz (1.3)
Durchmesser	mm	6 (±1) bzw. 8 (±1)	6 (±1) bzw. 8 (±1)	6 (±1) bzw.8 (±1)
max. Länge[a]	mm	≥ 3,15; ≤ 40	≥ 3,15; ≤ 40	≥ 3,15; ≤ 40
Wassergehalt	%	≤ 10	≤ 10	≤ 10
Aschegehalt	%	≤ 0,7	≤ 1,5	≤ 3,0
mechanische Festigkeit	%	≥ 97,5	≥ 97,5	≥ 96,5
Feinanteil	%	≤ 1,0	≤ 1,0	≤ 1,0
Additive[b]	%	≤ 2	≤ 2	≤ 2
Heizwert (im Lieferzustand)	MJ/kg	≥ 16,5; ≤ 19	≥ 16,3; ≤ 19	≥ 16,0; ≤ 19
Schüttdichte	kg/m³	≥ 600	≥ 600	≥ 600
Stickstoff, N	%	≤ 0,3	≤ 0,5	≤ 1,0
Schwefel, S	%	≤ 0,03	≤ 0,03	≤ 0,04
Chlor, Cl	%	≤ 0,02	≤ 0,02	≤ 0,03
Arsen, As	mg/kg	≤ 1	≤ 1	≤ 1
Cadmium, Cd	mg/kg	≤ 0,5	≤ 0,5	≤ 0,5
Chrom, Cr	mg/kg	≤ 10	≤ 10	≤ 10
Kupfer, Cu	mg/kg	≤ 10	≤ 10	≤ 10
Blei, Pb	mg/kg	≤ 10	≤ 10	≤ 10
Quecksilber, Hg	mg/kg	≤ 0,1	≤ 0,1	≤ 0,1
Nickel, Ni	mg/kg	≤ 10	≤ 10	≤ 10
Zink, Zn	mg/kg	≤ 100	≤ 100	≤ 100
Ascheschmelzverhalten[c] (charakt.Temperaturen)	°C	sollte angegeben werden	sollte angegeben werden	sollte angegeben werden

Quelle: /DIN EN 14961-2 / (Diese Norm wird derzeit zu einer weltweiten ISO-Norm überarbeitet)

[a] *Die Menge von Pellets, die länger als 40 mm sind, kann 1 % (Massenanteil) betragen. Die maximale Länge muss ‹45 mm sein.*
[b] *Art (z. B. Stärke, Maismehl, Kartoffelmehl, pflanzliches Öl)*
[c] *Sämtliche charakteristischen Temperaturen (Temperatur am Beginn der Schrumpfung (SST), Erweichungstemperatur (DT), Halbkugeltemperatur (HT) und Fließtemperatur (FT)) sollten angegeben werden.*

Nutzung gering zu halten. Außerdem sind die direkt durch die Pelletierung beeinflussbaren Pelleteigenschaften zu beachten (d. h. Durchmesser, Länge, Wassergehalt, Festigkeit, Feingehalt, Schüttdichte). Die stoffliche Zusammensetzung sowie der Heizwert und die Ascheerweichungseigenschaften sind dahingegen durch die Rohstoffwahl weitgehend vorgegeben (zu den Brennstoffeigenschaften vgl. Kapitel 2.6).

Pellets der Klasse A1 und A2 (Tabelle 2.8) werden als sogenannte Premiumpellets gehandelt. In nicht genehmigungspflichtigen Anlagen für Holz (d. h. bis 1.000 kW Nennwärmeleistung) sind in Deutschland nur Premiumpellets (A1 und A2) zugelassen, nicht aber die Qualitätsklasse B. Das liegt daran, dass für Klasse-B-Pellets auch nicht zulässige Rohstoffe verwendet werden können. Außerdem sind die Anforderungen nicht vergleichbar mit den Anforderungen der früheren deutschen Pelletnorm /DIN 51731/, die in der 1. Bundes-Immissionsschutzverordnung verlangt werden. Somit bleibt für solche B-Pellets nur eine Verwendung in größeren, d. h. genehmigungspflichtigen (industriellen) Anlagen, sie zählen daher zu den sog. Industriepellets. Aber auch andere Holzpellets, die eine geringere Qualität als die der Klasse B aufweisen und für den Einsatz im Kraftwerksbereich oder für größere Heizwerke vorgesehen sind, werden als Industriepellets bezeichnet. Sie können zum Teil auch größere Durchmesser von 10 bis 12 mm haben. Vom Endverbraucher können sie über den konventionellen Brennstoffhandel aber nicht bezogen werden.

Torrefizierung

Zur weiteren Verbesserung der Brennstoffeigenschaften wird in jüngster Zeit intensiv an verschiedenen thermochemischen

Vorbehandlungsschritten gearbeitet. Eine besonders aussichtsreiche Maßnahme stellt die sogenannte Torrefizierung dar, eine „sanfte“ thermische Brennstoffbehandlung unter Luftabschluss bei Temperaturen von 250 bis über 300 °C und bei Verweilzeiten zwischen 15 und 30 min. Dabei durchläuft die feste Biomasse in einem beheizten Reaktor zunächst einen Trocknungs- und Aufheizungsschritt, anschließend kommt es zu bestimmten pyrolytischen Zersetzungsreaktionen, die den vergleichsweise geringen Prozesstemperaturen entsprechen. Ziel ist dabei die Reduktion der Masse des Festbrennstoffes, ohne dass im gleichen Ausmaß der Energieinhalt vermindert wird. Dadurch steigt der Heizwert. Dies beruht darauf, dass neben Wasser auch sauerstoffhaltige Verbindungen (u. a. Kohlenstoffdioxid, CO_2; Kohlenstoffmonoxid, CO; organische Säuren) mit einem niedrigen Heizwert entweichen. Es wird angestrebt, dass Energieverlust und Energieaufwand möglichst gering ausfallen, indem die austretenden Prozessgase als Brennstoff für die Beheizung verwendet werden.

Der weitere Vorteil der Behandlung besteht darin, dass der Energieaufwand für die Zerkleinerung der Biomasse nach einer Torrefizierung deutlich reduziert ist, weil sich eine brüchige, spröde Materialstruktur einstellt. Das wirkt sich unter anderem vorteilhaft für eine anschließende Pelletierung aus. Diese ist für einen derartigen Brennstoff unverzichtbar, weil dessen Dichte nach der Torrefizierung immer noch gering ist, und wird unter anderem auch wegen des vorgesehenen Übersee-Schiffstransports angestrebt. Aber auch die produzierten Pellets lassen sich wieder energiesparend zerkleinern, was insbesondere für die Verbrennung in Kohlestaubfeuerungen von Vorteil ist. Darin kann die Biomasse in größeren Mischungsanteilen als mit unbehandelten Biomassebrennstoffen mitverbrannt werden, zumal die Vermahlung ebenfalls in den vorhandenen Kohlemühlen mit ähnlich hohem Vermahlungsgrad erfolgen kann. Neben der Mahlbarkeit verbessert sich auch die Lagerfähigkeit, weil die thermisch modifizierten Polysaccharide deutlich widerstandsfähiger gegenüber mikrobiellen Angriffen sind.

Über die Produktionstechnik, Brennstoffeigenschaften und Nutzungsmöglichkeiten von torrefizierter Biomasse wird derzeit weltweit intensiv geforscht. Erste Erfahrungen zeigen, dass der Brennstoff durch den geringen Wassergehalt (ca. 1 bis 5 %) und den geringen Sauerstoffgehalt einen Heizwert von ca. 20 bis 24 MJ/kg aufweist, wodurch sich nach einer Pelletierung (Schüttdichte ca. 750 bis 850 kg/l) eine Energiedichte von 15 bis 18,7 GJ/t ergibt /Kleinschmidt 2010/; das entspricht etwa einer 80prozentigen Steigerung gegenüber Holzpellets (zu den Brennstoffeigenschaften von Biomasse vgl. Kapitel 2.6).

2.5.3 Lagerung

Die Lagerung stellt ein unverzichtbares logistisches Element zur Überbrückung der Zeitspanne zwischen dem Anfall der Biomasse und ihrer energetischen Nutzung dar. Sie dient auch der Absicherung der Brennstoffversorgung und wird entweder von den Brennstoffproduzenten, vom Zwischenhandel oder vom Verwerter durchgeführt. Im Folgenden werden generelle Informationen zur Brennstofflagerung bzw. zur Langzeitlagerung gegeben; in Ergänzung dazu beschreibt Kapitel 3.2.2 bauliche Einzelheiten und spezifische Anforderungen der Lagerung an der eigentlichen Feuerungsanlage.

2.5.3.1 Lagerungsrisiken

Die Lagerung biogener Materialien ist – vor allem für Schüttgutbrennstoffe – mit einer Reihe von Risiken verbunden. Im Einzelnen sind dies /Hartmann 2009b/:

- Substanzverlust durch biologische Prozesse (Verlustrisiko),
- Selbstentzündungs- und Brandrisiko (Gefährdungsrisiko),
- Pilzwachstum und Pilzsporenbildung (Gesundheitsrisiko),
- Geruchsbelästigung (Umweltrisiko),
- Wiederbefeuchtung bzw. Umverteilung des Wassergehaltes (Qualitätsrisiko).

In der Praxis haben sich der Substanzabbau und die Pilzsporenbildung als die wichtigsten Probleme der Lagerung erwiesen. Die Hauptursache für diese Prozesse ist – wie auch bei den meisten anderen Risiken – ein zu hoher Wassergehalt im Brennstoff. Er stellt die wesentliche Bestimmungsgröße für die biologische Aktivität dar. Bei Wassergehalten unter 15 % können die meisten Biomassearten jedoch problemlos über längere Zeit gelagert werden.

Zur Minimierung der Lagerungsrisiken muss die biologische Aktivität möglichst unterbunden werden. Dazu bieten sich die folgenden Maßnahmen an, die insbesondere bei gefährdeten Brennstoffen wie Hackschnitzeln oder Rinde sinnvoll sind /Hartmann 2009b/:

- geringer Wassergehalt bei der Einlagerung (auch durch Vermeidung von frischen Blättern oder frischem Gras in Strohballen z. B. infolge einer Verunkrautung der Anbaufläche),
- Vermeidung von Nadeln und Blättern als leicht mikrobiell angreifbarem Material,
- Minimierung der Lagerdauer,
- Vermeidung einer Wiederbefeuchtung (u. a. Schutz vor Niederschlag),
- guter Luftzutritt und dadurch maximale Wärme- und Feuchtigkeitsabfuhr,
- optimale Schütthöhe,
- möglichst grobe Materialstruktur bei Langzeitlagerung zur Verbesserung des Luftzutritts und damit der Wärme- und Feuchtigkeitsabfuhr,
- Vermeidung von stumpfen Schneidwerkzeugen oder Schreddern bei feucht einzulagernder Biomasse,
- aktive Trocknung oder Belüftungskühlung.

Substanzverlustrisiko

Nicht immer sind die genannten Maßnahmen in vollem Umfang möglich. Daher sind Substanzverluste in den meisten Fällen einzukalkulieren. Im Allgemeinen gelten hierfür die Orientierungswerte in Tabelle 2.9. Trockenmasseverluste können aber auch, zumindest teilweise, kompensiert werden, wenn der Wassergehalt im Lagerzeitraum absinkt, wodurch sich der aktuelle Heizwert (bezogen auf 1 kg Masse inkl. Wasser) erhöht.

Selbstentzündung und Brandrisiko

Bei der Lagerung kann es durch biologische und chemische Vorgänge zur Selbsterwärmung des Brennstoffes kommen. Der biologische Prozess wird durch eventuell noch lebende Pflanzenzellen und Mikroorganismen (Temperaturbereich bis 80 °C) eingeleitet. Der danach mögliche weitere sprunghafte Temperaturanstieg (Abb. 2.14) ist die Folge chemischer Prozesse (z. B. durch Verunreinigungen).

TAB. 2.9: JÄHRLICHE TROCKENMASSEVERLUSTE BEI DER HOLZLAGERUNG IN HAUFEN IM FREIEN

(z. T. mehrmonatige Lagerung auf 1 Jahr hochgerechnet)

Material/Lagerart	Verlust (% TM/Jahr)
feines Waldhackgut, frisch, unabgedeckt	20 bis >35
feines Waldhackgut, getrocknet, abgedeckt	2 bis 4
grobstückiges Waldhackgut (7 bis 15 cm), frisch, abgedeckt	ca. 4
Rinde, frisch, unabgedeckt	15 bis 22
Holzstangen (Fichte, Kiefer), frisch, unabgedeckt	1 bis 3
junge Ganzbäume (Pappel, Weide) frisch, unabgedeckt	6 bis 15

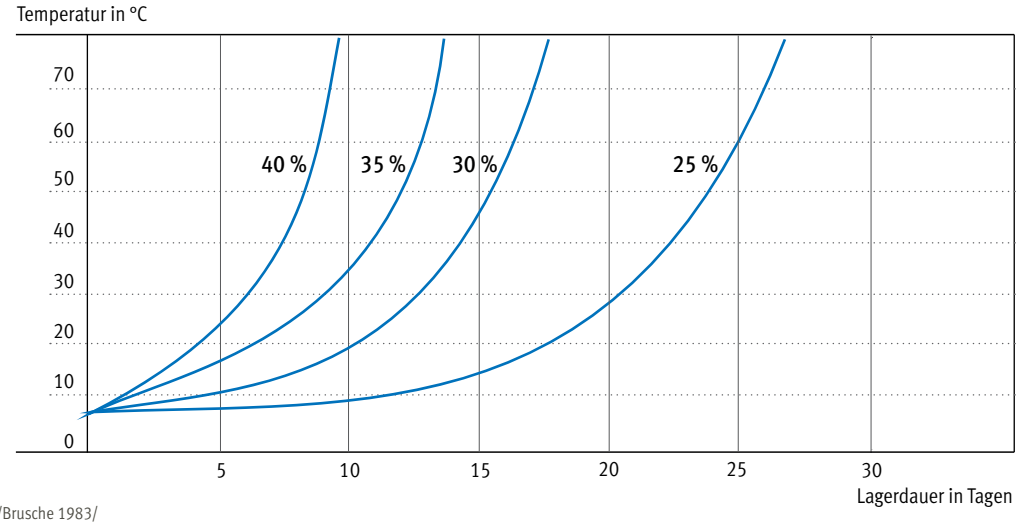
Quelle: /Hartmann und FNR 2013/

Der Temperaturanstieg hängt von der Lagerungsdichte, der Brennstoffstückigkeit, dem Wassergehalt und von Verunreinigungen ab. Bei groben Hackschnitzeln beispielsweise wird die gebildete Wärme in dem lockeren Stapel nach oben abgeleitet, sodass der Temperaturanstieg und der biologische Abbau gering ausfallen.

Auch in größeren Holzpelletlagern (z. B. Großsilos) sind bereits Brände durch Selbstentzündung aufgetreten oder es kam zu spontanen Kohlenmonoxid-Ausgasungen mit Todesfällen. Hierfür wird nicht etwa eine mikrobielle Aktivität, sondern eher die Oxidation bestimmter Holzinhaltsstoffe sowie ungesättigter Fettsäuren verantwortlich gemacht /Schüßler et. al. 2011/. Zur Vermeidung dieser Risiken sollte das Mischen unterschiedlicher Qualitäten unterbleiben. Es sollte auf einen geringen Feingehalt geachtet und maximale Lagermengen eingehalten werden. Aus Sicherheitsgründen wird bei derartigen großen Lagereinrichtungen außerdem die Verwendung robuster Konstruktionen (Dreiecksverstrebungen, Silos) sowie von Gasmeldeeinrichtungen (CO-Wächter) und Einspeisemöglichkeiten für Inert-Gase zur Brandbekämpfung empfohlen. Eine Brandbekämpfung mit Wasser ist nicht empfehlenswert wegen der Gefahr, dass Pellets quellen und dadurch das Silo zerstört werden kann. Stattdessen sollte durch Einströmung von Kohlendioxid (CO_2) oder Stickstoff (N_2) gelöscht werden, bevorzugt vom Lagerboden aus /Schüßler et al. 2011/.

Eine regelmäßige Kontrolle der Lagertemperatur ist stets geboten, wenn ungünstige Lagerbedingungen vorliegen. Das gilt auch für feuchte Hackschnitzel und vor allem bei feuchten Halmgutballen, bei denen die Gefahr der mikrobiellen Selbsterwärmung und Selbstentzündung besonders hoch ist. Gefährdet ist aber auch fein zerkleinertes feuchtes Holz (z. B. Sägemehl, Rinde). Bei solchen Sortimenten kann die entstehende Wärme aufgrund der behinderten natürlichen Konvektion und der geringen Wärmeleitung oft nicht ausreichend abgeführt werden. Aber auch in regulären Großmieten für Holzhackschnitzel im Außenbereich, die beispielsweise im Frühsommer frisch eingelagert wurden und dabei durch Befahren mit Fahrzeugen ca. 5 bis 6 Meter hoch aufgeschüttet und verdichtet wurden, sind Fälle von Selbstentzündung bekannt geworden.

TEMPERATURANSTIEG BEI DER HACKGUTLAGERUNG



Quelle: nach /Brusche 1983/

Abb. 2.14: Möglicher Temperaturanstieg bei der Hackschnitzellagerung in Abhängigkeit vom Wassergehalt und der Lagerdauer

Neben dieser durch biologische und chemische Prozesse bedingten Selbstentzündung geht eine weitere Brandgefahr bei der Lagerung vor allem von äußeren Faktoren (d. h. von Fremdentzündung) aus. Als leicht entzündlich gelten beispielsweise Brennstoffe, die sowohl einen niedrigen Wassergehalt als auch ein ungünstiges (d. h. großes) Verhältnis von Oberfläche zu Volumen besitzen, wie z. B. Halmgut.

Aus rechtlichen und versicherungstechnischen Gründen ist der Rauminhalt eines Lagerplatzes für Lignocellulosematerial auch im Freien in der Regel begrenzt. Meist wird für offen gelagerte, leicht entzündbare Ernteerzeugnisse wie Halmgutballen eine sicherheitstechnische Obergrenze von 1.500 m^3 Lagergut genannt /VVB 2008/. Außerdem sind hierbei in der Regel Sicherheitsabstände von 100 m zwischen den Lagerplätzen und 50 m zu Wald bzw. 25 m zu Gebäuden, Verkehrswegen oder Hochspannungsleitungen einzuhalten. Vielfach ist die Lagerung brennbarer fester Stoffe im Freien generell auf 3.000 m^3 Lagergut in einem Lager begrenzt und es muss ein Mindestabstand von 10 m zu Gebäuden oder anderen Lagern eingehalten werden.

Gesundheitliches Risiko durch Pilzbefall

Unter günstigen Wachstumsbedingungen tritt in Halmgut- und Hackschnitzellagern ein Pilzwachstum auf. Die gebildeten Pilzsporen werden bei der Handhabung des Brennstoffes freigesetzt und können über die Luft in die menschlichen Atemwege gelangen. Sie gelten als allergieauslösend und können bei Menschen Mykosen hervorrufen /Hartmann 2007/.

Für die längere Hackschnitzellagerung sollte daher möglichst Grobhackgut mit wenig Grünanteil verwendet, eine Lagerung in größeren Abständen zu Wohnbereichen erfolgen (Hauptwindrichtung beachten) und beim Hantieren mit dem befallenen Brennstoff eine Atemschutzmaske getragen werden. Fahrzeugkabinen sollten zudem mit Mikrofiltern ausgestattet sein. Die Lagerdauer sollte kurz gehalten werden (ca. drei Monate) und die räumliche Anordnung eine Verwendung in der Reihenfolge der Einlagerung ermöglichen (First-in-first-out). Zudem ist durch die Wahl geeigneter Fördereinrichtungen die Sporen- und Staubfreisetzung zu begrenzen. Geschlossene Systeme mit hohem Automatisierungsgrad sind hierbei im Vorteil. Bei Innenlagerung sollte ein Abluftsystem vorhanden sein, dessen Abluftstrom im Idealfall direkt in den Brennraum geleitet wird, wo die Sporen verbrannt werden. Bei Außenlagerung sollten die Haufen in Form von Spitzkegeln ausgebildet sein, um die Durchfeuchtung möglichst gering zu halten.

Explosionsrisiken

Je kleiner ein Holzteilchen ist, desto leichter kann es von Zündquellen mit niedriger Energie auf Zündtemperatur erwärmt werden. Wenn das Holz in Teilchen von weniger als 2 mm Durchmesser vorliegt, gilt es als entflammbar. Zu einem Brand bzw. zu Explosionen kann es dann kommen, wenn ein Gemisch aus Luft und brennbaren Stäuben in einem geeigneten Mischungsverhältnis vorliegt. Bereits eine Konzentration von wenigen g/m^3 kann hierfür genügen. Kritische Konzentrationen treten vorwiegend in Filteranlagen und Spänesilos sowie in pneumatischen Förderleitungen, Mühlen (z. B. bei Pelletieranlagen) und Hackern auf. Ein großer Harz- und Fettgehalt des Holzes sowie eventuelle Beimischungen von Lackstaub, Kunststoffen, Lösungsmitteln oder deren Dämpfen erhöhen das Explosionsrisiko. Eine besondere Gefahr ist bei Lagerung und Umschlag von Holzspänen und -stäuben gegeben, die als sehr feine Bearbeitungsrückstände bei der mechanischen Bearbeitung von trockenem Holz mit Säge-, Fräs-, Bohr-, Hobel-, Schleif- und ähnlichen Werkzeugen entstehen. Bereits 12 g derartigen Holzstaubs in einem Kubikmeter Luft sind gefährlich /Menin 2006/.

Dem Explosionsrisiko kann durch regelmäßige Kontrolle und Wartung der Maschinen und Werkzeuge, der Ventilatoren, Beschickungseinrichtungen, aber auch durch Schutzeinrichtungen wie Zellradschleusen, Brandabschlüsse, Funkenerkennungs- und Löschanlagen vorgebeugt werden. Um Zündungen durch Entladung von statischer Elektrizität zu vermeiden, müssen die metallischen Anlageteile einer Lagereinrichtung (Zyklone, Filter, Förderleitungen u. Ä.) durch elektrische Leiter verbunden und geerdet sein. Transportgebläse sind außerdem in einer für explosive Stoffe geeigneten Schutzklasse zu verwenden.

2.5.3.2 Lagertechnik

Biomasse kann mithilfe einer Vielzahl unterschiedlicher Verfahren und Techniken gelagert werden. Dabei wird unterschieden zwischen einer Bodenlagerung im Freien, einer Lagerung in Gebäuden und der Lagerung an der Konversionsanlage, wobei Letztere in Kapitel 3.2.2 beschrieben wird. Weitergehende Informationen finden sich bei /Hartmann 2009b/ bzw. in der Datensammlung, Abb. 2-5-1.

Bodenlagerung im Freien

Zur Vermeidung von Sekundärverschmutzungen oder Wiederbefeuchtung des Brennstoffs ist auf eine geeignete Unterlage zu achten. Während grobstückige Brennstoffe (Scheitholz oder Ballen) auch auf Holzplanken oder trockenem Kiesboden gestapelt werden können, sind Schüttgüter möglichst auf einem befestigten Untergrund zu lagern. Wenn die Beschickung und Entnahme mithilfe von Fahrzeugen (z. B. Frontlader, Radlader) erfolgen soll, ist eine belastbare Bodenplatte (z. B. Beton, Asphalt, Verbundsteinpflaster) erforderlich.

Eine Außenlagerung ohne Witterungsschutz ist bei unaufbereitetem Holz und bei Rinde in der Praxis weit verbreitet. Bei trockenen Brennstoffen wie Halmgutballen muss dagegen eine Wiederbefeuchtung verhindert werden. Dazu ist entweder eine bewegliche Abdeckmöglichkeit (z. B. Planenabdeckung bei Feldmieten) oder eine feste bauliche Einrichtung notwendig. Diese sollte generell so ausgestaltet sein, dass entweder ein natürlicher Luftzutritt oder eine technische Belüftung möglich ist, damit die Abkühlung der Biomasse und die Abfuhr von feuchter Luft erfolgen können.

Lagerungsgebäude

Gegenüber der Verwendung von beweglichen Abdeckungen bietet die Lagerung in Gebäuden einen erhöhten Witterungsschutz bei gleichzeitig geringerem Arbeitszeitbedarf für die Ein- und Auslagerung. Hier kommt die gesamte Vielfalt der gewerblichen und landwirtschaftlichen Bauformen zum Einsatz. Aus Kostengründen ist aber die Verwendung von Altgebäuden am günstigsten. Daneben kommt z. B. auch die Errichtung kostengünstiger Rundholzbergehallen infrage /ALB 2012/. Wenn wie

bei der Ballenlagerung auf eine massive Bodenplatte verzichtet werden kann, sind hierfür lediglich Punktfundamente erforderlich. Durch einen größtmöglichen Luftzutritt ist sicherzustellen, dass eine Kondenswasserbildung mit daraus resultierenden Gebäudeschäden vermieden wird. Für Schüttgüter ist auf eine ausreichende Seitendruckstabilität zu achten, wenn die Gebäudewand auch die Funktion der Lagerumhausung erfüllen soll.

Behälter

Schüttgüter können auch in Flachlagerzellen oder Hochbehältern (Rund- oder Viereck-Silos) gelagert werden. Derartige Behälter werden in vorhandenen Gebäuden oder – mit einer entsprechenden Bedachung – im Freien aufgestellt und bestehen meist aus Holz, Kunststoff oder Metall; bei Letzterem handelt es sich überwiegend um Wellblechkonstruktionen, die ab einer Höhe von rund 5 m mit Seitenstützen verstärkt werden. Der Einbau von Belüftungssystemen zur Kühlung und/oder Trocknung (z. B. für empfindliche Materialien wie Getreide) ist hierbei leicht möglich. Die Befüllung derartiger Hochbehälter kann pneumatisch oder mit mechanischen Fördersystemen erfolgen (vgl. Kapitel 3.2.2).

2.5.4 Trocknung

Die Trocknung erhöht die Lagerfähigkeit von Brennstoffen, während gleichzeitig eine Verbesserung der feuerungstechnischen Eigenschaften durch den gestiegenen Heizwert (H_u) eintritt (vgl. Kapitel 2.6). Bei vielen Brennstoffen und Lagerungsbedingungen ist allerdings eine kostenaufwendige technische Trocknung verzichtbar. Das gilt vor allem

- für grobes Hackgut (z. B. aus der Zerkleinerung mit Schneckenhackern),
- bei einer Brennstoffeinlagerung mit Wassergehalten bis 30 %,
- bei kurzer Lagerdauer,
- bei relativ abgeschlossenen Lagerungsbedingungen mit wenig mechanischem Eingriff (geringe Gefahr von Sporenfreisetzung).

Wenn dennoch eine technische Trocknung durchgeführt werden soll, können die nachfolgend vorgestellten Trocknungsverfahren und -einrichtungen angewendet werden. Die dabei geltenden Grundlagen und Planungsgrundsätze der Trocknung sind unter anderem bei /Hartmann 2009b/ beschrieben.

2.5.4.1 Trocknungsverfahren

Aufgrund der hohen Investitions- und Betriebskosten ist eine aktive technische Trocknung in der Praxis eher die Ausnahme. Das gilt besonders bei der Versorgung größerer Feuerungsanlagen. Daher kommt es bei der Planung der Brennstoffbereitstellung vor allem auf eine möglichst gute Ausnutzung natürlicher Trocknungsvorgänge oder ggf. auf die Nutzung kostenloser Abwärmequellen an.

Die Trocknung kann ohne und mit Zuhilfenahme von technischen Einrichtungen für die Belüftung bzw. Beheizung durchgeführt werden. Folglich wird bei den Trocknungsverfahren unterschieden zwischen einer natürlichen Trocknung (d. h. ohne technische Hilfe) und einer technischen Trocknung (d. h. mit entsprechenden technischen Verfahren).

Natürliche Trocknung

Zur natürlichen Trocknung zählt die Bodentrocknung. Am häufigsten erfolgt sie in der Landwirtschaft durch Überstreichen von Trocknungsluft über das am Boden ausgebreitete Trocknungsgut (z. B. Halmguttrocknung). Auch die natürliche Trocknung von Waldrestholz ist diesem Prinzip zuzuordnen. Waldholz fällt im Frischzustand mit einem durchschnittlichen Wassergehalt von ca. 45 % (Buche) bis 55 % (Fichte) an. Innerhalb eines Jahres kann das Rohholz, das im Freien gelagert wird, auf Wassergehaltswerte von unter 20 % abtrocknen. Das gilt jedoch nicht, wenn das Holz im schattigen Waldbestand mit seiner üblicherweise höheren Luftfeuchte und geringeren Luftbewegung gelagert wird.

Eine weitere Variante ist die natürliche Trocknung durch Selbsterwärmung. Die gezielte Ausnutzung dieser Energie, die aus dem Substanzabbau stammt, ist auf verschiedene Weise möglich. Die entstehende Wärme (vgl. Kapitel 2.5.3) erzeugt in der Schüttung eine aufwärtsgerichtete Luftbewegung, sodass kühlere Luft von unten oder von der Seite nachströmt. Dazu ist es von Vorteil, wenn der Lagerboden luftdurchlässig ist (z. B. durch Luftschächte oder Rundholzboden mit Schlitzen). Bei sehr grobem Hackgut kann auf diese Weise eine effiziente Austrocknung des Brennstoffs ohne größere Substanzverluste stattfinden, wobei die Selbsterwärmung im Lagergut lediglich zu einer Temperaturerhöhung von maximal 20 °C über der jeweiligen Außentemperatur führt.

Generell ist die unterstützende Wirkung der Selbsterwärmung ohne aktive Belüftung aber mit Risiken verbunden (vgl. Kapitel 2.5.3). Techniken, die auch bei feinem Hackgut auf eine Zwangsbelüftung völlig verzichten, liefern bislang noch keine befriedigenden Trocknungsergebnisse.

Technische Trocknung

Hier werden technische Belüftungssysteme für eine aktive Trocknung eingesetzt. Es wird zwischen Belüftungskühlung, Belüftungstrocknung, Warmluft- und Heißlufttrocknung unterschieden /Hartmann 2009b/.

Bei der Belüftungskühlung findet eine Zwangsbelüftung mit kalter Außenluft statt. Durch die Selbsterwärmung im Brennstoff erhöht sich das Sättigungsdefizit der Luft und damit steigt ihr Wasseraufnahmevermögen. Durch intermittierende Belüftung wird nun die feuchte Luft im Brennstoff durch neu zugeführte Gebläseluft verdrängt. Das erfolgt z. B. temperaturgesteuert ab einer Temperaturdifferenz zur Außenluft von ca. 5 bis 10 °C.

Dagegen wird bei der Belüftungstrocknung eine kontinuierliche Durchlüftung realisiert. Mit einem Trocknungsgebläse wird Außenluft ohne oder mit nur geringer Vorwärmung durch das Trocknungsgut gedrückt. Dabei beschleunigt sich der Trocknungsvorgang mit zunehmender Außentemperatur. Auch technische Maßnahmen, durch die die Lufttemperatur geringfügig (um ca. 5 bis 8 °C) erhöht wird, wirken sich positiv aus. So ist beispielsweise solarthermisch aufgewärmte Trocknungsluft gut nutzbar; hierzu zählt auch die Luftabsaugung aus dem Dachraum von Betriebsgebäuden. Zur optimalen Luftführung in der Schüttung ist eine Mindestschütthöhe einzuhalten, z. B. für Hackgut von ca. 1 m.

Im Vergleich zur Belüftungstrocknung führt der Einsatz einer Warmlufttrocknung zu einem deutlich verbesserten Trocknungseffekt. Die Warmlufttrocknung arbeitet folglich mit einer Wärmequelle höherer Leistung, die zu einer Luftanwärmung um 20 bis 100 °C führt. Auch hier wird die Trocknungsluft mit einem Gebläse durch das Gut gedrückt, in Einzelfällen auch gesaugt.

Eine Heißlufttrocknung wird dagegen nur bei besonders leistungsstarken Produktionsanlagen benötigt. Für eine anschließende Pelletierung beispielsweise werden feuchte Güter, z. B. Sägemehl oder frisches Gras, mit Trocknungsluft im Temperaturbereich zwischen 300 und 600 °C in sogenannten Trommel- oder Drehrohrtrocknungsanlagen getrocknet. Am Ende der Trocknungstrommel liegt die Materialtemperatur am höchsten, sie erreicht jedoch nie die Ablufttemperatur, sondern steigt auf 60 bis 85 °C, je nach Trocknungsbedingungen.

2.5.4.2 Trocknungseinrichtungen

Die Trocknung von biogenen Brennstoffen erfolgt oft in Kombination mit der Lagerung. Anlagen zur aktiven Trocknung stellen daher oft lediglich eine funktionale Ergänzung zu baulichen Lagerungseinrichtungen dar. Nur in Ausnahmefällen erfolgt die Trocknung als ein zeitlich und räumlich von der Lagerung getrennter Verfahrensschritt. Eine solche Ausnahme ist dann gegeben, wenn der Brennstoff unmittelbar nach der Trocknung noch weiter aufbereitet werden soll (z. B. durch Vermahlen oder Pelletieren).

Bei der Biomassetrocknung werden Konvektionstrockner ohne und mit Gutförderung unterschieden. Ohne Gutförderung befindet sich das Trockengut in Ruhe, während es über einen Belüftungsboden oder über spezielle Luftkanäle von unten her belüftet wird (Satztrockner). Dabei handelt es sich entweder um Silos, die im Innen- und Außenbereich aufgestellt werden, oder um kastenförmige Einbauten in Gebäuden. Nach Möglichkeit werden dabei Teile der Gebäudehülle als Trocknerwandung mitverwendet, oder das komplette Gebäude ist mit einem belüfteten Boden ausgestattet (Stapelraum- oder Fahrsilotrockner). In der Regel werden jedoch verschiedene Boxen oder Kästen abgetrennt, in denen unterschiedliche Schüttgutchargen getrennt voneinander getrocknet werden können. Am Trocknerboden strömt die Luft über spezielle Belüftungskanäle ein (Abb. 2.15). Wenn es sich um fest eingebaute Unterflurschächte handelt, kann der Trocknerboden auch problemlos mit Fahrzeugen befahren werden und die Entnahme und Beschickung wird erleichtert. Ein Befahren ist dagegen nicht möglich, wenn Dachreiter oder flexible Dränrohre verwendet werden /Hartmann 2009b/.

Bei intensiverer Trocknung (Warm- und Heißluftlufttrocknung) kommen auch Systeme mit Bewegung im Trocknungsgut (d. h. mit Gutförderung) zum Einsatz. Hier verläuft der Trocknungsvorgang gleichmäßiger. Der Aufwand ist jedoch deutlich höher.

Es werden Umlauf- oder Durchlaufverfahren unterschieden. Umlauftrockner sind Satztrockner, in denen eine Trocknungsgutcharge lediglich kontinuierlich umgeschichtet wird. Bei den Durchlauftrocknern wird dagegen ein kontinuierlicher Gutstrom getrocknet. Zur Anwendung für Biomasserohstoffe kommen hierbei vor allem Schubwendetrockner, Bandtrockner und Drehrohrtrockner (d. h. Trommeltrockner). Ihre Funktionsweise und Einsatzbereiche werden bei /Hartmann 2009b/ beschrieben.

2.6 Brennstoffeigenschaften und -qualität

Die biogenen Festbrennstoffe werden in sehr unterschiedlicher Qualität und mit stark schwankenden Brennstoffeigenschaften dargeboten. Angesichts steigender Umwelt- und Technikstandards kommt der Sicherung und Verbesserung der Brennstoffqualität zukünftig zunehmende Bedeutung zu. Qualitätssichernde Maßnahmen werden durch eine breit angelegte europäische Normungsaktivität im Bereich der biogenen Festbrennstoffe unterstützt. Eine allgemeine Klassifizierungsnorm /DIN EN 14961-1/ sowie insgesamt vier Anforderungsnormen für Holzpellets /DIN EN 14961-2/, Holzbriketts /DIN EN 14961-3/,

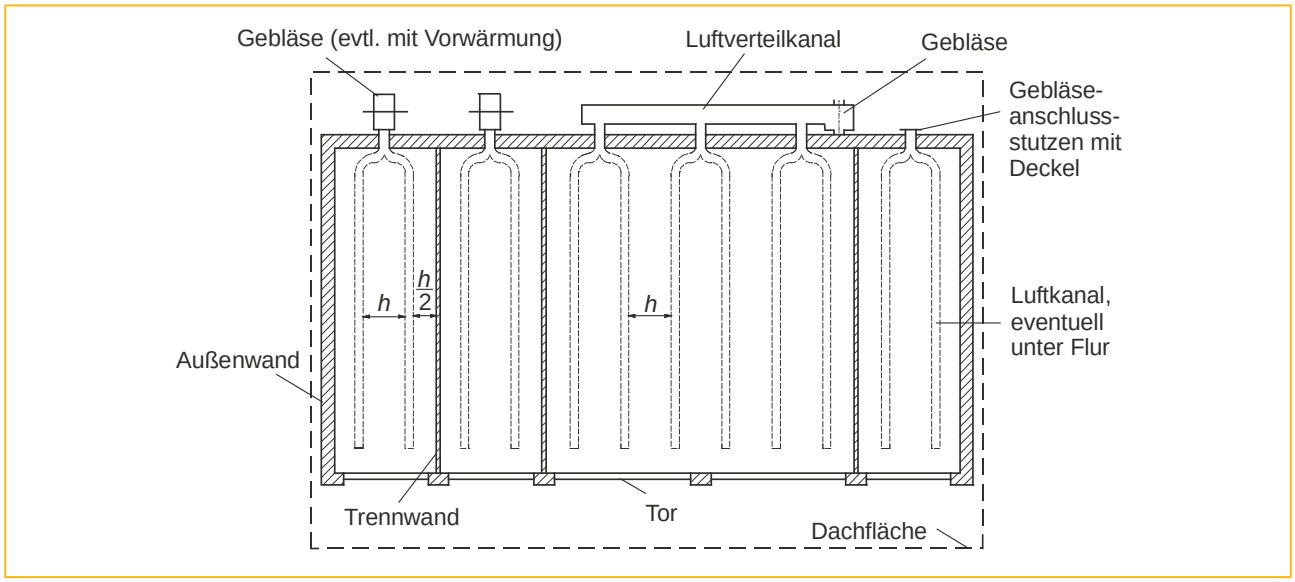


Abb. 2.15: Beispiel für die Anordnung von Belüftungsschächten bei Satztrocknern (Draufsicht); h = Lagerhöhe = maximaler Kanalabstand, nach /Strehler 1996/

Holzhackschnitzel /DIN EN 14961-4/ und Holzscheite /DIN EN 14961-5/ wurden bereits veröffentlicht, weitere Anforderungsnormen werden derzeit erarbeitet (z.B. für nicht-holzartige Pellets /DIN EN 14961-6/). Auch zu den physikalischen und chemischen Prüfmethoden (insgesamt 20 Einzelnormen) und zur Qualitätssicherung sowie zu weiteren methodischen Fragen (z.B. Probenahme, Probenteilung) und zur internationalen Fachterminologie wurden weitere Normen erarbeitet. Alle diese Spezifikationen sollen den Handel mit Brennstoffen zukünftig erleichtern und für die nachfolgend vorgestellten Brennstoffeigenschaften die notwendigen Kommunikations-, Prüf- und Bewertungsgrundlagen liefern.

Die Vielzahl an Normungsaufgaben ist aber auch Ausdruck der Vielfalt bei den Brennstoffen mit einer hohen Variabilität bei Eigenschaften und Qualitätsausprägungen. Im Folgenden soll hierzu ein Überblick gegeben und die wichtigsten Begriffe erläutert werden. Weiterführende Daten, Richtzahlen und Planungshilfen finden sich in der Datensammlung, Tabellen 2-6-2 bis 2-6-21.

2.6.1 Elementarzusammensetzung

Bei der Elementarzusammensetzung wird zwischen Hauptelementen und Spurenelementen unterschieden.

2.6.1.1 Hauptelemente

Feste pflanzliche Biomasse besteht im Wesentlichen aus Kohlenstoff (C), Wasserstoff (H) und Sauerstoff (O). Die Komponente biogener Festbrennstoffe, durch deren Oxidation die freigesetz-

TAB. 2.10: MITTLERE GEHALTE AN HAUPTELEMENTEN IN NATURBELASSENEN BIOMASSE-FESTBRENNSTOFFEN IM VERGLEICH ZU STEIN- UND BRAUNKOHLE

Brennstoff/Biomasseart	C	H	O	N	K	Ca	Mg	P	S	Cl
	in % der Trockenmasse									
Fichtenholz (mit Rinde)	49,8	6,3	43,2	0,13	0,13	0,70	0,08	0,03	0,015	0,005
Buchenholz (mit Rinde)	47,9	6,2	45,2	0,22	0,15	0,29	0,04	0,04	0,015	0,006
Pappelholz (Kurzumtrieb)	47,5	6,2	44,1	0,42	0,35	0,51	0,05	0,10	0,031	0,004
Weidenholz (Kurzumtrieb)	47,1	6,1	44,3	0,54	0,26	0,68	0,05	0,09	0,045	0,004
Rinde (Nadelholz)	51,4	5,7	38,7	0,48	0,24	1,27	0,14	0,05	0,085	0,019
Roggenstroh	46,6	6,0	42,1	0,55	1,68	0,36	0,06	0,15	0,085	0,40
Weizenstroh	45,6	5,8	42,4	0,48	1,01	0,31	0,10	0,10	0,082	0,19
Triticalestroh	43,9	5,9	43,8	0,42	1,05	0,31	0,05	0,08	0,056	0,27
Gerstenstroh	47,5	5,8	41,4	0,46	1,38	0,49	0,07	0,21	0,089	0,40
Rapsstroh	47,1	5,9	40,0	0,84	0,79	1,70	0,22	0,13	0,27	0,47
Maisstroh	45,7	5,3	41,7	0,65					0,12	0,35
Sonnenblumenstroh	42,5	5,1	39,1	1,11	5,00	1,90	0,21	0,20	0,15	0,81
Hanfstroh	46,1	5,9	42,5	0,74	1,54	1,34	0,20	0,25	0,10	0,20
Roggenganzpflanzen	48,0	5,8	40,9	1,14	1,11		0,07	0,28	0,11	0,34
Weizenganzpflanzen	45,2	6,4	42,9	1,41	0,71	0,21	0,12	0,24	0,12	0,09
Triticaleganzpflanzen	44,0	6,0	44,6	1,08	0,90	0,19	0,09	0,22	0,18	0,14
Roggenkörner	45,7	6,4	44,0	1,91	0,66		0,17	0,49	0,11	0,16
Weizenkörner	43,6	6,5	44,9	2,28	0,46	0,05	0,13	0,39	0,12	0,04
Triticalekörner	43,5	6,4	46,4	1,68	0,62	0,06	0,10	0,35	0,11	0,07
Rapskörner	60,5	7,2	23,8	3,94					0,10	
Miscanthus	47,5	6,2	41,7	0,73	0,72	0,16	0,06	0,07	0,15	0,22
Landschaftspflegeheu	45,5	6,1	41,5	1,14	1,49	0,50	0,16	0,19	0,16	0,31
Rohrschwingel	41,4	6,3	43,0	0,87	1,94	0,38	0,17	0,17	0,14	0,50
Weidelgras	46,1	5,6	38,1	1,34					0,14	1,39
Straßengrasschnitt	37,1	5,1	33,2	1,49	1,30	2,38	0,63	0,19	0,19	0,88
Zum Vergleich:										
Steinkohle	72,5	5,6	11,1	1,3					0,94	<0,13
Braunkohle	65,9	4,9	23,0	0,7					0,39	<0,1

Quelle: /Hartmann 2009a/

te Energie weitgehend bestimmt wird, ist der Kohlenstoff. Daneben liefert der Wasserstoff bei der Oxidation ebenfalls Energie und bestimmt somit gemeinsam mit dem Kohlenstoff den Heizwert des trockenen Brennstoffs. Der Sauerstoff unterstützt dagegen lediglich den Oxidationsvorgang.

Mit 47 bis 50 % in der Trockenmasse (TM) haben Holzbrennstoffe den höchsten Kohlenstoffgehalt, während die Mehrzahl der Nichtholz-Brennstoffe meist einen C-Gehalt von 43 bis 48 % aufweist. Der Sauerstoffgehalt liegt zwischen 40 und 45 % in der TM und der des Wasserstoffs zwischen 5 und 7 % (Tabelle 2.10). Daraus errechnet sich für Holz eine mittlere Zusammensetzung von $CH_{1,44}O_{0,66}$. Deutliche Abweichungen weisen Biomassen mit beispielsweise einem höheren Ölgehalt (z. B. Rapskörner) auf. Der geringe Kohlenstoffgehalt bei Straßenbegleitholz ist durch nicht brennbare Verunreinigungen im Zuge der Bergung bedingt, was z. B. am Aschegehalt erkennbar ist.

2.6.1.2 Emissionsrelevante Elemente

Zu den Elementen mit Auswirkung auf den Schadstoffausstoß bei der Verbrennung zählen vor allem Stickstoff, Kalium, Chlor und Schwefel. Bei diesen Inhaltsstoffen gilt allgemein, dass steigende Gehalte im Brennstoff mit einer Zunahme der Schadstoffe im Abgas verbunden sind.

Die Brennstoffe unterscheiden sich bei den emissionsrelevanten Inhaltsstoffen zum Teil erheblich. Beispielsweise ist der Stickstoffgehalt (N) von Holz mit ca. 0,1 bis 0,2 % und Stroh mit ca. 0,5 % in der Trockenmasse (TM) relativ gering, während eiweißreiche Pflanzen deutlich darüber liegen können, vor allem wenn generative Organe (Körner) enthalten sind (Tabelle 2.10). Stickstoff wirkt sich direkt auf die Stickstoffoxid(NO_x)-Bildung aus, da er bei der Verbrennung nahezu vollständig in die Gasphase übergeht und deshalb nicht in der Asche wiederzufinden ist. Der Stickstoffgehalt im Brennstoff lässt sich besonders durch Weglassen von Pflanzenteilen mit höheren Konzentrationen beeinflussen (z. B. Holzentrindung, Nadelabfall im Wald abwarten, Körner von Stroh trennen etc.). Auch der Erntezeitpunkt spielt eine größere Rolle. Beispielsweise weist älteres Holz oder überständiges Gras einen geringeren Stickstoffgehalt auf.

Der Schwefelgehalt (S) biogener Festbrennstoffe ist im Vergleich zu Kohlebrennstoffen relativ gering. Rapsstroh besitzt mit durchschnittlich ca. 0,3 % in der TM den höchsten Schwefelgehalt, während die meisten Holzbrennstoffe im Bereich von 0,02 bis 0,05 % und Getreidestroh meist unter 0,1 % liegen (Tabelle 2.10). Bei der Verbrennung bestimmt der Schwefelgehalt primär die Schwefeldioxid(SO_2)-Emission. Ein großer Teil des Schwefelgehaltes im Brennstoff (ca. 40 bis 90 %) wird – je nach Abscheidegrad der Entstaubungseinrichtungen – in die Asche eingebunden.

Auch Chlor (Cl) ist ein bedeutender Begleitstoff in Düngemitteln (insbesondere in Kaliumdüngern) und kommt daher in Biomassen aus gedüngten Feldkulturen in deutlich höheren Anteilen vor als im Holz, welches in der Regel von ungedüngten Flächen stammt. Holzbrennstoffe zeigen folglich mit ca. 0,005 bis 0,02 % in der TM sehr niedrige Chlorgehalte, während der Gehalt im Getreidestroh mit ca. 0,2 bis 0,5 % (2.000 bis 5.000 mg/kg TM) um ein Vielfaches höher liegt (Tabelle 2.10), in küstennahen Gebieten sind sogar Werte über 1 % möglich. Sehr hohe Konzentrationen kommen meist in Raps- und Sonnenblumenstroh (ca. 0,5 bzw. 0,8 %) bzw. im Wiesenheu (z. B. Weidelgras) vor. Der Gehalt schwankt allerdings aufgrund der hohen Mobilität der Chloride sehr stark; es kann durch Niederschläge während der Bodentrocknung von Stroh oder Gras leicht ausgewaschen werden. Aus verbrennungstechnischer Sicht ist somit ausgewaschenes, „graues“ Stroh gegenüber frischem, „gelbem“ Stroh zu bevorzugen. Auch durch die Kaliumdüngung wird der Chlorgehalt im Brennstoff direkt beeinflusst. Durch Verwendung von Kaliumsulfat anstelle des gebräuchlicheren und günstigeren Kaliumchlorids kann der Gehalt im Brennstoff gesenkt werden.

Die Bedeutung des Chlors beruht auf dessen Beteiligung an der Bildung von Chlorwasserstoff (HCl) und Dioxinen/Furanen (PCDD/F). Trotz relativ hoher Chloreinbindungsraten in der Asche von 40 bis 95 % /Obernberger 1997/ können beispielsweise die HCl-Emissionen bei bestimmten chlorreichen Brennstoffen (z. B. Getreidestroh) problematisch werden. Zusätzlich wirkt Chlor im Zusammenspiel mit Alkali- und Erdalkalimetallen und mit Schwefeldioxid (SO_2), z. B. an der Oberfläche der Wärmeübertrager, korrosiv.

Die emissionsrelevanten Inhaltsstoffe Chlor, Stickstoff und Schwefel wurden in den neuen europäischen Anforderungsnormen für Biomassebrennstoffe begrenzt. Beispielsweise dürfen Holzhackschnitzel der Güteklasse B1 nach /DIN EN 14961-4/ einen Chlorgehalt von 0,05 %, einen Schwefelgehalt von 0,1 % sowie einen Stickstoffgehalt von 1,0 % in der Trockenmasse nicht überschreiten. Etwas strengere Anforderungen gelten für Holzpellets /DIN EN 14961-2/ und Holzbriketts /DIN EN 14961-3/ (vgl. Tabelle 2.8 und Datensammlung, Tabellen 2-6-2 bis 2-6-4).

2.6.1.3 Spurenelemente (Schwermetalle)

Zu den Spurenelementen zählen alle verbleibenden Elemente, bei denen es sich in der Mehrzahl um Schwermetalle handelt. Sie bestimmen vor allem die Eigenschaften der bei der Verbrennung anfallenden Aschen. Insbesondere die relativ leicht flüchtigen Schwermetalle Cadmium (Cd), Blei (Pb), Zink (Zn) zählen aber auch zu den aerosolbildenden Elementen, die den Partikelausstoß bei der Verbrennung erhöhen können /Brunner 2006/.

Im Allgemeinen sind Holzbrennstoffe aus dem Wald höher mit Schwermetallen belastet als jährlich erntbare Kulturen. Die Rinde von Nadelhölzern nimmt hierbei eine Spitzenstellung ein /Hartmann et al. 2000/. Dies liegt zum einen an der langen Umtriebszeit, in der die Waldbäume die Schwermetalleinträge aus der Atmosphäre akkumulieren können, und zum anderen an den niedrigen pH-Werten der Waldböden, wodurch sich die Schwermetall-Löslichkeit und damit auch die Aufnahme durch Pflanzen erhöhen.

Die Schwermetallgehalte stellen ein wesentliches Merkmal für die Unterscheidung zwischen naturbelassenen und nicht naturbelassenen Brennstoffen dar. Einige Schwermetalle werden daher auch als Indikatoren für nicht naturbelassene Brennstoffe verwendet. Beispielsweise lassen sich mithilfe von Schnelltestverfahren für Zink, Blei und Chlor in der Asche von Kleinfeuerungsanlagen Anhaltspunkte für eine Verwendung belasteter Brennstoffe ableiten /Noger und Pletscher 1998/. Auch bei Presslingen aus naturbelassenem Holz ist der Nachweis für die Verwendung unbelasteter Rohstoffe dadurch zu erbringen,

dass vorgeschriebene Grenzwerte für bestimmte Schwermetallgehalte unterschritten werden müssen. Beispielsweise dürfen Holzpellets der Güteklasse A2 nach /DIN EN 14961-2/ folgende Schadstoffgehalte in der Trockenmasse nicht überschreiten (zu Normanforderungen vgl. Tabelle 2.8 und Datensammlung, Tabellen 2-6-2 bis 2-6-4).

Arsen (As)	< 1 mg/kg
Cadmium (Cd)	< 0,5 mg/kg
Chrom (Cr)	< 10 mg/kg
Kupfer (Cu)	< 10 mg/kg
Blei (Pb)	< 10 mg/kg
Quecksilber (Hg)	< 0,1 mg/kg
Nickel (Ni)	< 10 mg/kg
Zink (Zn)	< 100 mg/kg

2.6.2 Weitere Brennstoffeigenschaften und ihre Bedeutung

2.6.2.1 Wassergehalt und Brennstoff-Feuchte

Definition

Der Wassergehalt w (in %) wird auf die Frischmasse bezogen; er beschreibt damit das in der feuchten Biomasse befindliche Wasser, wobei sich diese feuchte Biomasse aus der trockenen Biomasse (d.h. Trockenmasse) m_B und der darin enthaltenen Wassermasse m_w zusammensetzt (Gleichung 2.1).

$$w = \frac{m_W}{m_B + m_W} \cdot 100 \qquad (2.1)$$

Die Brennstoff-Feuchte u (in %) wird dagegen auf die Trockenmasse bezogen; sie ist folglich definiert als die im Brennstoff gebundene Wassermasse m_w bezogen auf die trockene Biomasse m_B nach Gleichung 2.2. Die Feuchte (zum Teil auch als Feuchtegehalt oder Holzfeuchte bezeichnet) kann in den Wassergehalt umgerechnet bzw. aus ihm berechnet werden. Demnach entspricht z.B. ein Wassergehalt von 50 % einer Brennstoff-Feuchte von 100 %. Bei den Feuchteangaben sind somit auch Werte von über 100 % möglich.

$$u = \frac{m_W}{m_B} \cdot 100 \qquad (2.2)$$

Bei der Feuchte handelt es sich um einen hauptsächlich in der Forst- und Holzwirtschaft gebräuchlichen Begriff. In der Praxis der Energienutzung wird dagegen hauptsächlich mit dem Wassergehalt gerechnet.

Wassergehaltseinfluss auf den Heizwert

Der Wassergehalt ist die wesentliche Einflussgröße, die den Heizwert biogener Festbrennstoffe bestimmt. Da wasserfreie Biomasse in der Natur praktisch nicht vorkommt, müssen stets mehr oder weniger große Mengen Feuchtigkeit während der Verbrennung verdunsten. Die hierfür benötigte Wärme wird der dabei freigesetzten Energie entnommen und mindert dadurch die Nettoenergieausbeute, wenn – und das ist der Regelfall – keine Rückkondensation des entstandenen Wasserdampfes im Abgas durch eine Abgaskondensationsanlage realisiert wird.

Dieser Einfluss des Wassergehaltes auf den Heizwert lässt sich nach Gleichung 2.3 bestimmen. Dabei ist $H_{u(w)}$ der Heizwert des Holzes (in MJ/kg) bei einem bestimmten Wassergehalt w; $H_{u(wf)}$ ist der Heizwert der Holztrockenmasse im wasserfreien (absolut trockenen) Zustand, und die Konstante 2,443 ist die Verdampfungswärme des Wassers in MJ/kg, bezogen auf 25 °C.

$$H_{u(w)} = \frac{H_{u(wf)} \cdot (100 - w) - 2{,}443\, w}{100} \qquad (2.3)$$

Abbildung 2.16 zeigt diesen Zusammenhang. Demnach nimmt beispielsweise der Heizwert von Holz (ca. 18,5 MJ/kg) mit zunehmendem Wassergehalt linear ab; er ist bei rund 88 % Wassergehalt bzw. etwa 730 % Brennstoff-Feuchte gleich null.

Typische Wassergehalte von Brennstoffen

Üblicherweise kann bei luftgetrocknetem Holz oder Stroh von Wassergehalten zwischen 12 und 20 % ausgegangen werden; nach Gleichung 2.3 resultiert daraus ein Heizwert zwischen 13 und 16 MJ/kg. Bei waldfrischem Holz, Rinde oder Holz aus Kurzumtriebsplantagen kann der Wassergehalt aber auch bei 50 % und mehr liegen; entsprechend geringer ist dann der Heizwert (Abb. 2.16). Normgerechte Holzpellets nach /DIN EN 14961-2/ haben einen Wassergehalt von maximal 10 %.

2.6.2.2 Heizwert und Brennwert

Definition

Der Heizwert (H_u, früher auch „unterer Heizwert“) beschreibt die Wärmemenge, die bei der vollständigen Oxidation eines Brennstoffs ohne Berücksichtigung der Kondensationswärme (Verdampfungswärme) des im Abgas befindlichen Wasserdampfes freigesetzt wird. Beim Heizwert wird somit unterstellt, dass der bei der Verbrennung freigesetzte Wasserdampf dampfförmig

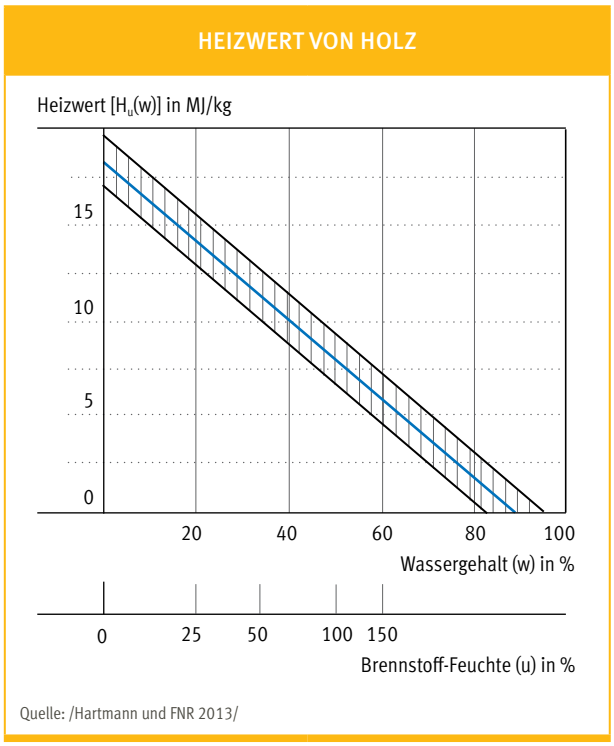


Abb. 2.16: Heizwert von Holz in Abhängigkeit vom Wassergehalt bzw. der Feuchte

bleibt und dass die Wärmemenge, die bei einer eventuellen Kondensation durch Rauchgasabkühlung frei werden könnte (sogenannte latente Wärme: 2,443 Kilojoule je Gramm Wasser) nicht nutzbringend verwendet wird.

Der Wasserdampf im Abgas der Verbrennung stammt aus der chemischen Oxidation des gebundenen Wasserstoffs mit Sauerstoff und vor allem aus der Verdunstung des freien Wassers im (feuchten) Brennstoff. Da für diese Verdunstung eine ebenso große Wärmemenge benötigt wird wie durch Kondensation freigesetzt würde, sinkt der Heizwert mit zunehmendem Wassergehalt entsprechend (vgl. Kapitel 2.6.2.1).

Im Unterschied zum Heizwert ist der Brennwert definiert als die Wärmemenge, bei der vollständigen Oxidation eines Brennstoffs freigesetzt wird und die verfügbar wird, wenn auch die Kondensationswärme des Wasserdampfs nutzbar gemacht wird, der bei der Verbrennung entsteht. Dazu müssen die Abgase abgekühlt werden, damit der Wasserdampf kondensieren kann. Als Bezugstemperatur gilt hierfür gemäß der europäischen Bestimmungsnorm ein Wert von 25 °C /DIN EN 14918/. Verglichen mit dem Heizwert erhöht sich die Wärmeausbeute unter diesen Bedingungen entsprechend. Daher wurde der Brennwert früher auch als „oberer Heizwert" (H_o) bezeichnet. Bei biogenen Festbrennstoffen liegt der Brennwert im absolut trockenen Zustand durchschnittlich um ca. 6 % (Rinde), 7 % (Holz) bzw. 7,5 % (Halmgut) über dem Heizwert (vgl. Tabelle 2.11). Das gilt jedoch nur für Festbrennstoffe im absolut trockenen Zustand (d. h. bezogen auf die Trockenmasse). Bei feuchter Biomasse vergrößert sich dieser relative Abstand, weil mehr Wasserdampf kondensieren kann und dadurch der erzielbare Energiegewinn steigt.

Für die Beurteilung der Brennstoffenergie ist der Heizwert in der Praxis die relevante Größe. Der etwas höhere Brennwert hat dagegen meist nur theoretische Bedeutung. Um ihn auszunutzen, müssen die Abgase einer Heizungsanlage so tief abgekühlt werden, dass auch Kondensationswärme freigesetzt wird. Das bedeutet, dass ein entsprechendes Wärmenutzungssystem auf sehr niedrige Temperaturen ausgelegt sein muss, damit die Absenkung der Abgastemperaturen im Wärmetauscher überhaupt gelingt. Man spricht dann vom Brennwertkessel (oder von Brennwerttechnik). Derartige technische Lösungen stellen derzeit noch die Ausnahme dar, insbesondere bei kleineren Feuerungsanlagen.

Heizwert von Biomasse

Der Heizwert eines biogenen Festbrennstoffs wird wesentlich stärker vom Wassergehalt beeinflusst als von der Art der Biomasse (vgl. Abb. 2.16). Deshalb werden die Heizwerte unterschiedlicher Brennstoffarten stets im absolut trockenen Zustand angegeben und verglichen.

Bei biogenen Festbrennstoffen liegt der Heizwert bezogen auf die wasserfreie Masse ($H_{u(wf)}$) in einem engen Bereich zwischen 16,5 und 19,0 MJ/kg (Tabelle 2.11). In der Praxis gilt die Faustregel, dass ca. 2,5 kg lufttrockenes Holz etwa einem Liter Heizöl (≈ 10 kWh bzw. ≈ 36 MJ) entsprechen. Nadelholz liegt beim Heizwert ca. 2 % höher als Laubholz. Dieser Unterschied sowie auch der um weitere 2 % höhere Heizwert der Nadelholzrinde sind auf den höheren Ligningehalt der Nadelhölzer bzw. zum Teil auch auf den erhöhten Gehalt an Holzextraktstoffen (z. B. Harze, Fette) zurückzuführen. Die Heizwertanforderungen in den europäischen Anforderungsnormen für Biomassebrennstoffe werden mit den üblichen verwendeten Rohstoffen in der Regel problemlos eingehalten.

Holzbrennstoffe zeigen insgesamt einen durchschnittlich ca. 9 % höheren Heizwert als Halmgüter, bei denen dieser zwischen 16,5 und 17,5 MJ/kg schwankt (bezogen auf die Trockenmasse). Nennenswerte Unterschiede zwischen Getreidestroh und -körnern sind dabei nicht erkennbar; das gilt auch für Heu und Gräser. Ölhaltige Brennstoffe (z. B. Rapskörner, Rapspresskuchen) besitzen je nach Ölgehalt, dessen Heizwert bei ca. 36 MJ/kg liegt, einen insgesamt erhöhten Heizwert.

2.6.2.3 Aschegehalt

Von allen biogenen Festbrennstoffen besitzt Holz (einschließlich Rinde) mit ca. 0,5 % der Trockenmasse den geringsten Aschegehalt. Größere Überschreitungen dieses Wertes sind meist auf Sekundärverunreinigungen (z. B. anhaftende Erde) zurückzuführen. Holzpellets der Güteklassen A1 und A2 nach /DIN EN 14961-2/ dürfen einen Aschegehalt von maximal 0,7 bzw. 1,5 % in der Trockenmasse aufweisen; lediglich bei der Klasse B sind maximal 3,0 % zulässig. Ähnliche Festlegungen wurden auch in weiteren Anforderungsnormen getroffen, z. B. für Holzbriketts /DIN EN 14961-3/ und Holzhackschnitzel /DIN EN 14961-4/ (vgl. Datensammlung, Tabellen 2-6-2 und 2-6-3). Bei Fichtenrinde liegt der Aschegehalt zwischen 2,5 und 5 %. Noch höher als bei den Holzbrennstoffen ist der Aschegehalt der meisten Halmgutbrennstoffe (Tabelle 2.11).

Der Aschegehalt hat sowohl Auswirkungen auf die Umweltbelastungen (d. h. Schadstoffemissionen) als auch auf die technische Auslegung einer Feuerungsanlage. Außerdem erhöhen sich die Aufwendungen für die Verwertung bzw. Entsorgung der anfallenden Verbrennungsrückstände.

In der Asche finden sich viele der in Kapitel 2.6.1 genannten Elemente wieder. Sie besteht vorwiegend aus Kalzium (Ca), Magnesium (Mg), Kalium (K), Phosphor (P) und Natrium (Na). Unter bestimmten Bedingungen kann sie daher auch als Dünger eingesetzt werden (siehe Kapitel 3.2.9).

2.6.2.4 Ascheerweichungsverhalten

Bei der Verbrennung treten im Glutbett physikalische Veränderungen der Asche auf. Je nach vorherrschender Temperatur und je nach Ascherweichungstemperatur des Brennstoffs kommt es zum Verkleben (Versintern) bis zum völligen Aufschmelzen der Aschepartikel. Brennstoffe mit niedrigen Ascheerweichungstemperaturen erhöhen somit das Risiko, dass es zu Anbackungen und Ablagerungen im Feuerraum, am Rost und an den Wärmeübertragerflächen kommt. Derartige Anbackungen können u. a. zu Störungen, Betriebsunterbrechungen und Veränderungen bei der Verbrennungsluftzufuhr führen, und sie begünstigen die Hochtemperaturkorrosion. Diese technischen Nachteile müssen bei der Auslegung oder Konstruktion der Feuerungsanlage berücksichtigt werden.

Das Erweichungsverhalten von Biomasseaschen hängt von der Aschezusammensetzung und somit vor allem vom Brennstoff ab. Als Messgrößen gelten die Temperaturen des Erweichungspunktes, Halbkugelpunktes und Fließpunktes der Asche nach /CEN/TS 15370-1/. Zur Orientierung sind in Tabelle 2.11

TAB. 2.11: VERBRENNUNGSTECHNISCHE KENNDATEN VON NATURBELASSENEN BIOMASSE-FESTBRENNSTOFFEN IM VERGLEICH ZU STEIN- UND BRAUNKOHLE

Brennstoff/Biomasseart	Heizwert[a] in MJ/kg	Brennwert[a] in MJ/kg	Aschegehalt[a] in %	flüchtige Bestandteile[a] in %	Ascheerweichung[b]		
					DT[b] in °C	HT[b] in °C	FT[b] in °C
Fichtenholz (mit Rinde)	18,8	20,2	0,6	82,9	1.426		1.583
Buchenholz (mit Rinde)	18,4	19,7	0,5	84,0			
Pappelholz (Kurzumtrieb)	18,5	19,8	1,8	81,2	1.335		1.475
Weidenholz (Kurzumtrieb)	18,4	19,7	2,0	80,3	1.283		1.490
Rinde (Nadelholz)	19,2	20,4	3,8	77,2	1.440	1.460	1.490
Roggenstroh	17,4	18,5	4,8	76,4	1.002	1.147	1.188
Weizenstroh	17,2	18,5	5,7	77,0	998	1.246	1.302
Triticalestroh	17,1	18,3	5,9	75,2	911	1.125	1.167
Gerstenstroh	17,5	18,5	4,8	77,3	980	1.113	1.173
Rapsstroh	17,1	18,1	6,2	75,8	1.273		1.403
Maisstroh	17,7	18,9	6,7	76,8	1.050	1.120	1.140
Sonnenblumenstroh	15,8	16,9	12,2	72,7	839	1.178	1.270
Hanfstroh	17,0	18,2	4,8	81,4	1.336	1.420	1.456
Roggenganzpflanzen	17,7	19,0	4,2	79,1			
Weizenganzpflanzen	17,1	18,7	4,1	77,6	977	1.155	1.207
Triticaleganzpflanzen	17,0	18,4	4,4	78,2	833	982	1.019
Roggenkörner	17,1	18,4	2,0	80,9	710		810
Weizenkörner	17,0	18,4	2,7	80,0	687	887	933
Triticalekörner	16,9	18,2	2,1	81,0	730	795	840
Rapskörner	26,5		4,6	85,2			
Miscanthus	17,6	19,1	3,9	77,6	973	1.097	1.170
Landschaftspflegeheu	17,4	18,9	5,7	75,4	1.061		1.228
Rohrschwingel	16,4	17,8	8,5	72,0	869	1.197	1.233
Weidelgras	16,5	18,0	8,8	74,8			
Straßengrasschnitt	14,1	15,2	23,1	61,7	1.200	1.270	1.286
Zum Vergleich:							
Steinkohle	29,7		8,3	34,7	1.250		
Braunkohle	20,6		5,1	52,1	1.050		

Quelle: /Hartmann 2009a/

[a] *bezogen auf die wasserfreie Substanz*
[b] *DT: Erweichungstemperatur (deformation temperature), HT: Halbkugeltemperatur (hemisphere temperature), FT: Fließtemperatur (flow temperature) (nach CEN/TS 15370-1)*

unter anderem die Temperaturen des Ascheerweichungspunktes dargestellt. Während Holz und Rinde mit ca. 1.300 bis 1.400 °C aus technischer Sicht für die meisten Einsatzfälle unkritisch sind, liegen die entsprechenden Erweichungstemperaturen bei halmgutartigen Brennstoffen fast durchweg unter 1.200 °C. Dadurch kann es bei der Verbrennung zu den beschriebenen Nachteilen kommen. Beim Getreidestroh liegt beispielsweise der häufigste Wert zwischen 900 und 950 °C. Besonders kritisch sind Getreidekörner, deren Ascheerweichungspunkt nur bei ca. 700 °C liegt.

2.6.3 Physikalisch-mechanische Eigenschaften

Die physikalisch-mechanischen Kenngrößen kennzeichnen die Brennstoffmerkmale, die wesentlich durch die Ernte- und Aufbereitungstechnik bestimmt werden. Sie lassen sich durch Parameter wie Größenverteilung der Brennstoffteilchen, Feinanteil, Brückenbildungsneigung, Schütt- und Lagerdichte beschreiben /Hartmann 2009a/.

Größenverteilung und Feinanteil

Die Fließ-, Transport- und Lagereigenschaften von Schüttgütern werden – außer durch Partikelform und -größe – auch durch die Korngrößenverteilung sowie den Feinanteil (z. B. Abrieb von

Pellets) bestimmt. Für störungsfreie schüttgutmechanische Prozesse (z. B. Schneckenförderung) ist daher die Kenntnis solcher physikalischen Merkmale wichtig. Eine Brennstoffcharge wird somit nicht durch die Feststellung der mittleren Teilchenlänge, sondern vielmehr durch die Bestimmung der Anteile einzelner Größenklassen beschrieben, wobei vor allem die Maximallänge der Teilchen eine große Rolle spielt. Die möglichen Korngrößenklassen nach der Europäischen Anforderungsnorm für Holzhackschnitzel zeigt Tabelle 2.12. Die Zuordnung erfolgt durch Horizontalsiebung mit verschiedenen Rundlochsieben und ggf. durch händisches Absortieren der großen Teilchen aus einer Probe.

Die Größenverteilung der Brennstoffteilchen hat vielfältige technische Auswirkungen. Besonders stark betroffen von einer ungleichmäßigen Größenverteilung sind mechanische Entnahme-, Förder- und Beschickungssysteme von Konversionsanlagen. Zu große oder zu lange Teilchen führen zu Blockaden und auch Schäden an den Förderaggregaten oder senken die Durchsatzleistung. Auch die Riesel- bzw. Fließfähigkeit wird durch die Größenverteilung bestimmt.

Brückenbildungsneigung (Rieselfähigkeit)

Bei der Entnahme aus Silos oder Tagesvorratsbehältern kann es zur Bildung von Hohlräumen (Brücken oder Gewölbe) oder zu einer Schachtbildung kommen. Beide Störungen führen dazu, dass der Brennstoff nicht mehr oder nur noch ungleichmäßig in die darunterliegenden Förderaggregate nachrutscht. Die Brückenbildungsneigung biogener Festbrennstoffe nimmt mit dem Wassergehalt, der Schütthöhe und vor allem mit dem Anteil verzweigter oder überlanger Teilchen zu. Gleichmäßige Partikelgrößen und glatte Oberflächen (z. B. Pellets, rindenfreies Hackgut) vermindern dagegen das Brückenbildungsrisiko. Eine nachträgliche Sortierung zum Erreichen gleichmäßigerer Materialeigenschaften führt somit zu einer deutlichen Verbesserung bei diesem Parameter.

Lagerdichte (Schütt- und Stapeldichte)

Insbesondere das erforderliche Lager- und Transportvolumen der Brennstoffe wird von der Schüttdichte bzw. bei nicht schüttfähigen Brennstoffen von der Stapeldichte bestimmt. Übliche Werte für die bei der Raumbedarfsplanung verwendeten Lagerdichten gibt Tabelle 2.13. Weitere Planungszahlen finden sich in der Datensammlung (vgl. z. B. Tabelle 2-6-18).

2.6.4 Energiemengenabschätzung

Auf der Basis des Heizwertes und des Wassergehaltes kann die Energiemenge, die in einer bestimmten Brennstoffcharge vorliegt, bestimmt werden. Dazu muss zunächst ihr Gewicht bekannt sein, oder es muss geschätzt werden. Die Energiemenge ergibt sich schließlich aus der festgestellten Masse multipliziert mit dem Heizwert der jeweiligen Biomasseart beim vorliegenden Wassergehalt (vgl. Gleichung 2-3). Tabelle 2.14 zeigt hierzu einige Planungszahlen für die Energiemengen typischer Brennstoffarten und Sortimente. Zur Umrechnung der Angaben von Megajoule (MJ) in Kilowattstunden (kWh) wird durch 3,6

TAB. 2.13: TYPISCHE SCHÜTT- UND STAPELDICHTEN BIOGENER FESTBRENNSTOFFE

Planungsmittelwerte bei 15 % Wassergehalt (für Pellets: 8 %)

		Schütt-/Stapeldichte in kg/m³
Holzbrennstoffe:		
Scheitholz (33 cm gestapelt)	Buche Fichte	445 304
Hackgut	Weichholz (Fichte) Hartholz (Buche)	194 295
Rinde		175
Sägemehl		160
Hobelspäne		90
Pellets		650
landwirtschaftliche Brennstoffe:		
Quaderballen	Stroh, Miscanthus Heu	140 160
Häckselgut	Miscanthus	110
Getreidekörner	(Triticale)	750

Quelle: nach /Hartmann 2009a/

TAB. 2.12: KLASSIFIZIERUNG VON HOLZHACKSCHNITZELN NACH DER GRÖSSENVERTEILUNG GEMÄSS DER EUROPÄISCHEN ANFORDERUNGSNORM FÜR NICHTINDUSTRIELLE VERWENDUNG

Klasse	Hauptanteil (Massenanteil mindestens 75 %) in mm	Feingutanteil (< 3,15 mm) in Masse-%	Grobanteil in Masse-%, Maximallänge der Partikel in mm, größter Querschnitt in cm²
P16A	3,15 ≤ P ≤ 16	≤ 12	≤ 3 % > 16 mm und alle < 31,5 mm Querschnitt der übergroßen Partikel < 1 cm²
P16B	3,15 ≤ P ≤ 16	≤ 12	≤ 3 % > 16 mm und alle < 120 mm Querschnitt der übergroßen Partikel < 1 cm²
P31,5	8 ≤ P ≤ 31,5	≤ 8	≤ 6 % > 45 mm und alle < 120 mm Querschnitt der übergroßen Partikel < 2 cm²
P45	8 ≤ P ≤ 45	≤ 8	≤ 6 % > 63 mm und max. 3,5 % > 100 mm, alle < 120 mm Querschnitt der übergroßen Partikel < 5 cm²

Quelle: /DIN EN 14961-4/ (Diese Norm wird zurzeit überarbeitet.)

geteilt. Ein Liter Heizöläquivalent (Heizöl EL, d. h. extra leicht)) errechnet sich näherungsweise, indem die Kilowattstundenangabe durch 10 geteilt wird (10 kWh ≈ 1 l Heizöl EL).

Holzbrennstoffe werden aber zum Teil auch nach Volumen gehandelt. Bei Mengenabschätzungen kann überschlägig davon ausgegangen werden, dass ein Kubikmeter Holzhackschnitzel etwa 0,43 Festmeter (Fm) entspricht. Vom Festmeter lässt sich wiederum auf die Holzmasse schließen, dazu muss aber die Holzdichte bekannt sein. Sie liegt z. B. für Buche und Fichte bei ca. 558 bzw. 361 kg Trockenmasse je Festmeter, wobei es sich hierbei nicht um die Darrdichte, sondern um die Holzdichte ohne Schrumpfungseffekte handelt. Zu der über das Volumen und die Holzdichte errechneten Trockenmasse ist der Wassergehalt zu addieren, um schließlich die Gesamtmasse zu erhalten. Zur Abschätzung der Energiemenge wird diese schließlich mit dem Heizwert (bei vorliegendem Wassergehalt) multipliziert. Entsprechende Planungszahlen zeigt Tabelle 2.14. Weitere Planungszahlen finden sich in der Datensammlung (z. B. Tabellen 2-6-13 oder 2-6-17).

Abb. 2.17 stellt den Zusammenhang zwischen Energieinhalt und Wassergehalt in einem Kubikmeter Holzhackschnitzel dar. Die Trocknung wirkt sich demnach auf den Energieinhalt eines gegebenen Brennstoffvolumens vergleichsweise wenig aus. Bei einer Reduzierung des Wassergehaltes von beispielsweise 30 auf 15 % erhöht sich der Energieinhalt eines Kubikmeters Fichtenhackschnitzel nur unwesentlich von 73 auf 76 l Heizöläquivalent, zumal die darin enthaltene Trockenmasse unverändert bleibt. Die Energiemengenbewertung fällt anders aus, wenn nicht das Volumen, sondern die Masse als Bezugsgröße (z. B. bei der Brennstoffvergütung) verwendet wird. In diesem Fall ist der Wassergehalt von entscheidender Bedeutung, da er die Bestimmungsgröße für den Anteil der brennbaren Trockenmasse darstellt (vgl. hierzu auch Abb. 2.16). Generell ist somit festzustellen, dass eine Trocknung nur bei sehr feuchten Brennstoffen mit einer nennenswerten Energiemengensteigerung verbunden ist. Im unteren Wassergehaltsbereich dient sie dagegen hauptsächlich der Qualitätsverbesserung und der Verlustminimierung.

TAB. 2.14: PLANUNGSZAHLEN ZUR BEURTEILUNG DES ENERGIEGEHALTES EINER BRENNSTOFFMENGE

(Bei Scheitholz und Hackschnitzeln wurde die unterhalb von 25 % Wassergehalt eintretende Volumenänderung berücksichtigt); Rm = Raummeter

Brennstoff	Menge/ Einheit	Wassergehalt w in %	Masse (inkl. Wasser) in kg	Heizwert (bei w) in MJ/kg	Brennstoffmenge		
					in MJ	in kWh	Heizöl-äquivalent in Liter
Scheitholz (geschichtet):							
Buche 33 cm, lufttrocken	1 Rm	15	445	15,3	6.797	1.888	189
Buche 33 cm, angetrocknet	1 Rm	30	495	12,1	6.018	1.672	167
Fichte 33 cm, lufttrocken	1 Rm	15	304	15,6	4.753	1.320	132
Fichte 33 cm, angetrocknet	1 Rm	30	349	12,4	4.339	1.205	121
Holzhackschnitzel:							
Buche, trocken	m^3	15	295	15,3	4.503	1.251	125
Buche, beschränkt lagerfähig	m^3	30	328	12,1	3.987	1.107	111
Fichte, trocken	m^3	15	194	15,6	3.032	842	84
Fichte, beschränkt lagerfähig	m^3	30	223	12,4	2.768	769	77
Pellets:							
Holzpellets, nach Volumen	m^3	8	650	17,1	11.115	3.088	309
Holzpellets, nach Gewicht	1 t	8	1.000	17,1	17.101	4.750	475
Brennstoffe nach Gewicht:							
Buche, lufttrocken	1 t	15	1.000	15,3	15.274	4.243	424
Buche, angetrocknet	1 t	30	1.000	12,1	12.148	3.374	337
Fichte, lufttrocken	1 t	15	1.000	15,6	15.614	4.337	434
Fichte, angetrocknet	1 t	30	1.000	12,4	12.428	3.452	345
Halmgut (z. B. Stroh)	1 t	15	1.000	14,3	14.254	3.959	396

Quelle: /Hartmann 2009a/

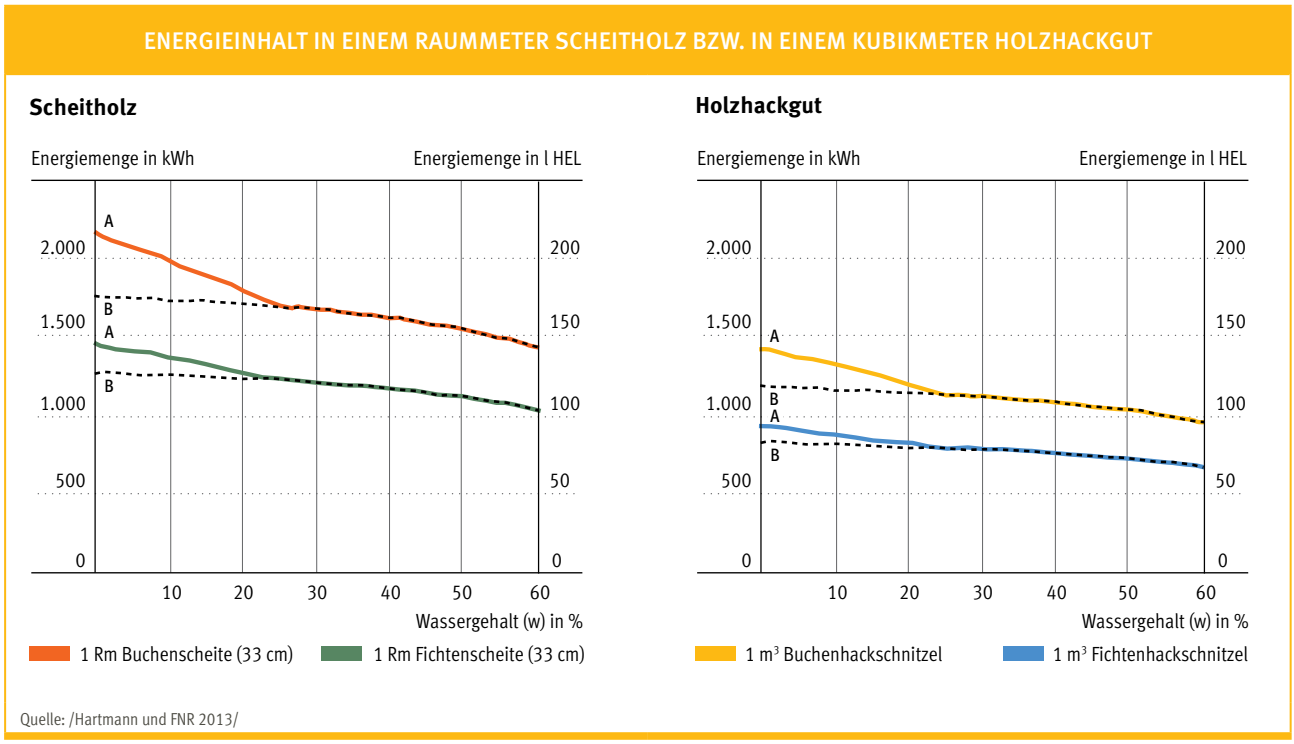


Abb. 2.17: Energieinhalt in einem Raummeter (Rm) Scheitholz bzw. in einem Kubikmeter Holzhackgut bei unterschiedlichen Wassergehalten; Variante A und B: mit bzw. ohne Berücksichtigung der Volumenänderung durch Quellen und Schrumpfen (d. h. bei Variante A wird das Schwundvolumen aufgefüllt, bei Variante B ist die Trockenmasse gleich bleibend). HEL = Heizöl extra leicht

2.7 Literaturverzeichnis

/ALB 2012/
Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e. V. (ALB): Statiken und Konstruktionspläne mit Materiallisten aus dem Weihenstephaner Bauprogramm. Freising 2012. URL: www.alb-bayern.de/bauprog/htbauinfo.htm [Stand: 20.12.2013].

/AltholzV 2002/
Verordnung über Anforderungen an die Verwertung und Beseitigung von Altholz (Altholzverordnung – AltholzV) vom 15.08.2002 in der ab dem 16.11.2010 geltenden Fassung. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/altholzv/gesamt.pdf [Stand: 2010].

/Brunner 2006/
Brunner, T.: Aerosol and coarse fly ashes in fixed-bed biomass combustion. Dissertation an der Eindhoven University of Technology (Faculty of Mechanical Engineering), The Netherlands, Eigenverlag 2006.

/Brusche 1983/
Brusche, R.: Hackschnitzel aus Schwachholz. In: KTBL (Hrsg.): KTBL-Schrift 290. Münster: Landwirtschaftsverlag, 1983.

/BWaldG 2010/
Gesetz zur Erhaltung des Waldes und zur Förderung der Forstwirtschaft (Bundeswaldgesetz – BWaldG) vom 2. Mai 1975, zuletzt geändert am 31.07.2010. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bwaldg/gesamt.pdf [Stand: 20.12.2013].

/BayWaldG 2005/
Waldgesetz für Bayern (BayWaldG) vom 22. Juli 2005, zuletzt geändert am 20.12.2011.

/CEN/TS 15370-1/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): CEN/TS 15370-1 (Feste Biobrennstoffe – Verfahren zur Bestimmung des Schmelzverhaltens der Asche – Teil 1: Verfahren zur Bestimmung charakteristischer Temperaturen). Berlin: Beuth Verlag, 2006.

/Dauber und Zenke 1978/
Dauber, E.; Zenke, B.: Potenziale forstlicher Reststoffe (Waldabfälle), Bd. 1. Fachbereich Forstwissenschaften der Ludwig-Maximilians-Universität München, Selbstverlag, 1978.

/DBFZ 2011/
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) (Hrsg.): Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe zur Bioenergiebereitstellung. Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 2. Leipzig 2011.

/DIN EN 14588/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): CEN/TS 14588 (Feste Biobrennstoffe – Terminologie, Definitionen und Beschreibungen). Berlin: Beuth Verlag, 2011.

/DIN EN 14918/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): DIN EN 14918 (Feste Biobrennstoffe – Bestimmung des Heizwertes). Berlin: Beuth Verlag, 2009.

/DIN EN 14961-1/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): DIN EN 14961-1 (Feste Biobrennstoffe – Brennstoffspezifikationen und -klassen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen). Berlin: Beuth Verlag 2010.

/DIN EN 14961-2/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): DIN EN 14961-2 (Feste Biobrennstoffe – Brennstoffspezifikationen und -klassen – Teil 2: Holzpellets für nichtindustrielle Verwendung). Berlin: Beuth Verlag, 2010.

/DIN EN 14961-3/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): DIN EN 14961-3 (Feste Biobrennstoffe – Brennstoffspezifikationen und -klassen – Teil 3: Holzbriketts für nichtindustrielle Verwendung). Berlin: Beuth Verlag, 2010.

/DIN EN 14961-4/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): DIN EN 14961-4 (Feste Biobrennstoffe – Brennstoffspezifikationen und -klassen – Teil 4: Holzhackschnitzel für nichtindustrielle Verwendung). Berlin: Beuth Verlag, 2010.

/DIN EN 14961-5/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): DIN EN 14961-5 (Feste Biobrennstoffe – Brennstoffspezifikationen und -klassen – Teil 5: Stückholz für nichtindustrielle Verwendung). Berlin: Beuth Verlag, 2010.

/DIN EN 14961-6/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): DIN EN 14961-6 (Feste Biobrennstoffe – Brennstoffspezifikationen und -klassen – Teil 6: Nicht-holzartige Pellets für nichtindustrielle Verwendung). Berlin: Beuth Verlag, 2012.

/Dreiner et al. 1994/
Dreiner, K.; Frühwald, A.; Küppers, J.-G.; Schweinle, J.; Thoroe, C.: Holz als umweltfreundlicher Energieträger – Eine Kosten-Nutzen-Untersuchung. Hrsg.: Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. Reihe Angewandte Wissenschaft, Nr. 432. Münster: Landwirtschaftsverlag, 1994.

/Hartmann 1997/
Hartmann, H.: Analyse und Bewertung der Systeme zur Hochdruckverdichtung von Halmgut. „Gelbes Heft“, Nr. 60. Hrsg.: Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. München 1997.

/Hartmann 2009a/
Hartmann, H.: Brennstoffzusammensetzung und -eigenschaften. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Heidelberg: Springer, 2009, S. 333–375.

/Hartmann 2009b/
Hartmann, H.: Transport, Lagerung, Konservierung und Trocknung. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Heidelberg: Springer, 2009, S. 277–332.

/Hartmann 2009c/
Hartmann, H.: Mechanische Aufbereitung – Zerkleinern. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Heidelberg: Springer, 2009, S. 245–261.

/Hartmann 2009d/
Hartmann, H.: Ernte. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Heidelberg: Springer, 2009, S. 217–244.

/Hartmann und FNR 2013/
Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen. Hrsg. Hans Hartmann und Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). 3. Aufl. Gülzow: Sept. 2013.

/Hartmann und Kaltschmitt 2009a/
Hartmann, H.; Kaltschmitt, M.: Bereitstellungsketten für Holzbrennstoffe. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Heidelberg: Springer, 2009, S. 184–199.

/Hartmann und Kaltschmitt 2009b/
Hartmann, H.; Kaltschmitt, M.: Bereitstellungsketten für Halmgutbrennstoffe. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Heidelberg: Springer, 2009, S. 199–211.

/Hartmann und Madeker 1997/
Hartmann, H.; Madeker, U.: Der Handel mit biogenen Festbrennstoffen – Anbieter, Absatzmengen, Qualitäten, Service, Preise. Landtechnik Bericht Nr. 28. Hrsg.: Landtechnik Weihenstephan, Freising 1997.

/Hartmann und Mayer 1997/
Hartmann, H.; Mayer, B.: Rekultivierung von Kurzumtriebsplantagen. Landtechnik, 52 (1997), 1, S. 26–27.

/Hartmann und Witt 2009/
Hartmann, H.: Mechanische Aufbereitung – Pressen. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Heidelberg: Springer, Heidelberg, 2009, S. 265–276.

/Hartmann et al. 2000/
Hartmann, H.; Böhm, T.; Maier, L.: Naturbelassene biogene Festbrennstoffe – Umweltrelevante Eigenschaften und Einflussmöglichkeiten. Hrsg.: Bayerisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen. Reihe „Materialien“, Nr. 154. München 2000.

/Kleinschmidt 2010/
Kleinschmidt, C. P.: Statusoverzicht en impactanalyse van torrefactie in Nederland. KEMA Netherlands B. V., Arnhem, The Netherlands, 2010.

/IER 1998/
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung(IER): Regenerative Energieträger zur Stromerzeugung II. Vorlesungsmanuskript SS 1998 (M. Kaltschmitt). Universität Stuttgart 1998.

/Larsson 1996/
Larsson, S.: Willow coppice as short rotation forestry. In: Murphy, D. P. L.; Bramm, A.; Walker, K. C. (Hrsg.): Energy from crops. Cambridge: Semundo, 1996, S. 221–252.

/Lewandowski et al. 2009/
Lewandowski, I.; Böhmel, C.; Vetter, A.; Hartmann, H.: Landwirtschaftlich produzierte Lignocellulosepflanzen. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Heidelberg: Springer, 2009, S. 88–109.

/Menin 2006/
Menin, G.: Brand- und Explosionsverhütung in Holzspänesilos. Informationsschrift der autonomen Provinz Südtirol, Amt für Brandverhütung. Bozen: Eigenverlag, 2006.

/Münzer 2000/
Münzer, W.: Prüfung verschiedener Anbauverfahren bei Miscanthus giganteus zur Verbesserung der Überwinterungsfähigkeit von Jungpflanzen sowie zur Kostensenkung von Bestandsbegründungen. Freising: Selbstverlag, 2000.

/Noger und Pletscher 1998/
Noger, D.; Pletscher, E.: Brennstoffkriminalität – Schnelltest. In: Siebtes Symposium Biobrennstoffe und umweltfreundliche Energietechnik, November 1998, OTTI-Technologie Kolleg. Regensburg: Selbstverlag, 1998.

/Obernberger 1997/
Obernberger, I.: Nutzung fester Biomasse in Verbrennungsanlagen unter besonderer Berücksichtigung des Verhaltens aschebildender Elemente. Habilitation am Institut für Verfahrenstechnik, Technische Universität Graz. Schriftenreihe Thermische Biomassenutzung. Band 1. Graz: dbv-Verlag, 1997.

/ÖNORM M 7132/
Österreichisches Normungsinstitut (Hrsg.): ÖNORM M 7132: Energiewirtschaftliche Nutzung von Holz und Rinde als Brennstoff – Begriffsbestimmung und brennstofftechnologische Merkmale. Wien: Selbstverlag, 1998.

/Schüßler et al. 2011/
Schüßler, I.; Blomqvist, P; Persson, H.; Holmgren, M. A. (SP Technical Research Institute of Sweden): Safety aspects of solid biomass storage transportation and feeding. Presentation at IEA-Task 32-Workshop „Local developments in small scale biomass combustion“. Dublin, October 2011.

/Seeger 1989/
Seeger, K.: Energietechnik in der Holzverarbeitung. Leinfelden-Echterdingen: DRW-Verlag, 1989.

/Serafin und Ammon 1995/
Serafin, F.; Ammon, H.-U.: Unkrautbekämpfung in Chinaschilf. Die Grüne, 1/1995, S. 18–19.

/Skodawessely et al. 2010/
Skodawessely, C.; Pretzsch, J.; Bemmann, A. (Hrsg.): Beratungshandbuch Kurzumtriebsplantagen – Entscheidungsgrundlage zur Etablierung von Kurzumtriebsplantagen in Deutschland. Eigenverlag TU-Dresden 2010.

/Strehler 1996/
Strehler, A.: Trocknung von Getreide, Körnermais und Raps im landwirtschaftlichen Betrieb. Arbeitsunterlagen D/96, Deutsche Landwirtschafts-Gesellschaft (DLG). Frankfurt 1996.

/Thrän 2009/
Thrän, D.: Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle – Holzartige Biomasse. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Aufl. Heidelberg: Springer, 2009, S. 137–148.

/VVB 2008/
Verordnung über die Verhütung von Bränden (VVB). Hrsg.: Bayerisches Staatsministerium des Innern. München 2008.

/Wippermann 1985/
Wippermann, H.-J.: Wirtschaftliche Nutzung von Waldrestholz. Holz-Zentralblatt, 111/1985, Sonderdruck aus Nr. 95, 96/97 und 98.

3 ANLAGENTECHNIK ZUR ENERGIEBEREITSTELLUNG

Dieses Kapitel beschreibt die technischen Möglichkeiten einer umweltfreundlichen Bereitstellung von Energie aus Biomasse. Die Konzepte zur Erzeugung von Wärme bzw. Strom aus festen Biobrennstoffen lassen sich prinzipiell in solche mit Verbrennung und in Systeme mit Vergasung untergliedern (vgl. Abb. 3.1). Das Kapitel 3 teilt sich daher in die zwei Konzeptwege „Verbrennung“ (Kapitel 3.2) und „Vergasung“ (Kapitel 3.3), wobei einleitend im Kapitel 3.1 die technische Randbedingungen und der Entwicklungsstand dieser Techniken vorgestellt werden. In den jeweiligen Konzeptwegen werden die physikalischen und chemischen Hintergründe zur Verbrennung bzw. Vergasung dargestellt. Basierend auf diesen Grundlagen werden in den entsprechenden Unterkapiteln diverse Feuerungs- bzw. Vergasungssysteme vorgestellt und der jeweilige Stand der Technik diskutiert. Im Kontext der Gasreinigung und aufbauend auf den beschriebenen Grundlagen zur Schadstoffentstehung werden verschiedene Verfahren zur Abgasreinigung, bzw. Rohgasreinigung aufgeführt, wobei auch Aspekte zu Ascheverwertung aufgegriffen und diskutiert werden. Ergänzend zu den Anlagentechniken sind diverse Möglichkeiten der Brennstofflagerung und -dosierung sowie zur allgemeinen Vorgehensweise bei der Konzeptionierung von Nah- und Fernwärmenetzen, Elektro- und Leittechnik aufgezeigt.

3.1 Technische Randbedingungen und Entwicklungsstand

Die wesentlichen technischen Randbedingungen, die entscheidend die Möglichkeiten und Grenzen der energetischen Nutzung fester Biobrennstoffe bestimmen, betreffen:

- die spezifischen Eigenschaften der einzusetzenden Biobrennstoffe,
- die Merkmale zur Art der Energieabnahme,
- den Entwicklungsstand der Techniken zur Energiewandlung.

Diese Gesichtspunkte bestimmen die in den folgenden Abschnitten beschriebenen, derzeit geeigneten Anwendungsbereiche und Anlagenkonzepte der energetischen Biomassenutzung.

Neben den technischen Randbedingungen sind für die Anlagenkonzeption sowohl die gesetzlichen und administrativen Vorgaben als auch ökonomische Gesichtspunkte von entscheidender Bedeutung. Diese sind in den Kapiteln 4 (Rechtliche Rahmenbedingungen) und 5 (Kosten und Wirtschaftlichkeit) dargestellt.

3.1.1 Brennstoffeigenschaften

Die Zusammensetzung und Eigenschaften eines Brennstoffs sind wesentlich durch die Herkunft und Pflanzenart bestimmt. Demzufolge wurde im Rahmen der europäischen Normung ein Klassifizierungsschema entwickelt, welches die Spezifikation der eingesetzten Biomasse erleichtert (siehe /DIN EN 14961-1/). Dabei wird in holzartige-, halmgutartige und Biomasse aus Früchten und Mischungen unterschieden, wobei Letztere nicht Gegenstand dieses Leitfadens sind.

- Holz wird in Anlagen ›100 kW meist in Form von Hackschnitzeln eingesetzt. Die erforderliche Hackschnitzelgröße variiert normalerweise zwischen maximalen Querschnittsflächen von 3 bis 10 cm^2 bei einer maximalen Länge von 8 bis 25 cm. Mit den im Jahr 2011 veröffentlichten europäischen Anforderungsnormen für Holzhackschnitzel (siehe /DIN EN 14961-4/) wurden inzwischen vier Qualitätsklassen für Holzhackschnitzel festgelegt, die für unterschiedliche Anwendungen infrage kommen. Bis zur allgemeinen Verbreitung dieser neuen Normanforderungen findet in Deutschland jedoch die österreichische Hackschnitzelnorm (siehe /ÖNORM M 7133/) weiterhin noch häufig Anwendung. Hier werden die Hackschnitzel u. a. nach ihrem Fein-, Mittel- und Grobanteil sowie der Querschnittsfläche und Länge der Hackgutteilchen in Fein-, Mittel- und Grobhackschnitzel eingeteilt (vgl. Kapitel 2.6).
- Halmgüter können in Form von Häckselgut, Pellets bzw. Briketts oder Ballen energetisch genutzt werden. Da bei der Erzeugung von Häckselgut keinerlei Materialverdichtung erfolgt, ist diese Aufbereitungsform lediglich bei geringen Brennstoffmengen und kurzen Transportentfernungen sinnvoll. Die Pelletierung bzw. Brikettierung von Halmgütern besitzt zwar einige Vorteile (niedrigerer Lagerraumbedarf, einfachere Handhabung bei Transport, Lagerung und Beschickung), ist

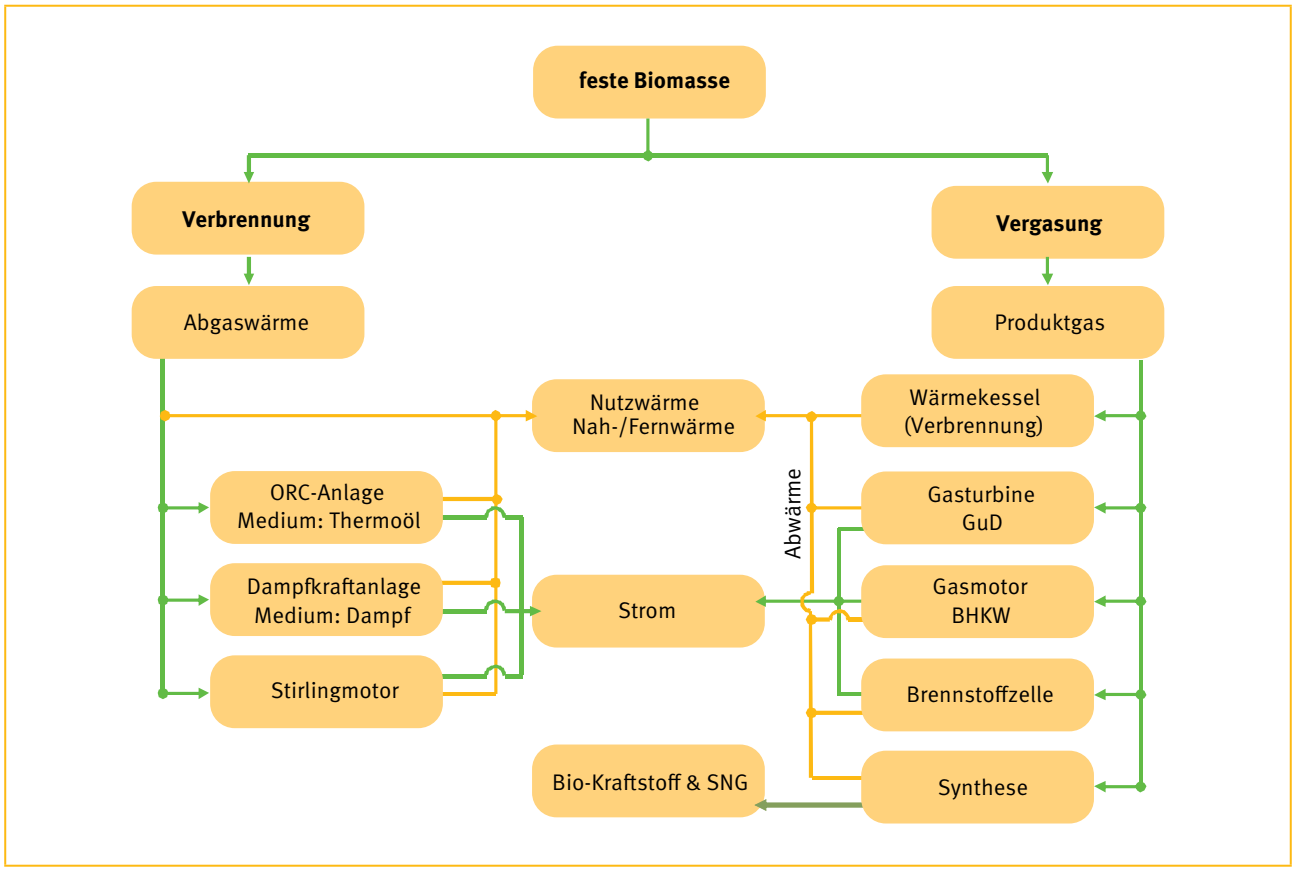


Abb. 3.1: Systematik der Umwandlungsschritte und Prozesse zur Erzeugung von Wärme, Strom und Bio-Kraftstoffen aus fester Biomasse (GuD: Gas- und Dampf, BHKW: Blockheizkraftwerk, SNG: Substitute Natural Gas (synthetisches Erdgas), ORC: Organic Rankine Cycle) /IFK 2012/

derzeit jedoch gegenüber der Ballenform nicht konkurrenzfähig. Daher werden Halmgüter vorwiegend in Form von Ballen zur energetischen Nutzung eingesetzt. Ihre Abmessungen und Pressdichten sind Kapitel 2.5 zu entnehmen.

Die Anwendung von Brennstoffnormen ist jedoch freiwillig und kann bei der Anlagenplanung oder bei der Ausgestaltung von vertraglichen Lieferbeziehungen durch eigene Festlegungen und entsprechende Qualitätssicherungsmaßnahmen ersetzt werden. Das gilt so lange, wie gesetzliche Regelungen keine bestimmten Norm-Qualitätsanforderungen festlegen.

Biogene Festbrennstoffe sind durch eine Reihe unterschiedlicher Eigenschaften charakterisiert, die sie von fossilen Energieträgern unterscheiden. Diese Eigenschaften üben unterschiedliche Einflüsse auf die einzusetzenden Techniken und die zu beachtenden Anforderungen bei der Verbrennung bzw. Vergasung aus. Ausgehend von den Beschreibungen der Brennstoffeigenschaften in Kapitel 2.6 sind insbesondere die folgenden Merkmale von Bedeutung:

- Die Energiedichte (Energieinhalt pro Volumen) sowie die Schüttdichte von biogenen Festbrennstoffen sind im Vergleich zu fossilen Brennstoffen erheblich niedriger. Daraus resultiert ein vergleichsweise großer Platzbedarf zur Lagerung. Bezogen auf den gleichen Energiegehalt ergibt sich im Vergleich zu Heizöl beispielsweise für Holzhackschnitzel ein rund 10-facher und bei Strohballen ein rund 17-facher Volumenbedarf. Bei Pellets liegt das Volumen etwa bei dem 3-Fachen von Heizöl /BIZ 2002/. Geeignete Planungs- und Richtzahlen finden sich hierzu in Kapitel 3.5. Die Energiedichte kann durch Torrefizierung erhöht werden (vgl. Kapitel 2.5).
- Naturbelassene biogene Brennstoffe besitzen einen vergleichsweise hohen Wassergehalt. Dieser hat neben seiner heizwertmindernden Eigenschaft (vgl. Abb 2.16) auch einen erheblichen Einfluss auf die Konzeption diverser Anlagenkomponenten wie Lagerstätten, Fördereinrichtungen und Trocknungsanlagen. Vor diesem Hintergrund müssen in der Planungsphase auch die Feuerraumdimensionierung und die Abgasnachbehandlung (speziell bei der Vergasung: Abwasseraufbereitung) angepasst werden.
- Aufgrund der hohen Inhomogenität biogener Festbrennstoffe kann es bei der Verbrennung zu Leistungsschwankungen bzw. bei der Vergasung zu Schwankungen in der Produktgasausbeute und -zusammensetzung kommen.
- Feste Biomasse weist im Vergleich zum klassischen Festbrennstoff Kohle einen höheren Anteil an flüchtigen Bestandteilen, Sauerstoff sowie einen niedrigeren Kohlenstoffgehalt auf (Kapitel 2.6). Aus diesen Eigenschaften resultiert ein Brennverhalten, das nicht mit dem von Kohle vergleichbar ist, sodass die dafür verfügbare Verbrennungstechnik nur eingeschränkt einsetzbar ist.
- Brennstoffkomponenten wie Stickstoff und Chlor, die im Vergleich zu fossilen Energieträgern in biogenen Brennstoffen in erheblich größeren Konzentrationen vorliegen, haben neben den schadstoffbildenden Eigenschaften (vgl. Kapitel 3.2.1 und 3.3.1) auch im Kontext der Heizflächenkorrosion einen

wesentlichen Einfluss. Dies muss während der Anlagenplanung bei der Werkstoffauswahl berücksichtigt werden.

- Mineralische Brennstoffbestandteile wie Alkaliverbindungen können von Biomasse zu Biomasse sehr stark variieren. Da sich diese Bestandteile problematisch auf die Ascheerweichung, die Verschlackung und entsprechend auf die Anlagenbetriebsführung auswirken, sollte schon bei der Anlagenplanung und -konzeption dieser Aspekt aufgegriffen werden. Des Weiteren spielen Schwermetalle in den Aschen eine wesentliche Rolle bei der Ascheentsorgung und sollten daher auch im Vorfeld berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 3.2.9).

3.1.2 Merkmale zur Art der Energieabnahme

Die Energieabnahme-Seite ist von entscheidender Bedeutung für die Konzipierung und Auslegung des Energieversorgungssystems. Dies bezieht sich primär auf die Art der Energienachfrage (Wärme- bzw. Stromerzeugung) sowie deren Gesamtmenge (speziell auf Nachfragezeitpunkt und -dauer). Letztere stellt bei Strom- und Wärmeerzeugungssystemen eine elementare Grundlage der Auslegung dar, da nach dem EEG 2012 mindestens 60 % des im jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Stromes im Kraft-Wärme-Kopplungs-Betrieb (KWK-Betrieb) erzeugt werden müssen /EEG 2012/.

Unter Berücksichtigung des geringen Energiegehalts der biogenen Festbrennstoffe ergibt sich auch, dass deren energetische Nutzung vorzugsweise in dezentralen Anlagen kleiner (< 1 MW_{th}) und mittlerer (1–30 MW_{th}) Leistung, möglichst in enger räumlicher Nähe zum Anbaugebiet bzw. zum Ort des Anfalls der festen Biomassen erfolgen sollte. Der alleinige Einsatz von naturbelassenen, festen Biomassen ist in den meisten Fällen lediglich in KWK-Anlagen bis zu einer thermischen Leistung von ca. 60–80 MW_{th} noch technisch, ökologisch und wirtschaftlich sinnvoll. Mit zunehmender Leistung kann die Logistik des Transports (Zunahme des Verkehrsaufkommens etc.) und der Lagerung der Brennstoffe in Deutschland zu zunehmenden Herausforderungen und Problemen führen.

In Abb. 3.2 sind die Anwendungsbereiche der energetischen Biomassenutzung, die sich aus den obigen Ausführungen ergeben, grafisch dargestellt. Die angegebenen Leistungsgrenzen der einzelnen Anwendungen sind Erfahrungswerte für typische Vorhaben.

Die ausschließliche Stromerzeugung aus fester Biomasse ohne parallele Wärmenutzung ist aus ökonomischer Sicht nur eingeschränkt sinnvoll. Aufgrund z. T. stark gestiegener Brennstoffkosten ermöglichen die reinen EEG-Erlöse keinen kostendeckenden Betrieb mehr. Je höher die Wärmenutzung, desto positiver die Effekte und Chancen auf einen mindestens kostendeckenden Betrieb des Biomasseheizkraftwerkes. Das resultiert zum einen aus dem Verkauf der Wärme und zum anderen aus der EEG-Vergütung, die voraussetzt, dass 60 % des in dem jeweiligen Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden /EEG 2012/. Daher setzt sich die Entwicklung der letzten Jahre fort, dass Anlagenplaner v. a. den kleinen (< 1 MW_{el}) und mittleren (1–10 MW_{el}) Leistungsbereich anvisieren und durch den Einsatz von speziell geförderten Technologien, eine hohe Wärmeauskopplung und die Nutzung von 100 % Wald(rest)holz oder Landschaftspflegeholz (NawaRo-Bonus-fähiges Material) einen möglichst wirtschaftlichen Anlagenbetrieb gewährleisten möchten /DBFZ 2012/.

Deshalb muss die Wärmenachfrage zumindest überschlägig bekannt sein. Eine realistische, möglichst nicht zu optimistische Einschätzung der jetzigen und zukünftigen Wärmenachfrage ist Grundvoraussetzung für die Konzipierung der Anlagentechnik (siehe auch Kapitel 6.2.1). Grundsätzlich kann die produzierte Wärme in entsprechenden Anlagen auch zur Kälteerzeugung verwendet und bei geeigneten Abnehmern zu Kühlungs- oder Klimatisierungszwecken eingesetzt werden. Dadurch kann die Wärmenachfrage außerhalb der Heizperiode gesteigert und ein gleichmäßigerer Jahresverlauf erreicht werden. Neben der

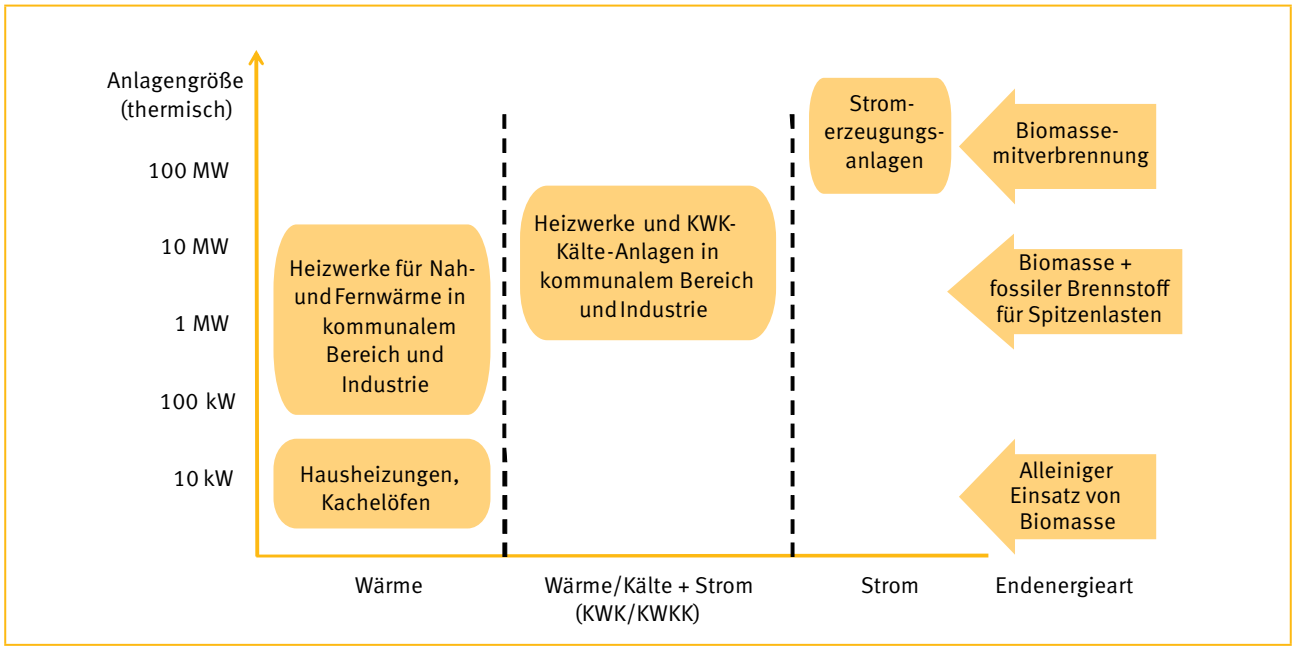


Abb. 3.2: Übersicht über mögliche Anlagen zur energetischen Nutzung fester Biomasse, nach /IER 2004/

Beschreibung eines möglichen Konzepts für eine Kraft-Wärme-Anlage in Kapitel 3.2.6 werden auch die Besonderheiten derartiger Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungs-Anlagen dargestellt.

Eine Alternative zu der ausschließlichen Verbrennung von Biomasse in Anlagen kleiner und mittlerer Leistung ist die Mitverbrennung von Biomassen in Anlagen großer Leistung (> 60 MW_{th}), vorzugsweise in Kohlekraftwerken. Untersuchungen im Labormaßstab und an Pilot- und Großanlagen ergaben, dass sich sowohl Wirbelschicht- als auch Staubfeuerungen prinzipiell für eine Mitverbrennung eignen. Die Mitverbrennung von zehn Prozent holzartiger Biomasse in Form von Holzhackschnitzeln wird als technisch unbedenklich erachtet. Vielversprechend ist die Erhöhung der Mitverbrennungsanteile auf bis zu 50 Prozent durch den Einsatz veredelter Holzpellets /DENA 2011/.

Da sich diese Möglichkeit der Stromerzeugung aus Biomasse auf die Nutzung in vorhandenen Großkraftwerken beschränkt und, wie dargestellt, durch das EEG kein Anreiz für die Mitverbrennung gegeben ist, werden derartige Varianten hier nicht berücksichtigt. Jedoch stellt sie nach /DENA 2011/ eine Option dar, um relativ schnell den Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem zu erhöhen, international nachhaltige Biomassemärkte und dafür erforderliche Infrastrukturen zu etablieren sowie einen zusätzlichen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten.

3.1.3 Stand der Technik zur Energiebereitstellung

Nachfolgend ist die Entwicklung des Marktes für Biomasse-(heiz)kraftwerke und Biomassevergasungsanlagen über die letzten Jahre zusammengefasst dargestellt /DBFZ 2012/.

Biomasse(heiz)kraftwerke

Zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse kommen derzeit drei Technologien zum Einsatz (vgl. Abb. 3.1):

- ORC-Prozess,
- Dampfkraftprozess unter Anwendung einer Dampfturbine,
- Stirlingmotor.

Nach derzeitigem Entwicklungsstand haben jedoch nur der Dampfkraftprozess sowie der ORC-Prozess bereits Marktreife erlangt. Der Dampfturbinenprozess ist von allen KWK-Anwendungen zur Stromerzeugung aus fester Biomasse am längsten praxiserprobt und deshalb am Markt etabliert. Er ist jedoch in der Regel erst ab 2 MW_{el} kostendeckend darstellbar.

Von der vorhandenen Feuerungstechnologie für die Verbrennung von biogenen Festbrennstoffen werden üblicherweise Unterschub- und Rostfeuerungen (Vorschubrost oder Wanderrostfeuerungen) eingesetzt. Im höheren Leistungsbereich (ab etwa 10 MW_{el}) kommen auch Wirbelschichtfeuerungen zum Einsatz, dennoch wird auch in diesem Leistungsbereich überwiegend mit Rostfeuerungen gearbeitet /DBFZ 2012/.

Im Betrieb der mit Holz beschickten Stirling-BHKW gibt es derzeit nur wenige Aktivitäten und weitere Entwicklungen /DBFZ 2012/.

Der ORC-Prozess hat sich in den letzten Jahren im Bereich der Biomasseheizkraftwerke zu einer wesentlichen Größe entwickelt. Ende 2011 befanden sich bereits 85 ORC-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 0,2 und 3,1 MW_{el} (2 Module à 1,55 MW_{el}) in Betrieb. Im Jahr 2012 sind 12 weitere ORC-Biomasseheizkraftwerke ans Netz gegangen. Diese Entwicklungen sind auf die Anreizwirkungen des EEG zurückzuführen, wonach Strom aus ORC-Anlagen mit einem zusätzlichen Technologiebonus vergütet wird. Dabei sind Stromerzeugungsaggregate wie ORC-Turbinen variabel ausgelegt und weisen gute Teillast-Eigenschaften auf. Trotz des enormen Zubaus und der Marktreife gibt es bei dem Betrieb von ORC-Heizkraftwerken noch Optimierungsbedarf. ORC-Anlagen weisen einen geringen elektrischen Wirkungsgrad und einen nicht zu unterschätzenden Stromeigenbedarf auf (rund 25 % der produzierten Strommenge) /Arlt2010/. Der Wirkungsgrad kann bisher z. B. durch Modifikationen etwa im Silikonölkreislauf (Teilstromprinzip) erhöht werden. Da den Bemühungen an dieser Stelle physikalische Grenzen gesetzt sind, wird eine Steigerung des Anlagennutzungsgrades und somit eine effektivere Brennstoffausnutzung nur durch verbesserte Wärmenutzung erreicht /DBFZ 2012/.

Biomassevergasungsanlagen

Seit 2008 ist die Zahl der übergebenen Anlagen, die entweder in Funktion sind oder an denen ständig mit dem Ziel gearbeitet wird, Strom und Wärme zu erzeugen, im Leistungsbereich bis zu 1.000 kW_{el} von ca. 54 auf mind. 100 Anlagen gewachsen. Diese Zahl steht für die quantitativ unbestreitbare Entwicklung. Sie lässt aber noch offen, wie stabil und mit welchen Effekten die Anlagen arbeiten. Erste 24-Stunden-Messungen und deren Auswertungen, ausgeführt von einem Team der Hochschule Zittau/Görlitz und der TU Dresden bei fünf Betreibern von kleinen Anlagen (< 150 kW_{el}), ergaben, dass die Kaltgaswirkungsgrade noch deutlich unter den deklarierten Kennwerten lagen. Die Spanne elektrischer Wirkungsgrade betrug 14 bis 32 %. Der Brennstoffausnutzungsgrad lag bei mind. 50 % /Bräkow et al. 2010/.

Der wesentliche Anlagenzubau fand entgegen allen ökonomischen Erwartungen im kleinen Leistungsbereich < 1 MW_{el} und dabei besonders im Leistungsfeld < 150 kW_{el} statt. Die Entwicklungsarbeit im Bereich > 500 kW_{el} stellte sich deutlich verhaltener dar. Die Großanlagen in Senden und Herten, die sich davon verfahrenstechnisch abheben, befinden sich noch in der Inbetriebnahme bzw. in der Fertigstellung /DBFZ 2012/. Bezüglich der eingesetzten Vergasungs-Technologien überwiegen Anfang 2010 noch Systeme, die hauptsächlich Holzhackschnitzel verwerten, mit dem Vergasungsmittel Luft arbeiten und nach dem autothermen Prinzip betrieben werden. Die meisten Hersteller nehmen jetzt Einfluss auf die Brennstoffbereitstellung und ergänzen ihre Anlagen um Trockner oder komplettieren ihre Leistungen sogar um die Brennstoffbereitstellung. Bei den in Betrieb befindlichen Reaktoren dominieren weiterhin Festbett-Gleichstromvergaser. Am zweithäufigsten wählen Verfahrensträger Kombinationen mit bewegtem Festbett. Wirbelschichtanlagen werden bisher von drei Unternehmen und zwei Instituten, sogar im Kennfeld deutlich unter 1 bzw. 1,5 MW_{el}, verfolgt. Bekannt geworden ist der Import mindestens einer Festbett-Gegenstrom-Anlage. Für alle Reaktionstypen gibt es Varianten, in denen die Vergasung in einem oder in zwei Apparaten gestuft vollzogen wird. Noch wird die Entwicklung von vielen kleinsten und kleinen Unternehmen getragen. Doch stärker als in den Vorjahren wenden sich BHKW- und Motoren-Fachleute sowie Unternehmen, die u. a. Kessel bauen, der thermochemischen Vergasung zu /Bräkow et al. 2010/.

Abb. 3.3 verdeutlicht den aktuellen Entwicklungsstand diverser Verbrennungs-Technologien bzw. thermochemischer

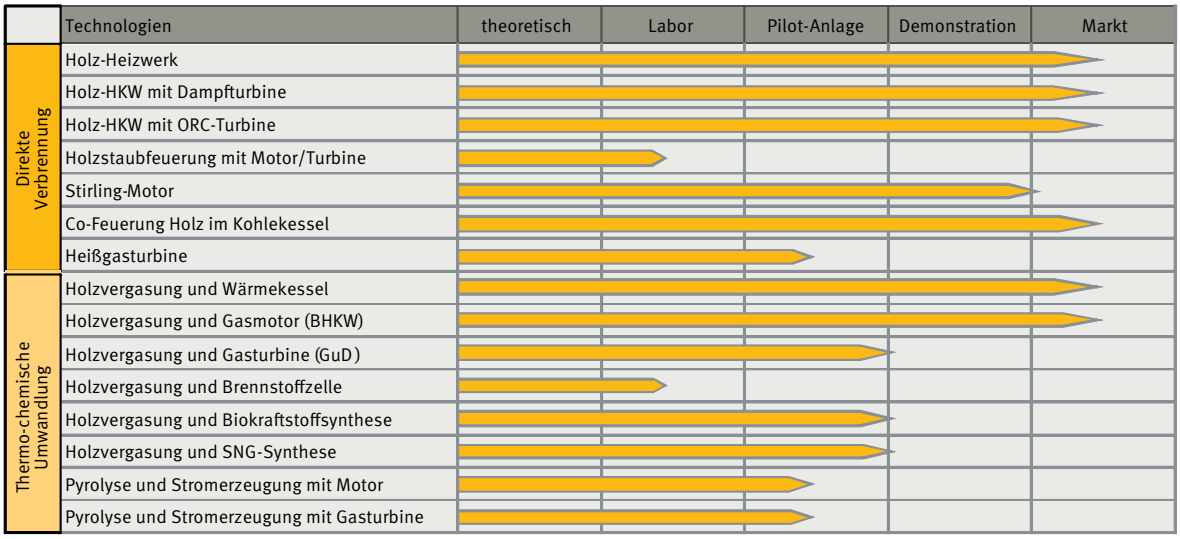


Abb. 3.3: Verfahren, Technologien, Entwicklungsstände, /IFK 2011/, verändert nach /Fichtner 2000/

Technologien zur Nutzung von biogenen Festbrennstoffen. Die entsprechenden Wirkungsgrade zu den Technologien und deren vorwiegender Leistungsbereich sind in der Datensammlung in Tab. 3-1-1 zusammengestellt.

3.2 Verbrennungskonzepte

Das folgende Teilkapitel beschäftigt sich mit der energetischen Nutzung fester Biomasse durch Verbrennungsprozesse. Eingeleitet wird dieses Kapitel durch die physikalisch-chemischen Grundlagen zur Verbrennung, die die Basis für die Erläuterungen zu Feuerungssystemen und Möglichkeiten zur Abgasnachbehandlung bilden. Im Zusammenhang mit der Konzeptionierung einer Feuerungsanlage werden nach den physikalisch-chemischen Grundlagen diverse Möglichkeiten zur Brennstofflagerung und Förderung vorgestellt. Im Anschluss werden Feuerungssysteme sowie Kessel und Wärmeübertrager aufgeführt und diskutiert. In diesem Abschnitt werden neben Techniken zur reinen Stromerzeugung auch KWK-Anlagen und Konzepte zur Wärmeverteilung vorgestellt. Im letzten Abschnitt dieses Teilkapitels werden Möglichkeiten zur Emissionsminderung und Ascheverwertung aufgezeigt.

3.2.1 Physikalisch-chemische Grundlagen zur Verbrennung

Bei der Verbrennung handelt es sich um die Oxidation eines Brennstoffes, wobei thermische Energie in Form von Strahlungsenergie und Abgaswärme freigesetzt wird. Verbrennungsvorgänge bei Festbrennstoffen können in verschiedene Teilprozesse untergliedert werden, die teilweise nacheinander und teilweise parallel ablaufen (vgl. Abb. 3.4):

- Aufheizung, Trocknung
- Pyrolytische Zersetzung
- Vergasung und Gasabbrand
- Verbrennung des Restkokses.

Die Verbrennungstemperatur hat hierbei einen wesentlichen Einfluss auf den gesamten Verbrennungsvorgang, die Schadstoffentstehung und in der Folge auch auf die möglichen Betriebsprobleme.

Aufheizung, Trocknung

Der Wärmetransport zum und im Brennstoff findet durch Strahlung, Konvektion und Wärmeleitung statt und wird durch die exothermen Vorgänge der Oxidationsreaktionen in der Gasphase aufrechterhalten. Bei Erreichen einer Temperatur von 100 °C beginnt lokal die Trocknung. Die Trocknungsfront wandert im Brennstoff von außen nach innen. Die Trocknungsgeschwindigkeit ist von der Wärmeleitfähigkeit des Brennstoffes abhängig. Diese ist beispielsweise bei Holz eine Funktion der Dichte, der Feuchte und der Faserrichtung.

Pyrolytische Zersetzung

Der endotherme Prozess der thermischen Zersetzung wird wie die Aufheizung und Trocknung durch die exothermen Vorgänge der Oxidationsreaktionen in der Gasphase aufrechterhalten. Die langkettigen organischen Verbindungen des Holzes beginnen sich ab ca 150 °C zu zersetzen, wobei ab 280 °C ein brennbares Pyrolysegas austritt, das in Gegenwart von Sauerstoff verbrennt.

Entgasung und Gasabbrand

Nach Erreichen der Entgasungstemperatur entweichen die flüchtigen Bestandteile aus dem Brennstoff. Die Aufheizzeit ist hierbei vom Wassergehalt, insbesondere aber von der Korngröße des Brennstoffes abhängig. Bei kontinuierlich betriebenen Feuerungen wird der Brennstoff beim Eintritt in die Brennkammer hauptsächlich durch Wärmestrahlung und Konvektion, zum Teil auch durch Wärmeleitung (wie z. B. bei Unterschubfeuerungen) erhitzt. Je kleiner die Korngröße, desto größer ist die spezifische, am Wärmeübergang beteiligte Oberfläche und desto mehr Wärme wird auf die Brennstoffmasse übertragen.

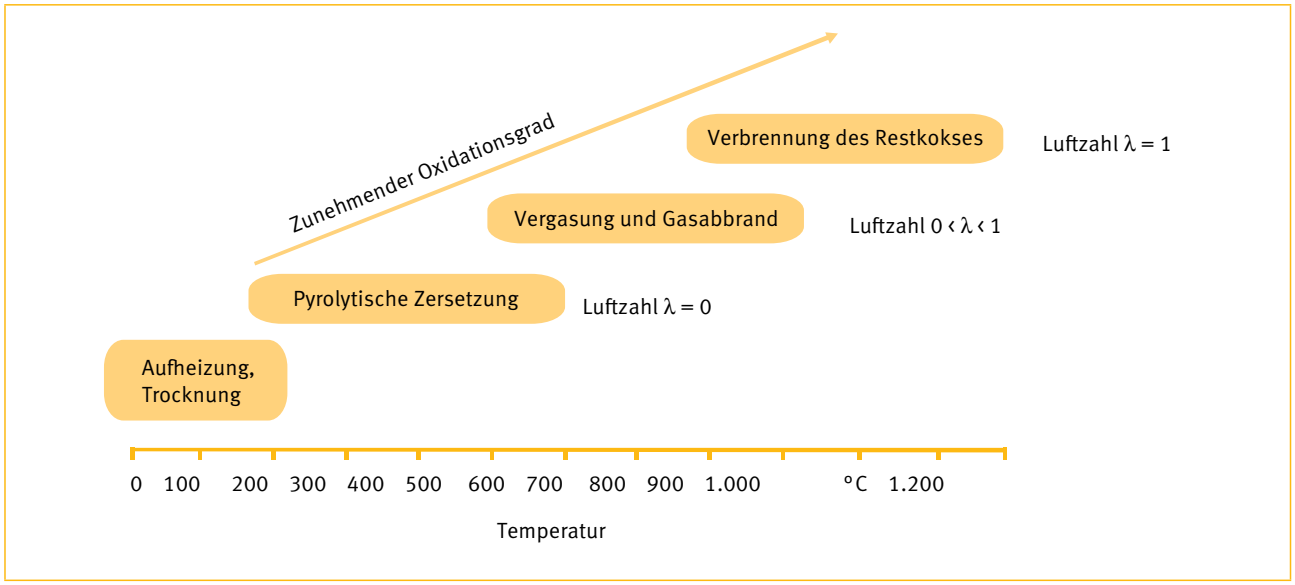


Abb. 3.4: Phasen der festen Biomasseverbrennung, in Anlehnung an /Kaltschmitt et al. 2009/

Dementsprechend wird der Brennstoff schneller erwärmt und entzündet.

Die ausgetriebenen flüchtigen Bestandteile eines Brennstoffes reagieren mit dem zur Verfügung stehenden Sauerstoff in einer homogenen Gasreaktion, wobei das gesamte durch die Reaktionspartner eingenommene Volumen (im Gegensatz zur heterogenen Reaktion) genutzt werden kann. Diese Teilreaktion ist weitgehend unabhängig von der Vermischung der Brennstoffteilchen im Feuerraum, jedoch abhängig von der Vermischung der Pyrolysegase mit der Verbrennungsluft.

Verbrennung des Restkokses

Nach der Freisetzung der flüchtigen Bestandteile bleibt der Restkoks zurück. Dieser reagiert bei der Verbrennung in heterogenen Gas-Feststoff-Reaktionen, deren Reaktionsgeschwindigkeiten im Wesentlichen vom Stofftransport des Sauerstoffs zum Restkoksteilchen und vom Abtransport der Verbrennungsprodukte abhängig sind. Der Transport erfolgt zunächst durch die laminare Strömungsgrenzschicht, die das Korn umgibt, und weiter in das poröse Teilchen. Er wird also durch Grenzschicht- und Porendiffusion bestimmt. Der Vorgang ist auch von der Größe der vorhandenen Oberfläche und von der chemischen Reaktionsgeschwindigkeit an der Feststoffoberfläche abhängig. Diese Mechanismen sind alle temperaturabhängig, wobei der langsamste dieser Teilschritte die Gesamtreaktionsgeschwindigkeit bestimmt. Für Temperaturen unterhalb von 700 °C ist die Reaktionsgeschwindigkeit am Feststoff geschwindigkeitsbestimmend. Bei hohen Temperaturen (> 900 °C) sind die Diffusionsvorgänge zum und im Teilchen begrenzend /Siegle 2000/.

Einfluss der Temperatur

Bei Biomassefeuerungen werden in der Hauptverbrennungszone, je nach Brennstoff und Feuerungsart, Temperaturen im Bereich von 900 bis 1.300 °C erreicht. Die Rauchgase werden bis zum Ende der Brennkammer auf 600 bis 700 °C abgekühlt. Findet die Verbrennung des festen Kohlenstoffes im heißen Teil der Brennkammer statt, sind die Stofftransportvorgänge geschwindigkeitsbestimmend. Verlassen Teilchen jedoch nicht vollständig ausgebrannt die heiße Hauptreaktionszone, so wird die weitere Reaktion durch die chemische Reaktionsgeschwindigkeit bestimmt.

Bei ausreichend vorhandener Aktivierungsenergie und genügend Sauerstoff als Reaktionspartner sind für die Zündwilligkeit von Brennstoffen grundsätzlich die drei Parameter Flüchtigengehalt, Wassergehalt und Korngröße (mit der die spezifische Oberfläche korreliert) verantwortlich /Siegle et al. 1998/. Die Aktivierungsenergie wird bei Verbrennungsprozessen durch Wärmestrahlung und Konvektion, also durch ein Temperaturgefälle zum frisch in die Brennkammer eingebrachten Brennstoff transportiert.

Die Verbrennungstemperatur ist nicht nur eine zentrale Größe im Zusammenhang mit der Zündung, dem Ausbrand und der Schadstoffbildung, sondern hat Konsequenzen für den gesamten Prozess, wie beispielsweise die Materialbeanspruchung. Die erreichbare Temperatur ohne Wärmeabfuhr ist die adiabate Verbrennungstemperatur. Sie wird von der Verbrennungsstöchiometrie (Verhältnis der zugegebenen Luftmenge und der minimalen, zur vollständigen Verbrennung erforderlichen Luftmenge) und dem Heizwert des Brennstoffes beeinflusst. Mit zunehmendem Luftüberschuss nimmt die Temperatur ab. Über die beiden Parameter Wassergehalt des Brennstoffs und Luftüberschusszahl kann also die Verbrennungstemperatur beeinflusst werden. Sowohl ein höherer Wassergehalt als auch ein höherer Luftüberschuss führen zu einer Temperaturerniedrigung.

Für Biomasse mit niedrigen Ascheerweichungstemperaturen ist dieser Zusammenhang von großer Bedeutung, da hohe Verbrennungstemperaturen zur Verschlackungsproblematik beitragen. Bei der luftgestuften Verbrennung zur NO_x-Minderung (siehe Kapitel 3.2.8) ist zu beachten, dass die Verbrennungstemperaturen im unterstöchiometrischen Bereich (eine Luftzahl von 0,8 ist hier gebräuchlich) über denen im überstöchiometrischen Bereich (Luftzahl größer 1,2) liegen. Dies bedeutet, dass für Biomassen mit niederschmelzenden Aschen bei der Luftstufung eine erhöhte Verschlackungsgefahr besteht,

der durch weitere Maßnahmen, wie beispielsweise die Nutzung gekühlter Roststäbe, begegnet werden muss.

Die tatsächliche Brennkammer-Austrittstemperatur ist häufig weitaus geringer als die adiabate Verbrennungstemperatur. Im Falle wassergekühlter Brennkammern erfolgt eine Wärmeabfuhr durch Konvektion und Strahlung an die wasserführenden Heizflächen. Auch falls, wie bei größeren Biomassekesseln üblich, eine Rückführung von kaltem Rauchgas in die Brennkammer vorhanden ist, kann unabhängig von der Ausführung der Brennkammer die Austrittstemperatur auf einen Wert unterhalb der adiabaten Temperatur heruntergeregelt werden.

Lediglich bei adiabaten oder luftgekühlten Brennkammern ohne Rauchgasrückführung ist die Brennkammer-Austrittstemperatur meist nur geringfügig niedriger als die adiabate Verbrennungstemperatur.

Vorgänge der Schadstoffentstehung bei Verbrennungsprozessen

Wasserdampf und Kohlenstoffdioxid sind untrennbar mit der Energiefreisetzung von Kohlenwasserstoffreaktionen verbunden. Wie bereits erwähnt, wird Biomasse jedoch im Gegensatz zu fossilen Energieträgern als weitgehend CO_2-neutral angesehen, da durch ihre thermische Nutzung nur so viel CO_2 freigesetzt wird, wie sie während ihres Wachstums der Atmosphäre entnommen hat. Die Emissionen, die bei der Verbrennung entstehen, lassen sich unabhängig von ihrer Schadwirkung und Vermeidbarkeit einteilen in:

- Produkte unvollständiger Verbrennung: Kohlenstoffmonoxid (CO), Kohlenwasserstoffe (C_xH_y,Teere),
- Chlorverbindungen (Alkalisalze, HCl, Dioxine, Furane),
- Schwefeloxide (SO_2, SO_3),
- Stickstoffoxide (NO, NO_2 und N_2O) sowie
- Partikel und Feinstäube (Asche, unverbrannter Brennstoff, Ruß).

Produkte unvollständiger Verbrennung sind z. B. Kohlenstoffmonoxid (CO) und Kohlenwasserstoffe (C_xH_y), aber auch (polyzyklische) Aromate, die beim Abkühlen der Rauchgase gemeinsam mit langkettigen Kohlenwasserstoffen kondensieren (Teere). Als weiteres Zwischenprodukt bei der Verbrennung von Kohlenwasserstoffen ist Ruß anzusehen. Er tritt beim Oxidationsprozess in der Flamme gelb leuchtend auf.

Bei der Zersetzung von Festbrennstoffen entstehen zunächst CO und gasförmige Kohlenwasserstoffe. In der Gasausbrandphase werden diese oxidativ zersetzt, die Oxidation des CO verläuft dabei insgesamt wesentlich langsamer. Deshalb sind die CO-Emissionen in der Regel eine Größenordnung höher als die Kohlenwasserstoffemissionen /Nussbaumer 2001/. Obwohl die Kohlenwasserstoffemissionen für die Umwelt von größerer Relevanz sind, wird deshalb häufig der relativ einfach und zuverlässig bestimmbare CO-Gehalt der Abgase zur Beurteilung der Ausbrandqualität herangezogen /Nussbaumer 2001/.

Chlorverbindungen haben insbesondere bei der Verfeuerung von Halmgütern eine große Relevanz. Naturbelassene holzartige Biomassen weisen dagegen nur sehr geringe Chlorgehalte auf, die oft unterhalb der Nachweisgrenze liegen (siehe Kapitel 2.6). Chlor findet sich nach der Verbrennung überwiegend in Form von Salzen (Kaliumchlorid, Natriumchlorid) in der Asche wieder. Kleinere Anteile können auch als Chlorwasserstoff (HCl) emittiert und zudem als polychlorierte Dioxine und Furane (PCDD/F) und Organo-Chlor-Verbindungen freigesetzt werden. Bei Feuerungen unbehandelter Biomasse kann davon ausgegangen werden, dass kein brennstoffseitiger Eintrag von PCDD/F-Verbindungen stattfindet. Die Neubildung von PCDD/F auf dem Rauchgasweg kann durch die sogenannte De-Novo-Synthese stattfinden, wobei ausreichende Verbrennungsbedingungen (Luftzahl >1) und die schnelle Durchfahrung des Rauchgastemperaturbereichs von 250 bis 400 °C mögliche Gegenmaßnahmen darstellen /Hagenmaier 1989/. Gegenüber den Dioxin-Emissionen korrelieren die HCl-Emissionen deutlich stärker mit dem Chlorgehalt des Brennstoffes.

Neben den Umweltwirkungen ist Chlor auch durch seine verschmutzende, verschlackende und korrosive Wirkung schädlich. Diese Wirkung tritt im Zusammenspiel mit Alkali- und Erdalkalimetallen und mit SO_2 auf. Der Mechanismus der Hochtemperatur-Chlorkorrosion wird bei /Obernberger et al. 1997/ ausführlich beschrieben. Relevant ist Chlor-Korrosion v. a. bei Großanlagen und bei der Verfeuerung von Halmgütern und kontaminiertem Holz.

Schwefeloxide

Bei der Verbrennung schwefelhaltiger Brennstoffe wird der Schwefel hauptsächlich als gasförmiges Schwefeldioxid emittiert, sofern keine Maßnahmen zur Einbindung des Schwefels in die festen Verbrennungsrückstände getroffen werden. SO_2 ist ein farbloses, stechend riechendes Gas und kann in Luft ab ca. 0,6 bis 1 mg/m³ i. N. an seinem Geruch wahrgenommen werden. Bei der Verbrennung und in den Abgaswegen kann ein Teil des SO_2 zu SO_3 aufoxidiert werden. Gewöhnlich liegen am Ende der Verbrennung 99 % des Schwefels in Form von SO_2 und 1 % als SO_3 vor. In Verbindung mit Wasserdampf entsteht aus dem SO_3 Schwefelsäure (H_2SO_4). Diese führt zu Korrosionen in der Feuerungsanlage und den Rauchgaskanälen bzw. zur Versottung im Kamin. Durch den geringen Schwefelgehalt der Biomassen sind die SO_2-Emissionen bei Nutzung dieses Brennstoffes von untergeordneter Bedeutung.

Stickstoffoxide

Die hier betrachteten Stickstoffoxide in Feuerungsanlagen, allgemein als NO_x bezeichnet, bestehen etwa zu 95 % aus NO und zu 5 % aus NO_2. Erst in der Atmosphäre (bei einem höheren Sauerstoffpartialdruck und niedrigeren Temperaturen als im Feuerraum) findet eine fast vollständige Umwandlung zu NO_2 statt. Aufgrund dieser mit hoher Wahrscheinlichkeit ablaufenden Reaktion werden Grenzkonzentrationen für die Gruppe der Monostickstoffoxide (NO_x) immer als NO_2 angegeben. Die Bildung der Stickstoffoxide erfolgt bei der Verbrennung grundsätzlich auf drei verschiedenen Reaktionswegen:

- NO_x-Bildung aus Brennstoffstickstoff,
- thermische NO_x-Bildung (Entstehung aus Luftstickstoff),
- prompte NO_x-Bildung (Entstehung aus Brennstoffradikalen mit Luftstickstoff).

Der Brennstoffstickstoff wird bei der Biomasseverbrennung zu N_2O, zu NO und – je nach Verbrennungsführung – zu einem erheblichen Teil zu N_2 umgesetzt. Ein kleiner Teil kann auch in der Asche eingebunden werden. Insbesondere Festbrennstoffe enthalten chemisch gebundenen Stickstoff. Bei festen Biomas-

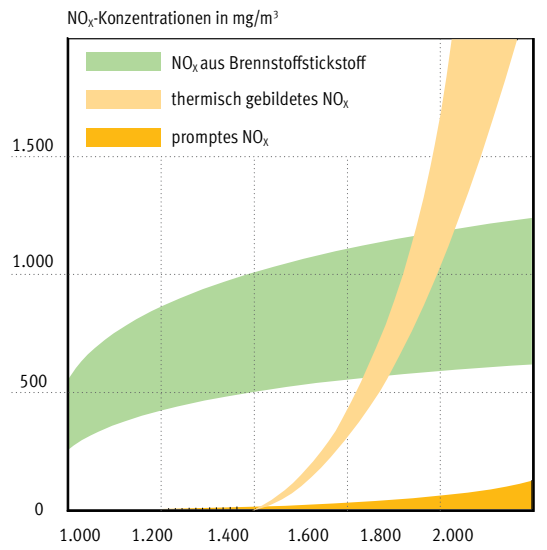
sen steigt der N-Gehalt von Holz über Stroh zu Ganzpflanzen. Ein höherer Stickstoffgehalt hat in der Regel auch eine höhere NO_x-Emission zur Folge, wobei der Anstieg jedoch nicht linear ist, da die Umwandlungs- oder Konversionsrate absinkt, siehe Abb. 3.37. (Bei einer Umwandlungsrate von 100 % würde der gesamte im Brennstoff enthaltene Stickstoff zu NO_x konvertiert.)

Bei den technisch üblichen Verbrennungstemperaturen (1.000 bis 1.300 °C) entstehen Stickstoffoxide fast ausschließlich über den Weg der Brennstoff-NO_x-Bildung. Das thermische NO_x gewinnt erst bei höheren Temperaturen an Bedeutung. Das prompte NO_x spielt eine untergeordnete Rolle (vgl. Abb. 3.5) /Zieba et al. 2012/.

In oxidierender Atmosphäre (d. h. bei Luftüberschuss) wird verstärkt NO_2 gebildet, während reduzierende Bedingungen die Umsetzung zum gewünschten N_2 begünstigen. Dabei reagiert v. a. bereits gebildetes NO mit unverbrannten Stoffen wie CO, H_2 oder Kohlenwasserstoffen unter Reduktion zu N_2. Auch durch die Eindüsung von Ammoniak (NH_3) kann NO_x zu N_2 umgesetzt werden. Daher wird die Beeinflussung der Stickoxidemissionen von Biomassefeuerungen unterteilt in Primärmaßnahmen, v. a. die Luftstufung bzw. die Brennstoffstufung, und Sekundärmaßnahmen, z. B. Zugabe von Reduktionsmitteln (vgl. Kapitel 3.2.8).

Partikel, häufig auch als Staub bezeichnet, haben eine Größe von 0,001 bis 100 µm, die in der Luft in Schwebe gehalten werden. Während Teilchen ›10 µm in der Nase und im Rachenraum zurückgehalten werden, gelangen Partikel ‹1 µm zum Großteil bis in die Lunge und können dort eingelagert werden /Nussbaumer 2001/. Lungengängige Stäube aus Verbrennungsprozessen gelten als besonders schädlich, da sie mit Schadstoffen (Kohlenwasserstoffe, Dioxine, Schwermetalle) beladen sein können. Partikel können Produkte sowohl unvollständiger als auch vollständiger Verbrennung sein.

NO_x-ENTSTEHUNG

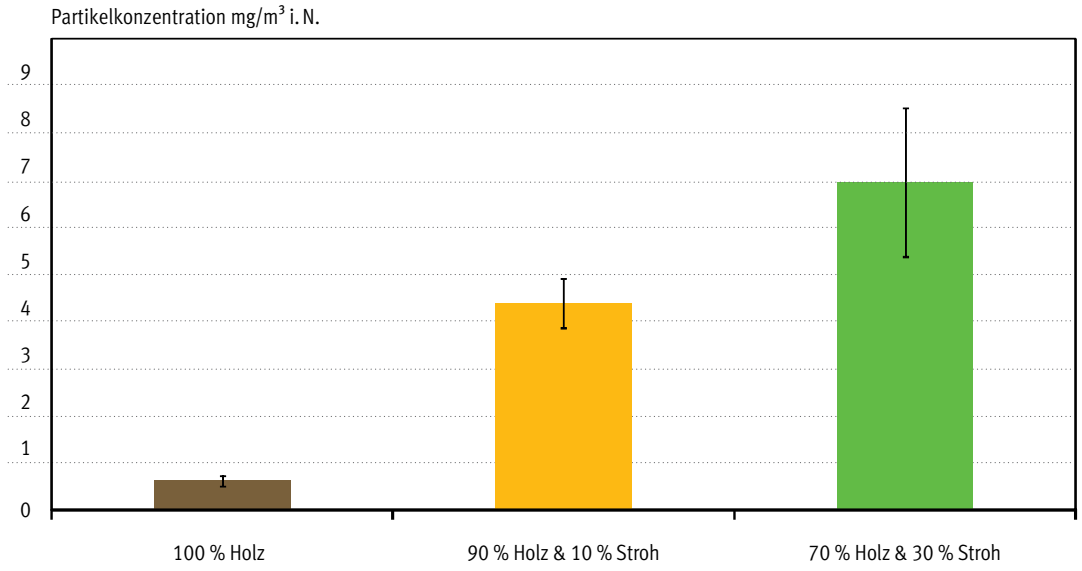


Quelle: nach /Greul 1998/

Abb. 3.5: Darstellung der NO_x-Entstehung in Abhängigkeit von der Verbrennungstemperatur

Partikel aus unvollständiger Verbrennung bestehen zum einen aus C-haltigen Zersetzungsprodukten, meist als Folge eines schlechten Ausbrandes, und zum andern aus C-haltigen Syntheseprodukten, z. B. Ruß. Rußbildung wird wie schlechter Ausbrand durch zu geringe Luftzufuhr bzw. schlechte Durchmischung der Luft mit den Rauchgasen und zu geringe Tem-

PARTIKELKONZENTRATION IN EINER ROSTFEUERUNG



Quelle: /IFK 2011/

Abb. 3.6: Messergebnisse für Partikelkonzentration in einer Rostfeuerung 20 MW_{th} mit 100 % holzartiger Biomasse, holzartiger Biomasse mit 10 % Stroh und holzartiger Biomasse mit 30 % Stroh (Bezugssauerstoff: O_2 = 11 Vol.-%)

peraturen, z. B. während der Entzündungsphase, begünstigt. Daneben können Partikel auch direkt aus dem Glutbett mitgerissen und unverbrannt im Abgas wiedergefunden werden. Eine besondere Gefahr besteht hierbei bei Staubfeuerungen.

Partikel aus vollständiger Verbrennung bestehen aus Aschebestandteilen (z. B. CaO, Al_2O_3, SiO_2, KCl, Nitrate), Bettmaterial (Wirbelschichtfeuerung) sowie Fremdstoffen (Sand, Erde, Schwermetalle). Diese bilden in modernen Biomassefeuerungen mit guten Ausbrandbedingungen den Großteil der Staubemissionen, der Restkohlenstoffgehalt liegt nur noch zwischen 1 und 10 Gewichtsprozent /Nussbaumer 2001/.

Partikelemissionen sind nur teilweise mit den Aschegehalten der Brennstoffe korreliert, wesentlichen Einfluss hat neben der Anlagentechnik v. a. die Brennstoffart. So zeigen aktuelle Untersuchungen, dass holzartige aschereiche Brennstoffe deutlich niedrigere Staubemissionen aufweisen als halmgutartige Brennstoffe (vgl. Abb. 3.6). Als Gründe hierfür werden v. a. die Feinheit und das geringe spezifische Gewicht der Partikel bei Halmgutverbrennung angesehen /Hartmann et al. 2004/.

Die Partikelemissionen sind durch die Feuerungstechnik und die Betriebsweise der Feuerung nur begrenzt beeinflussbar. Zur sicheren Einhaltung der Emissionsgrenzwerte sind in den meisten Fällen Rauchgasentstaubungseinrichtungen vorzusehen.

3.2.2 Brennstoffvorbereitung und -lagerung, Lagerein- und -austragesysteme

Zur Überbrückung der Zeitspanne zwischen dem Anfall der Biomasse und ihrer energetischen Nutzung ist eine Kurzzeitlagerung direkt an der Verbrennungsanlage und demzufolge ein System zum Lagerein- und -austrag erforderlich. Da Brennstofflangzeitbevorratung meist zweckmäßigerweise bei den Biomasselieferanten erfolgt, wird sie nicht in diesem Kapitel behandelt, sondern ist Thema in Kapitel 2.5.

Von der Brennstoffanlieferung bis zum Biomassekessel kann der Biomassefluss die in Abb. 3.7 dargestellten wesentlichen Komponenten durchlaufen. Entsprechend diesem Fließbild werden in diesem Kapitel Aspekte zu

- Lagereintragesystemen,
- Lagerung, Brennstoffbevorratung,
- Lageraustragesystemen,
- Brennstoffördersystemen und
- Kesseleintragesystemen

vorgestellt und erörtert.

Lagereintragesysteme

Für den Brennstoffeintrag in ein Lagersystem gibt es entsprechend der Anlagengröße, der Brennstoffbeschaffenheit und der Lagergestaltung (siehe Lagerung) unterschiedliche Möglichkeiten. Findet eine oberirdische Lagerung statt, wird der Brennstoff nach Anlieferung mit entsprechenden Ladefahrzeugen (Schlepper, Gabelstapler, Radlader, Teleskoplader) zum Lager befördert.

Wird der Brennstoff unterirdisch gelagert, werden Verteilsysteme für den Brennstoff verwendet, z. B. Kratzkettenförderer, Schubstangen mit Querstreben (siehe Abb. 3.8).

Im Fall einer Hackschnitzelbereitung am Lagerraum erfolgt ein direkter Eintrag über den Wurfförderer des Hackers.

Bei Halmgütern, die in Form von Ballen zur Feuerungsanlage geliefert werden, erfolgt das Abladen von den Transportfahrzeugen und die Einlagerung der Ballen meist mit Gabelstaplern oder Radladern mit speziell ausgeführten Zinken. Bei Anlagen großer Leistung ab etwa 10 MW_{th} empfiehlt sich eine automatische bzw. halbautomatische Einlagerung mittels Kran.

Lagerung, Brennstoffbevorratung

Bei der Planung und der technischen Ausstattung des Lagers müssen die in Kapitel 2.5 beschriebenen Lagerungsrisiken berücksichtigt werden (d. h. Substanzverlust durch biologischen Abbau, Selbstentzündungs- oder Explosionsgefahr, Pilzsporenbildung, Geruchsfreisetzung, Befeuchtung usw.). Die Bemessung des Brennstoffvorrates, d. h. des Lagervolumens, sollte derart erfolgen, dass eine Überbrückung der Brennstoffversorgung an anlieferungsfreien Tagen (Feiertage, Witterungseinflüsse etc.) möglich ist. Somit sollte die Lagerkapazität ausreichen, um die Brennstoffversorgung für zumindest 3 bis 5 Tage zu sichern. Je nach Örtlichkeit und Logistikkonzept kann für die Brennstoffbevorratung an der Wärmeerzeugungsanlage auch eine erheblich größere Kapazität sinnvoll sein. Sind bereits große Brennstofflager vorhanden, sollten diese genutzt werden. So kann damit im Falle saisonal schwankender Biomassepreise Brennstoff kosteneffizient beschafft werden. Allerdings müssen hierbei – je nach Aufbereitung und Wassergehalt – zum Teil erhebliche Masseverluste durch biologischen Abbau einkalkuliert werden. Richtwerte für die Abmessungen und den Platzbedarf von Brennstofflagern an der Energieerzeugungsanlage bei typischen Ausführungen sind in Kapitel 3.5 aufgeführt. Das Lagersystem sollte möglichst universell gestaltet sein, um nicht auf einen Lieferanten und dessen Fahrzeug angewiesen zu sein. Zur Vermeidung von Problemen sollte bei der Planung festgestellt werden, welche Maßnahmen für eine optimale Anlieferung

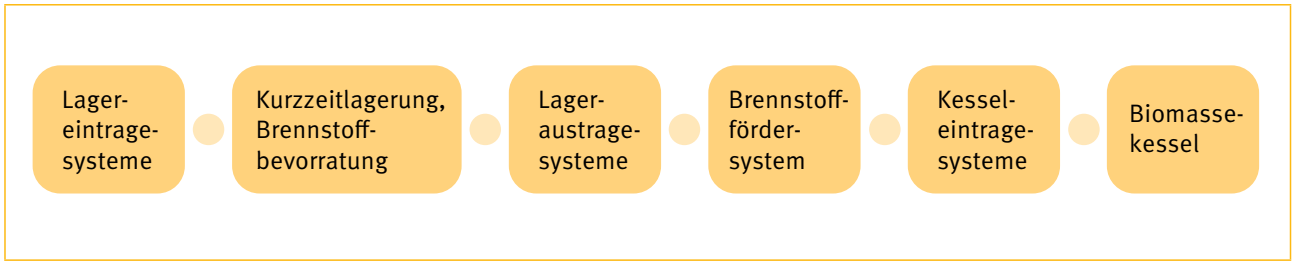


Abb. 3.7: Schema einer Brennstoffprozesskette von der Anlieferung bis zum Kessel /IFK 2012/

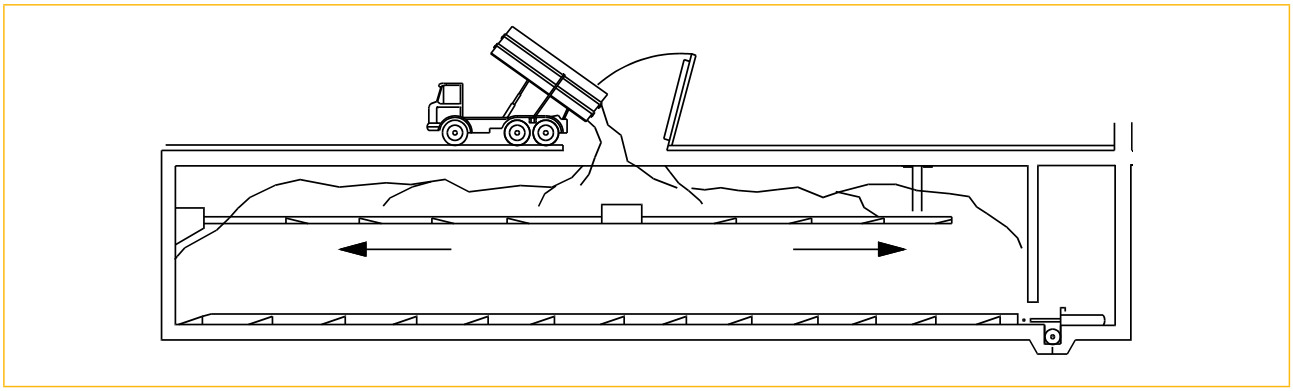


Abb. 3.8: Beispiel eines Systems zur Verteilung des Brennstoffs im unterirdischen Lager /Hartmann 2001/

notwendig sind. Die Zufahrt zum Lager muss befestigt sein, um die entsprechende Verkehrslast aufnehmen zu können und um auch bei schlechten Witterungsverhältnissen eine problemlose Anlieferung zu gewährleisten.

Hackschnitzellager

Die Gestaltung eines Hackschnitzellagers wird im Wesentlichen von der Größe und Struktur der Hackschnitzel sowie von der erforderlichen Zeitspanne zwischen Einlagerung und energetischer Verwertung bestimmt. Zudem ist der Wassergehalt der Hackschnitzel von Bedeutung, der generell durch eine Nachtrocknung im Lager reduziert werden kann, sodass sich die energetische Nutzung verbessert.

Bei einer Lagerung über einen längeren Zeitraum ist zur Nachtrocknung eine ausreichende Belüftung des Lagers erforderlich. Eine relativ problemlose Nachtrocknung bei der Einlagerung ist nur bei Grobschnitzeln (6 bis 10 cm Kantenlänge) mit einem Wassergehalt von unter ca. 50 % gegeben. Dabei ist eine Zwangsbelüftung aufgrund der groben Materialstruktur nicht erforderlich. Der Wassergehalt bei Mittel- und Feinhackschnitzeln muss bei der Einlagerung bereits unter ca. 35 % liegen, da die natürliche Nachtrocknung von feucht eingelagertem Material sonst nicht ausreicht. Bei höheren Wassergehalten kann es andernfalls zu Umsetzungsprozessen und Schimmelbildung kommen (vgl. Kapitel 2.5).

Die Lagerung erfolgt meist in einer dieser Ausführungen:

- oberirdisches Rundsilo oder Lagerhalle (meist aus Stahl, oberhalb oder neben einem Kessel),
- Wechselcontainer,
- unterirdischer Lagerraum (meist aus Stahlbeton, Befüllung durch Lkw bzw. Radlader).

Oberirdische Lagerhalle: Bei einem ebenerdig errichteten Brennstofflager muss im Silobereich eine lichte Höhe von etwa 5 m berücksichtigt werden, um die Anlieferung des Brennstoffs zu gewährleisten. Für die Anlieferung in ein solches Lager ist ein Abschiebewagen erforderlich, wodurch lediglich eine geringe Schütthöhe erreicht wird (vgl. Abb. 3.9). Alternativ werden Schiebedachsysteme eingesetzt, bei denen keine Höhenbegrenzung besteht. Durch diese Systeme ist der Brennstoff vor Witterungseinflüssen geschützt.

Wechselcontainer: Der Einsatz von Wechselcontainern (ca. 32 m³ Inhalt) mit integrierten Schubböden kann bei Anlagen mit einer Leistung unter etwa 1 MW eine kostengünstige Alternative zu einem feststehenden Lager sein. Die Brennstofflagerung in Wechselcontainern erfolgt außerhalb (vgl. Abb. 3.10). Eine automatische Füllstandsüberwachung sorgt für die Leerung der Container. Je nach Wärmeleistungsbedarf (ab 300 kW) sollten mindestens drei Container an der Anlage stehen, wovon jeweils zwei gewechselt werden (somit ist ein Umlauf von fünf Containern optimal). Diese Lagerungsvariante bietet nur dann wirtschaftliche Vorteile, wenn der Brennstofflieferant oder der Anlagenbetreiber bereits über Container verfügt und diese im

Abb. 3.9: Ebenerdiges, oberirdisches, überdachtes Holzhackschnitzel-Silo /hessenENERGIE 2012/

Abb. 3.10: Wechselcontainerlager /hessenENERGIE 2012/

Austausch mitbenutzt werden können und kurze Anfahrtswege bestehen. Das Containerlager muss umzäunt werden. Es sollte bedacht werden, dass der Schubboden im Container zu Lärmemissionen führen kann /hessenENERGIE 2012/.

Unterirdischer Lagerraum: Dieses System kann mit jeder Art von Lieferfahrzeug befüllt werden, wobei kein Platzverlust durch ein Lagerhaus entsteht (vgl. Abb. 3.11). Alternativ kann auch eine Integration in abschüssiges Gelände erfolgen. Nachteilig bei diesem System sind die kostenintensiven Erdarbeiten. Weiterhin besteht in diesem Lagersystem keine natürliche Belüftungsmöglichkeit /hessenENERGIE 2012/.

Halmgutballenlager

Für die Lagerung von Halmgütern in Form von Ballen empfehlen sich Lagerhallen, in denen die Quaderballen gestapelt werden. An die Ausführung der Halle werden keine besonderen Anforderungen gestellt. Meist werden Fertighallen eingesetzt. Das Umschlagen der Ballen in das Lager und die Brennstoffzufuhr zum Kessel erfolgen vorzugsweise mit Gabelstapler oder Kran. Beim Abladen wird die Strohqualität visuell erfasst und der Wassergehalt gemessen. Über eine Brückenwaage wird das Ballengewicht ermittelt. Abb. 3.12 zeigt typische Ballenlager an Strohheizungen.

Lageraustragesysteme

Die Lageraustragesysteme befördern den Brennstoff vom Lager zu Fördereinrichtungen, die dem Brennstofftransport zur eigentlichen Kesselbeschickung dienen. Je nach Lagerform und Kesselaufstellung stehen für den Lageraustrag unterschiedliche Systeme zur Verfügung, dargestellt in Abb. 3.13. Deren Spezifikationen sowie die prinzipielle Funktionsweise sind in Tabelle 3.1 aufgelistet bzw. anschließend näher beschrieben. Daneben werden bei Anlagen großer Leistung (über 5 bis 10 MW) auch Krananlagen für den Transport vom Lager zum Vorlageschacht der Feuerung eingesetzt.

Speziell für Halmgutballen wird die Auslagerung schon bei Anlagen ab etwa 1 MW automatisch mit einem Hallenkran ausgeführt. In diesem Fall müssen die Ballen bei der Einlagerung systematisch auf markierten Feldern abgestellt werden, von denen sie der Hallenkran aufnehmen kann. Um einen möglichst gleichmäßigen Wassergehalt des Brennstoffes sicherzustellen, sollte der Kran so programmiert sein, dass die Ballen in einer bestimmten Reihenfolge geholt werden, was allerdings eine Eingangskontrolle des Wassergehaltes voraussetzt. Bei kleineren Anlagen kann anstelle eines Krans auch ein Gabelstapler eingesetzt werden.

Austragsschnecken eignen sich für runde Silos mit einem Durchmesser bis 10 m. Für den Schneckenantrieb wird häufig ein stufenlos regulierbarer Elektromotor eingesetzt. Die Vorschubbewegung erfolgt meist hydraulisch. Bei Austragsschnecken können verschiedene Ausführungen unterschieden werden. Weit verbreitet, besonders bei großen Silos und feuchtem Brennstoff, sind Drehschnecken (Abb. 3.13, oben links und oben rechts), die meist waagerecht angeordnet sind und kreisförmig am Boden des Silos umlaufen. Bei kleinen Silos bis etwa 5 m Durchmesser werden häufig Pendelschnecken (Konusschnecken) eingesetzt, die schräg angeordnet sind und im unteren Silobereich den Brennstoff lockern und dabei austragen (Abb. 3.13, Mitte links).

Abb. 3.11: Erdversenktes Tiefsilo /hessenENERGIE 2012/

Abb. 3.12: Strohballenlager an Strohheizungen /FNR, Dr. Hansen/

Schubböden (Abb. 3.13, unten links und Mitte rechts) werden vorwiegend bei langen Bunkern (z. B. Betonbunkern, Wechselcontainern) eingesetzt. Der Schubboden besteht je nach Silobreite aus zwei oder beliebig vielen Schubstangen mit Mitnehmern, die über Hydraulikzylinder angetrieben werden. Durch die Vorschubbewegung und eine entsprechende Gestaltung der Mitnehmer wird beim Vorschub der Brennstoff zur Austragsöffnung transportiert. Die Förderleistungen betragen je nach Breite und Anzahl der Schubelemente bis zu 20 m^3/h. Anzahl und Breite der Schubböden sind abhängig von Raumgewicht und Schütthöhe des Brennstoffes. Die Anordnung des weiteren Transportsystems (Querförderschnecke, Trogkettenförderer) kann mittig oder stirnseitig erfolgen.

Wanderschnecken (Abb. 3.13, unten rechts) sind ebenfalls für den Einsatz bei großflächigen rechteckigen Siloanlagen vorgesehen. Die Wanderschnecke besteht aus vorderen und hinteren Schneckenkästen, die, durch Profilleisten auf Abstand gehalten, den Schneckenrahmen bilden. Das Austragsschneckenpaar mit Antriebsgewinde und hinterer Schneckenlagerung wird in den Schneckenkästen geführt. Die Dreh- bzw. Austragsbewegung erfolgt durch einen hydraulischen Antrieb. Die Vorschubbewegung wird über einen Zugkettenantrieb erreicht.

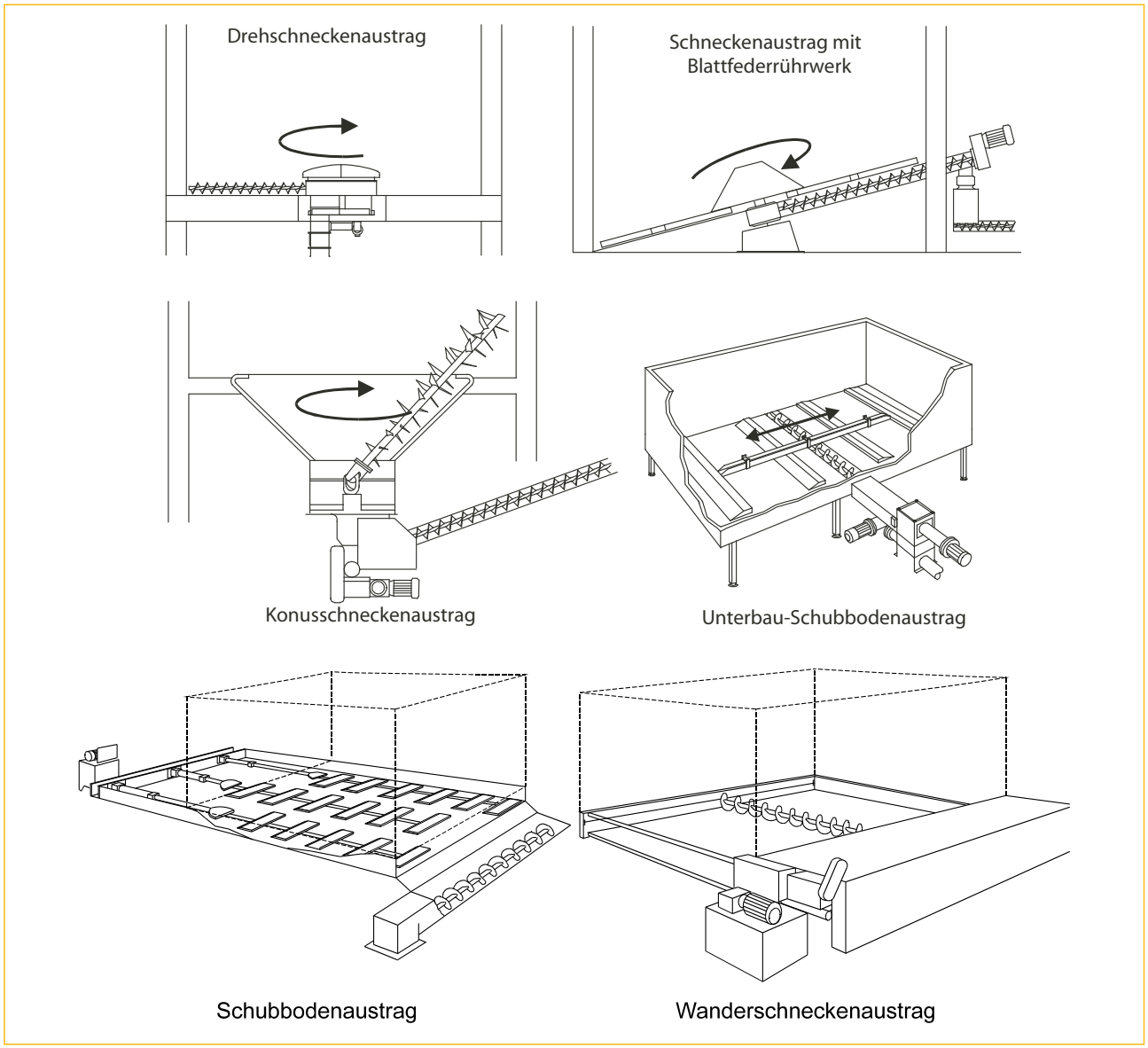


Abb. 3.13: Schematische Darstellung unterschiedlicher Systeme zum Lageraustrag /Hartmann 2001/

TAB. 3.1: MERKMALE UND KENNDATEN AUSGEWÄHLTER AUTOMATISCHER LAGERAUSTRAGESYSTEME (KLEINANLAGEN)

	Schrägboden/ Trichterauslauf	Schneckenaustrag mit Blattfederrührwerk	Konusschnecken-austrag	Drehschnecken-austrag	Schubbodenaustrag
Lagergrundriss	rund, eckig	rund, eckig	rund, eckig	rund, eckig	rechteckig, länglich
Lagergröße	Ø bis ca. 4 m	Ø 1,5 bis ca. 4 m	Pendelwirkdurchmesser 2 bis 5 m	Ø 4 bis ca. 10 m	keine Begrenzung (parallele Schubböden)
Art des Lagergutes	Pellets, Körner-Brennstoffe (gute Fließeigenschaften)	feine/mittlere Hackschnitzel (rieselfähig)	trockene, feine bis mittlere Hackschnitzel, bis ca. 50 mm Länge	feine bis mittlere Hackschnitzel bis 100 mm Länge	leichte bis schwerste Güter, auch sehr grob
Max. Lagerhöhe	› 20 m	6 m	10 m	20 m	10 m
Leistung		3 m^3/h	5 m^3/h	50 m^3/h	20 m^3/h

Quelle: /Hartmann 2003/

Das durch die Austragsstutzen geförderte Material gelangt zum vorderen Schneckenkasten, in dem in einem Schneckentrog die elektrisch angetriebene Querschnecke gelagert ist, die den Transport zur Austragsöffnung übernimmt.

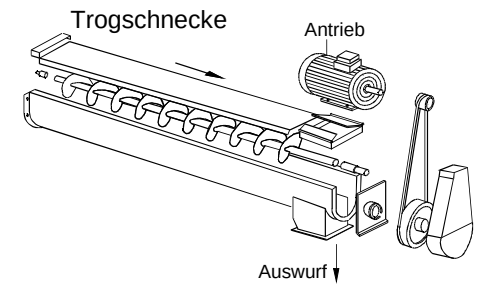
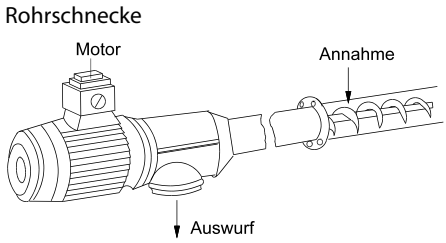
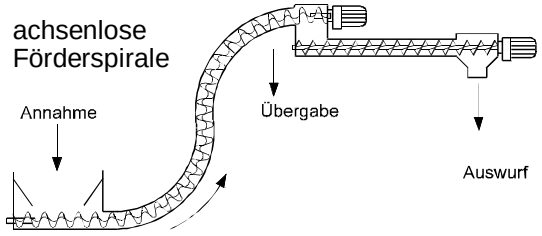
Brennstoffördersysteme

Für den Transport des Brennstoffes aus dem Lager zur Feuerungsanlage stehen verschiedene Fördersysteme zur Verfügung. Im praktischen Einsatz sind – insbesondere bei kleineren Leistungen – vor allem Schnecken häufig anzutreffen, die sowohl zur Lagerentnahme als auch zur Beschickung der Konversionsanlage verwendet werden. Der Förderdurchsatz ist dabei unter anderem von der Neigung der Förderstrecke abhängig; sie bestimmt die Füllhöhe zwischen den Schneckenwindungen. Feinere Materialien (Pellets, Körner) neigen bei Steigungsstrecken zudem zum Zurückrieseln (Schlupf), was die Förderleistung mindern kann. Die Merkmale von Förderschnecken sind in Tabelle 3.2 zusammengestellt. Neben den Förderschnecken gibt es noch weitere Systeme, die in Tabelle 3.3 vorgestellt werden.

Je nach Art der Förderung wird das Fördergut unterschiedlich starken Belastungen ausgesetzt. Diese sind bei Kratzkettenförderern oder Schnecken erheblich größer als bei Elevatoren oder Förderbändern. Bei pneumatischen Systemen kann außerdem noch der Effekt der Prallbeanspruchung in Rohrwinkeln oder beim Aufprall gegen eine Prallplatte mit Geschwindigkeiten von bis zu 80 km/h hinzukommen. Dies ist vor allem bei bruchempfindlichen Brennstoffen (z. B. Pellets) zu berücksichtigen. Die unterschiedlichen Systeme werden oft miteinander kombiniert.

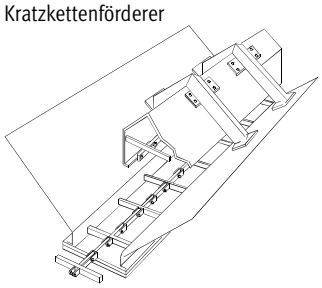
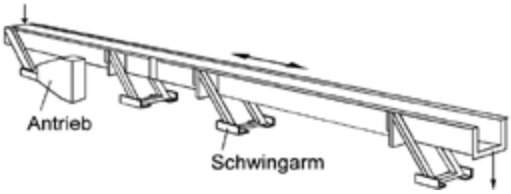
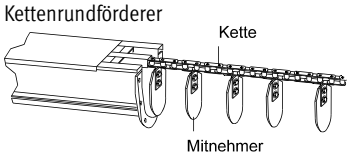
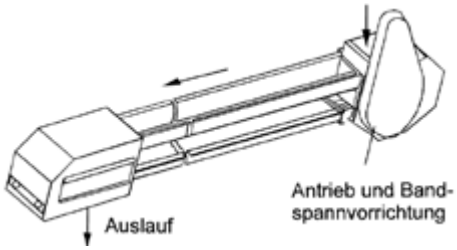
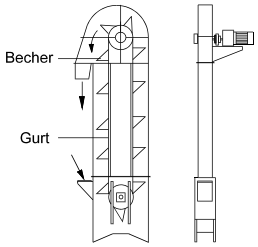
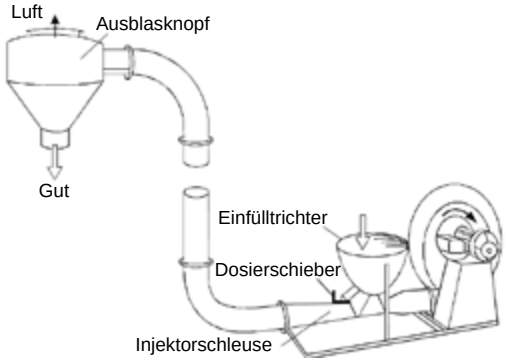
Halmgut kann prinzipiell als ganzer Ballen oder in aufgelöster Form verfeuert werden. Bei der stückweisen Verfeuerung (Zigarrenfeuerung, siehe Abb. 3.23) werden die ganzen Ballen in einer endlosen Reihe in den Kessel geschoben und verbrennen dort von ihrer Stirnseite aus. Der Kran legt die Ballen in einen Speisekasten, und ein hydraulischer Kolben schiebt sie in einen Beschickungstunnel. Von dort werden sie von Mitnehmern zum Brenner in der Kesselwand befördert. Zwischen Speisekasten und Beschickungstunnel muss eine Feuerungsklappe zur Vermeidung von Rückbrand vorgesehen werden. Die Verfeuerung von aufgelöstem Stroh erfordert entweder einen Häcksler oder einen Ballenauflöser (Abb. 3.14), der sich gegen den Häcksler durchgesetzt hat. Am Strohtisch werden die Bänder zerschnitten und die Ballen zum Ballenauflöser transportiert. Dort erfolgt z. B. durch auf- und abgehende Zahnstangen die Auflösung der Ballen. Das Stroh fällt durch einen Trichter und wird von einer Stokerschnecke oder einem Kolben in den Kessel ausgetragen. Alternativ dazu kann das aufgelöste Stroh auch eingeblasen werden.

TAB. 3.2: BAUART UND VERWENDUNG VON SCHNECKENFÖRDERSYSTEMEN

Bauart	Merkmal bzw. Einsatzzweck
	• u-förmiger Querschnitt, nach oben flach, Deckel abnehmbar • für horizontale oder leicht geneigte gerade Förderstrecken • Einsatz für feine bis grobe homogene Schüttgüter (ohne Überlängen)
	• Bauart wie Trogschnecke, aber runder Förderquerschnitt (Rohr), Reinigung durch Rückwärtslauf • für horizontale oder leicht geneigte gerade Förderstrecken • Einsatz für trockene, leicht rieselfähige Güter (Pellets, Körner)
	• Ausführung der Förderwendel als achsenlose Spirale (daher auch „seelenlose Schnecke“) • für gebogene Förderwege • Einsatz für trockene, leicht rieselfähige Güter (Pellets, Körner)

Quelle: /Hartmann 2001/

TAB. 3.3: BAUART UND VERWENDUNG VON FÖRDERSYSTEMEN (AUSSER SCHNECKEN)

Bauart	Merkmal bzw. Einsatzzweck
Kratzkettenförderer 	• nur horizontale, gerade Förderstrecken • Kombinationsmöglichkeit mit Siebstrecke zur Abscheidung von Überlängen bzw. Feinmaterial • für alle Schüttgüter
Vibrorinne (Schwingförderer) 	• nur horizontale, gerade Förderstrecken • Kombinationsmöglichkeit mit Siebstrecke zur Abscheidung von Überlängen bzw. Feinmaterial • für alle Schüttgüter
Kettenrundförderer 	• nur waagerechte Förderung • viele Abnahmestellen möglich • gerade und gebogene Förderstrecken • für gut rieselfähige Schüttgüter (Pellets, Getreidekörner, Rapssaat)
Förderband 	• für horizontale oder (bei profiliertem Gurt) leicht geneigte gerade Förderstrecken • für alle Schüttgüter • geringer Leistungsbedarf
Becherelevator 	• nur senkrechte Förderung • für leicht rieselfähige Schüttgüter • Variante „Kettenelevator“: Anstelle von Riemenscheiben werden Ketten mit Gummi-Mitnehmer-scheiben verwendet.
Fördergebläse 	• horizontale oder vertikale Förderung • auch gebogene Förderstrecken • flexibler Aufbau • für trockene Materialien (Pellets, Feinhackgut, Späne, Körner, loses Halmgut) • hoher Leistungs- und Energiebedarf • Gefahr der Staubentwicklung

Quelle: /Hartmann 2001/

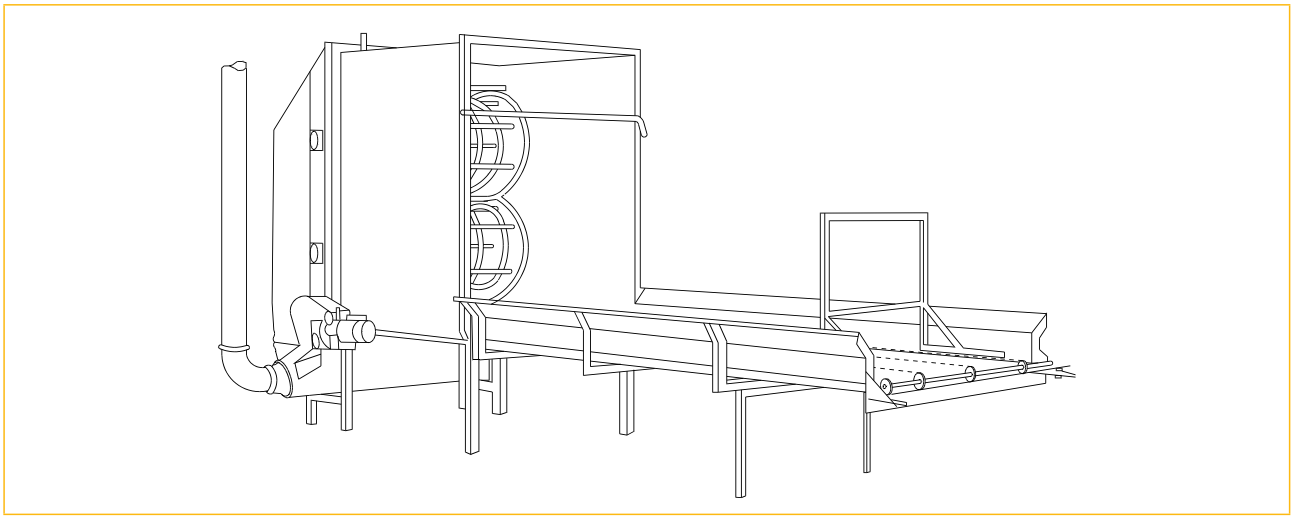


Abb. 3.14: Ballenaustrag mit Strohbahn, Ballenauflöser und pneumatischer Strohabfuhr, nach /LIN-KA 2012/

Kesseleintragesysteme

Zum Kesseleintrag kommen prinzipiell Schneckenfördersysteme (vgl. Abb. 3.17, 3.18), Kolbenbeschickungssysteme (vgl. Abb. 3.19) bzw. für Halmgut ein Ballentransportband zum Einsatz. Für sehr feines Stückgut werden auch Staubbrenner in Kombination mit einem Fördergebläse (vgl. Tabelle 3.3) eingesetzt. Um sicherzustellen, dass es keinen Rückbrand gibt bzw. dass keine heißen Abgase aus dem Feuerungsraum durch das Kesseleintragesystem ins Brennstofflager gelangen, müssen diverese Brandschutzeinrichtungen installiert werden.

3.2.3 Feuerungssysteme

Die Wahl des Feuerungssystems hängt neben der Anlagengröße von der Beschaffenheit des Brennstoffs ab. Entscheidende Parameter sind der Wassergehalt, der Aschegehalt, die Temperatur der Ascheerweichung und der Schadstoffgehalt. Darüber hinaus ist die Form bzw. Stückigkeit ein wesentliches Entscheidungskriterium für die Wahl des Feuerungssystems (z. B. Späne, Häcksel, Pellets, Ballen). Abb. 3.15 zeigt den Anwendungsbereich von Feuerungssystemen in Abhängigkeit von der Anlagengröße und der Form der Biomasse.

Bereits im Vorfeld einer Anlagenkonzipierung sind also Aussagen über die Art der Feuerung in Abhängigkeit vom Brennstoff und seiner Lieferform möglich.

- Ballen lassen sich in Zigarrenfeuerungen und Vibrationsrostfeuerungen verbrennen, die in einem Leistungsbereich ab etwa 3 MW eingesetzt werden können.
- Holzscheite können in Schacht- oder Vorschubrostfeuerungen je nach thermischer Leistung zum Einsatz kommen.
- Zu Hackschnitzeln aufgearbeitetes Holz kann in nahezu allen verfügbaren Feuerungssystemen eingesetzt werden (d. h. Schachtfeuerungen, Unterschub-, Rost- und Wirbelschichtfeuerungen).
- Pellets weisen eine ähnliche Einsatzmöglichkeit in Feuerungsanlagen wie Hackgut auf. Auch hier gibt es praktisch keine technisch bedingten Begrenzungen bezüglich der installierbaren thermischen Leistungen oberhalb einer bestimmten Mindestgrenze.
- Häcksel aus Halmgut können in Unterschub-, Vorschubrost- und bedingt in Wirbelschichtfeuerungen innerhalb eines sehr breiten Leistungsbereichs genutzt werden.
- Späne aus Holz können bis zu einem bestimmten Anteil im Brennstoff in Unterschubfeuerungen verbrannt werden. In Vorschubrost-, Einblas- und Wirbelschichtfeuerungen bestehen keine Einschränkungen. Technisch bedingte Begrenzungen bei den installierbaren thermischen Leistungen oberhalb einer bestimmten Mindestgrenze gibt es nicht.
- Staubförmige Biomasse kann nur in Einblasfeuerungen eingesetzt werden, die aus ökonomischen Gründen nur oberhalb einer Mindestleistung von ca. 500 kW gebaut werden. Einblasfeuerungen spielen außerhalb Deutschlands, z. B. in den skandinavischen Ländern, den Benelux-Staaten und Großbritannien an transportgünstigen Standorten, insbesondere an der Küste, in Großkesselanlagen bei der Verbrennung von gemahlenen Holzpellets bzw. bei der Mitverbrennung in Kohlestaubbrennern eine wichtige Rolle /Gaderer 2011/.

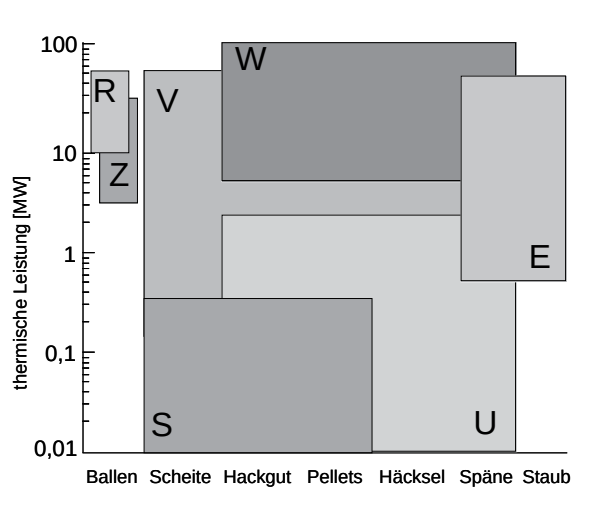


Abb. 3.15: Einordnung der Feuerungssysteme in Abhängigkeit von Anlagengröße und Form der Biomasse (E: Einblas-, R: Vibrations-, S: Schacht-, U: Unterschub-, V: Vorschubrost-, W: Wirbelschicht- [bis 250 MW], Z: Zigarrenfeuerung); nach /Spliethoff 2000/

Anlagen zur Biomasseverbrennung haben eine möglichst schadstoffarme und effiziente Erzeugung von Wärme und Strom zum Ziel. Bei der Planung einer Anlage muss die Feuerungstechnik auf den einzusetzenden Brennstoff und die notwendige Feuerungswärmeleistung abgestimmt werden. Die Techniken zur Verbrennung von Holz sind weitgehend ausgereift und erprobt /DBFZ 2012/. Verfahren zur energetischen Nutzung anderer Biomassen wie z. B. Stroh dagegen stellen in Deutschland vergleichsweise junge Techniken dar, deren energetische Nutzung in den letzten Jahren jedoch deutlich zugenommen hat /FNR 2012/. Eine Gegenüberstellung der genannten Feuerungsarten zeigt Tabelle 3.4. Weitere Informationen sind der Datensammlung (z. B. Tabelle 3-2-1) zu entnehmen.

Holzfeuerungen

Vorofenfeuerungen

- Anlagentechnik: Die Vorofenfeuerung, auch Entgasungsfeuerung genannt (Abb. 3.16), besteht aus einer separaten Feuerung, die als Entgasungsraum ausgeführt ist, und einem Kessel mit wassergekühltem Flammenraum. Der Brennstoff wird entweder über einen Fallschacht oder eine Förderschnecke in den schamottierten Entgasungsraum eingebracht. Die Beschickungseinrichtung gibt die Anforderungen an die Stückigkeit des Brennstoffes vor. Bei Beschickung über einen Fallschacht können auch gröbere Stücke aufgegeben werden, die bei Förderschnecken zu Blockierungen führen würden.
  Im Entgasungsraum wird der Brennstoff durch eine dosierte Luftzugabe teilweise verbrannt. Durch die Energiefreisetzung wird der restliche Teil des Brennstoffes vergast. Die gasförmigen Produkte gelangen in den Flammenraum, werden dort mit Sekundärluft vermischt und vollständig verbrannt. Anschließend werden die heißen Rauchgase durch den Kessel geleitet und geben dort ihre Energie an das Wärmeträgermedium ab.
  Für aschearme Brennstoffe ist der Entgasungsraum mit einem ruhenden Schrägrost versehen, für aschereiche und feuchte Brennstoffe kann ein Vorschubrost installiert werden. Vorofenfeuerungen können vollautomatisch und kontinuierlich betrieben werden und zeichnen sich durch eine gute Regelbarkeit aus.
- Einsatzbereich: Vorofenfeuerungen werden in einem Leistungsbereich von 35 kW bis 1,5 MW Feuerungswärmeleistung angeboten. Sie sind insbesondere für holzartige Brennstoffe in Form von Hackschnitzeln geeignet, der Platzbedarf ist aufgrund der Bauform vergleichsweise hoch.

Unterschubfeuerung

- Anlagentechnik: Unterschubfeuerungen werden mittels Förderschnecken automatisch aus einem Silo beschickt

TAB. 3.4: FEUERUNGSARTEN UND DEREN CHARAKTERISTIKA; BRENNSTOFFEIGNUNG, LEISTUNGSBEREICH

Feuerungsart	Beschickung	Brennstoffe	Leistungsbereich	Wassergehalt in % der FM
Holzfeuerungen				
Vorofenfeuerung mit Rost	mechanisch	Hackschnitzel, Aschegehalt bis 5 %	35 kW – 1,5 MW	5–30
Unterschubfeuerung	mechanisch	Pellets, Späne Aschegehalt bis 1,5 %	10 kW – 2,5 MW	5–30
Vorschubrostfeuerung	mechanisch	alle Holzbrennstoffe, Aschegehalt bis 50 %	150 kW – 50 MW	5–60
Wanderrostfeuerung	mechanisch	alle Holzbrennstoffe, Aschegehalt bis 50 %	1 MW – 20 MW	5–60
Stationäre Wirbelschichtfeuerung	mechanisch	Partikeldurchmesser < 90 mm	5 MW – 35 MW	5–60
Zirkulierende Wirbelschichtfeuerung	mechanisch	Partikeldurchmesser < 40 mm	15 MW – 250 MW	5–60
Einblasfeuerung	pneumatisch	Partikeldurchmesser < 5 mm	500 kW – 50 MW	meist < 20
Halmgutfeuerungen				
Ballenfeuerung mit stirnseitigem Abbrand („Zigarrenfeuerung“)	mechanisch	Halmgutballen	> 3 MW	< 20
Ballenfeuerung mit Ballenteiler	mechanisch	Halmgutquaderballen	0,5 MW – 3 MW	< 20
Ballenfeuerung mit Ballenauflöser	mechanisch	Halmgutquaderballen	> 0,5 MW	< 20
Halmguttaugliche Schüttgutfeuerungen - Schubbodenfeuerung - Vorschubrostfeuerung	mechanisch	Häckselgut, Pellets, Quaderballen	0,05 MW – 3 MW 2,5 MW – > 20 MW	< 20

Quelle: nach /Spliethoff 2000/, /Hartmann et al. 2004/, /Gaderer 2011/

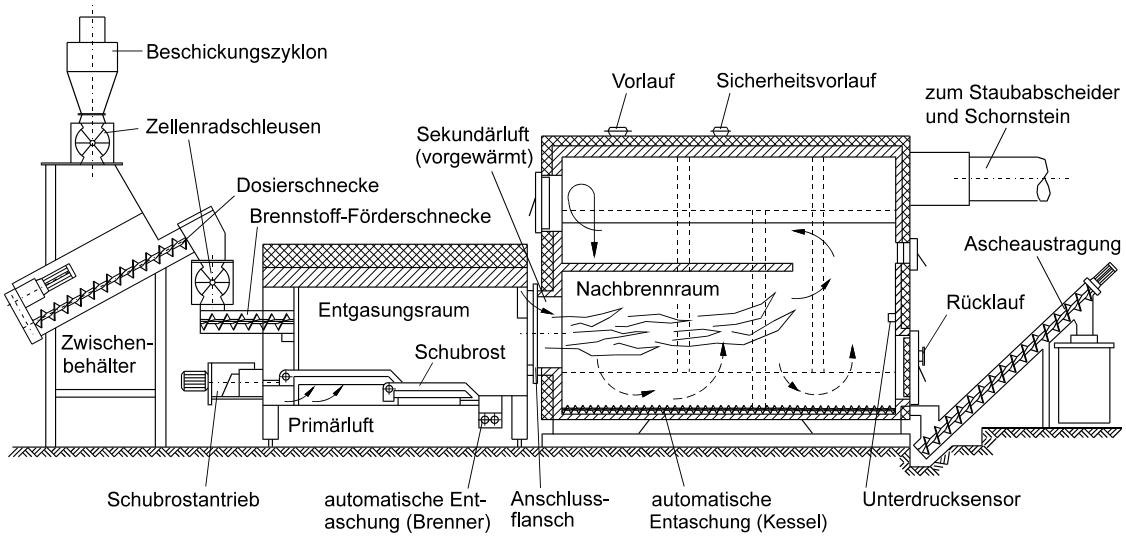


Abb. 3.16: Schematische Darstellung einer Vorofenfeuerung /Nussbaumer und Hartmann 2001/

(Abb. 3.17). Der Brennstoff wird mit einer Stokerschnecke von unten einer Brennraummulde, einer sogenannten Retorte, zugeführt. Die Beschickungseinrichtung mit Stokerschnecke besteht aus einem Dosierbehälter, dem Fallschacht und dem Förderrohr, in dem die Schnecke geführt ist. Im Bereich des Feuerblocks soll die Schnecke aus hitzebeständigem Stahl ausgeführt sein. Am Förderrohr müssen Sicherheitseinrichtungen (z. B. Thermostat und Löschwasseranschluss) als Rückbrandsicherung vorgesehen werden.

In der Brennraummulde wird der Brennstoff getrocknet, entgast und unter Zugabe von Primärluft vergast. Die dabei entstehenden Gase gelangen mit der Primärluft durch die oben aufliegende Glutschicht, werden gezündet und im Feuerraum bei Zugabe von Sekundärluft vollständig verbrannt. Unterschubfeuerungen sind durch eine abgestimmte Brennstoff- und Luftzufuhr prinzipiell gut regelbar. Kontinuierlich laufende Brennstoffzuführung und geringe Glut- und Brennstoffmengen im Feuerraum erlauben einen Betrieb mit niedrigen Schadstoffemissionen. Die in der Brennraummulde anfallende Asche wird mit einer meist motorisch angetriebenen Austragsschnecke ausgeschleust.

- Einsatzbereich: Im kleinen (10–100 kW) und mittleren (100–2.500 kW) Leistungsbereich werden für die Verfeuerung von Pellets, Hackgut, Spänen und – bis zu einem gewissen Umfang – auch für staubförmige Brennstoffe überwiegend Unterschubfeuerungen eingesetzt. Diese eignen sich vor allem für relativ trockene Brennstoffe (< 30 %) mit einem niedrigen Aschegehalt (< 1,5 %). Die Brennstoffzuführung limitiert hier in der Regel die Partikelgröße des Brennstoffs, sodass kleinere Anlagen mit Holzpellets und Hackgut mit einer Brennstoff-Stückgröße < 5 cm betrieben werden /Gaderer 2011/. Das Haupteinsatzgebiet der Unterschubfeuerungen liegt im holzverarbeitenden Gewerbe.

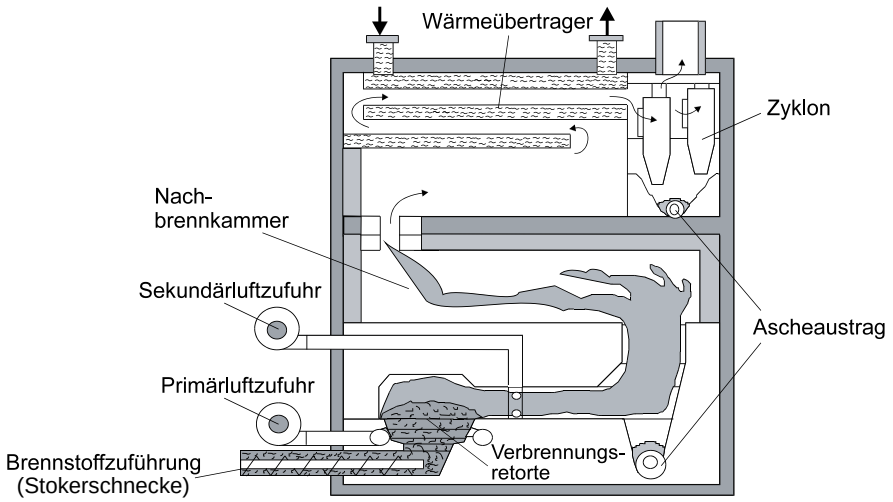


Abb. 3.17: Schematische Darstellung einer Unterschubfeuerung /Nussbaumer und Hartmann 2001/

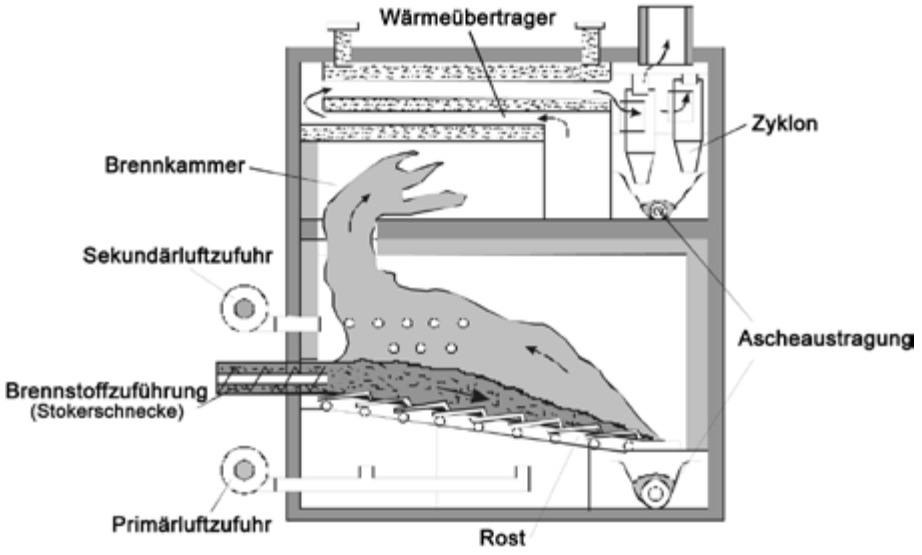


Abb. 3.18: Vorschubrostfeuerung nach dem Gegenstromprinzip (geeignet für nasse Brennstoffe) /Nussbaumer und Hartmann 2001/

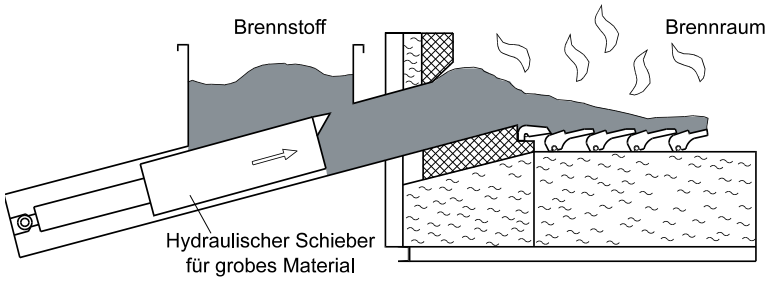


Abb. 3.19: Funktionsweise Vorschubrostfeuerung mit einer Kolbenbeschickung /Nussbaumer und Hartmann 2001/

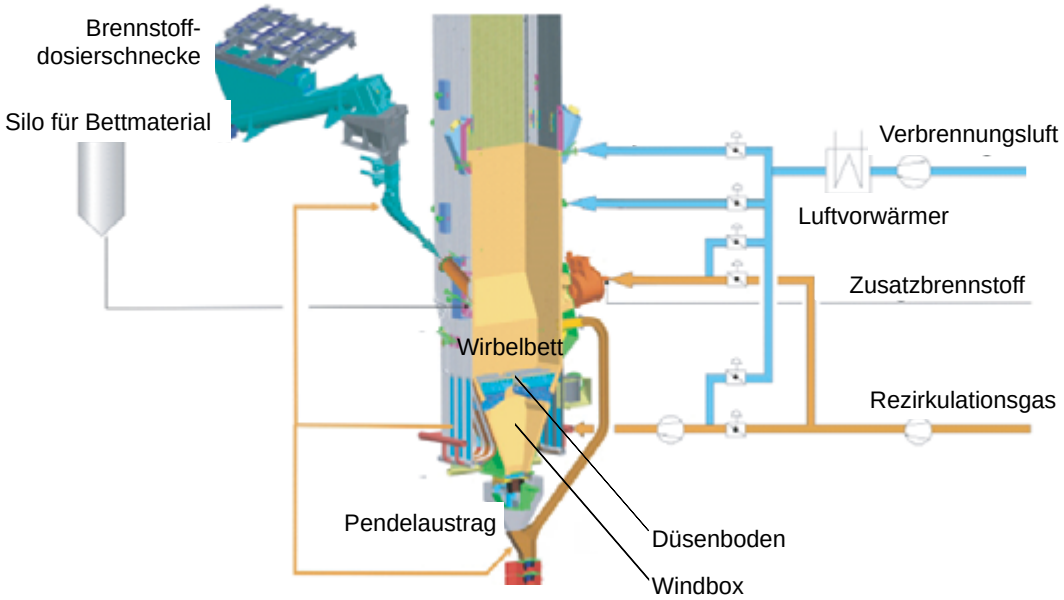


Abb. 3.20: Schematische Darstellung einer stationären Wirbelschichtfeuerung, in Anlehnung an /TBU Stubenvoll GmbH 2012/

Rostfeuerungen

- Anlagentechnik: Im Leistungsbereich um und größer 1 MW_{th} sind Rostfeuerungen, die verfahrenstechnisch der Familie der Festbettfeuerungen angehören, die dominierende Technologie zur Verbrennung von Biomasse /DBFZ 2012/. Üblich ist die Bauform ab etwa 500 kW Leistung, einfache Roste sind aber bereits ab etwa 50 kW erhältlich /Gaderer 2011/. Derzeit werden Vorschubrost-, Wanderrost- und Rückschubrostfeuerungen für die Verfeuerung von holzartiger Biomasse angeboten. Als Brennstoff eignet sich auch problematische feste Biomasse wie feuchte Holzreste oder aschereiche Rindenabfälle.
  Die für die Holzverbrennung am häufigsten anzutreffende Rostbauart ist der Vorschubrost /DBFZ 2012/. Der Rost wird vom Brennstofflager über einen Rutschkanal, eine Förderschnecke (Abb. 3.18) oder durch einen Kolbenbeschicker (Abb. 3.19) bis zur Aufgabekante aufgebracht. Besonders bei Einsatz von grobkörnigen, ungleichmäßigen Brennstoffen (Rinde, Schredder-, Landschaftspflegeholz) ist die Kolbenbeschickung vorzuziehen. Durch die Rostbewegung wird das Brenngut von der Aufgabe bis zum Rostende befördert. Es trocknet, pyrolisiert, vergast und verbrennt während der Vorlaufzeit vollständig. Die Primärluft wird unterhalb, die Sekundärluft oberhalb des Rostes und vor den teilweise ausschamottierten Nachbrennzonen eingeblasen.
- Einsatzbereich: In Rostfeuerungen genügen in Bezug auf die Stückigkeit, den Asche- und Wassergehalt geringe Brennstoffqualitäten, da die Verweilzeiten des Brennstoffes und die Verbrennungsluftströme über einen weiten Bereich den Brennstoffeigenschaften angepasst werden können. Rostfeuerungen eignen sich auch für Brennstoffe mit einem sehr hohen Aschegehalt bis zu 50 % und einem Wassergehalt bis zu 60 %. Für Brennstoffe mit Ascheerweichungstemperaturen ‹850 °C werden die Rostelemente und der Brennraum oft wassergekühlt ausgeführt /Gaderer 2011/. Im Vergleich zu Unterschubfeuerungen sind Vorschubrostfeuerungen aufgrund der größeren Brennstoffmengen im Feuerraum schlechter regelbar und für schnelle Lastwechsel weniger geeignet.

Wirbelschichtfeuerung

Wirbelschichtfeuerungen lassen sich unterteilen in stationäre Wirbelschichtfeuerung und zirkulierende Wirbelschichtfeuerung. Beide Systeme werden nachfolgend vorgestellt.

Stationäre Wirbelschichtfeuerung

- Anlagentechnik: Bei der Wirbelschichtverbrennung wird der aufbereitete Brennstoff in einem Wirbelbett, das zu 95 bis 98 % aus Inertmaterial (z. B. Sand) und nur zu 2 bis 5 % aus brennbarem Material besteht, bei 800 bis 900 °C verbrannt. In Abb. 3.20 ist eine stationäre Wirbelschicht schematisch dargestellt. Durch Zugabe von Luft durch den Düsenboden wird das Bett aufgewirbelt und das Gemisch aus Bettmaterial und Brennstoff in Schwebe gehalten. Dadurch bildet sich ein klar erkennbares Wirbelbett aus. Der Austrag an Bettmaterial wird dadurch gering gehalten. Hierzu hat sich eine Strömungsgeschwindigkeit für das Gas zwischen dem 5- bis 15-Fachen der Lockerungsgeschwindigkeit bewährt.
  Der Brennstoff wird in diesem Beispiel durch eine Wurfbeschickung von oben auf das Wirbelbett aufgegeben, kann jedoch auch mittels Förderschnecken direkt in das Wirbelbett eingebracht werden. Dort findet die Ent- und Vergasung des Brennstoffs und der Abbrand des festen Kohlenstoffs statt. Ein großer Anteil der flüchtigen Bestandteile wird in der Nachbrennkammer verbrannt. Das heiße Abgas verlässt die Brennkammer und wird in den Wärmetauscher geleitet. Die Asche wird als Flugasche über Entstaubungseinrichtungen abgeschieden /Kaltschmitt et al. 2009/.
- Einsatzbereich: Die prozessbedingte intensive Mischung und Verbrennung, der gute Wärmeübergang im Wirbelbett sowie die Entkopplung der Verweilzeit der Partikel und der Rauchgase lassen hinsichtlich Feuchte, Zusammensetzung und Aufbereitung ein breites Brennstoffspektrum zu. Wirbelschichtfeuerungen eignen sich insbesondere zur Verfeuerung mehrerer, auch stark unterschiedlicher Brennstoffe.
  Aufgrund der niedrigen Verbrennungstemperatur der Wirbelschichtfeuerung werden Probleme wie Verschlackung und Verschmutzung gemindert. Lediglich bei sehr alkalireichen Brennstoffen (z. B. Stroh) besteht die Gefahr der Versinterung des Wirbelbettes, was die Anwendung der Wirbelschichttechnik bei alleiniger Verbrennung dieses Brennstoffes ausschließen kann. Für eine ausschließliche Verbrennung von Holz ist die Technik der Wirbelschichtfeuerung jedoch geeignet.
  Für die stationäre Wirbelschichtfeuerung ist die Aufbereitung ähnlich wie bei der Rostfeuerung. In beiden Anlagentypen kann gehacktes Holz kleiner als 90 mm eingesetzt werden.
  Da die stationäre Wirbelschicht apparativ aufwendig ist, kann sie wirtschaftlich nur in größeren Einheiten (›5–35 MW_{th}) betrieben werden.

Zirkulierende Wirbelschicht

- Anlagentechnik: Die zirkulierende Wirbelschicht unterscheidet sich von der stationären durch eine deutlich größere Luftzugabe unterhalb des Wirbelbettes. Dabei liegen die Gasgeschwindigkeiten in der Wirbelschicht über der Schwebegeschwindigkeit für die Einzelpartikel. Damit existiert bei dieser Art Wirbelschicht keine erkennbare Bettoberfläche mehr, sondern das Wirbelbett ist über den gesamten Reaktor ausgedehnt. Die Wirbelschicht bildet sich allerdings über die gesamte Höhe nicht gleichmäßig aus. Vielmehr entsteht im unteren Teil eine dichtere Zone und im oberen Teil eine dünnere Zone. Durch die hohen Gasgeschwindigkeiten wird das Bettmaterial zudem aus dem Reaktor ausgetragen. Es muss deshalb anschließend mithilfe eines oder mehrerer Zyklone wieder vom Gasstrom abgetrennt und über den Siphon wieder der Feuerung zugeführt werden, wodurch ein geschlossenes System entsteht. Im unteren Bereich der Wirbelschicht wird auch der Brennstoff, meist mit Förderschnecken, zudosiert /Kaltschmitt et al. 2009/. Der prinzipielle Aufbau einer zirkulierenden Wirbelschicht ist in Abb. 3.21 dargestellt.
- Einsatzbereich: Für eine zirkulierende Wirbelschichtfeuerung ist eine Aufbereitung des Brennstoffes auf eine maximale Abmessung von kleiner 40 mm erforderlich. Da die zirkulierende Wirbelschicht apparativ aufwendiger ist als die stationäre, beschränkt sich ihr Einsatzbereich auf Anlagen mit

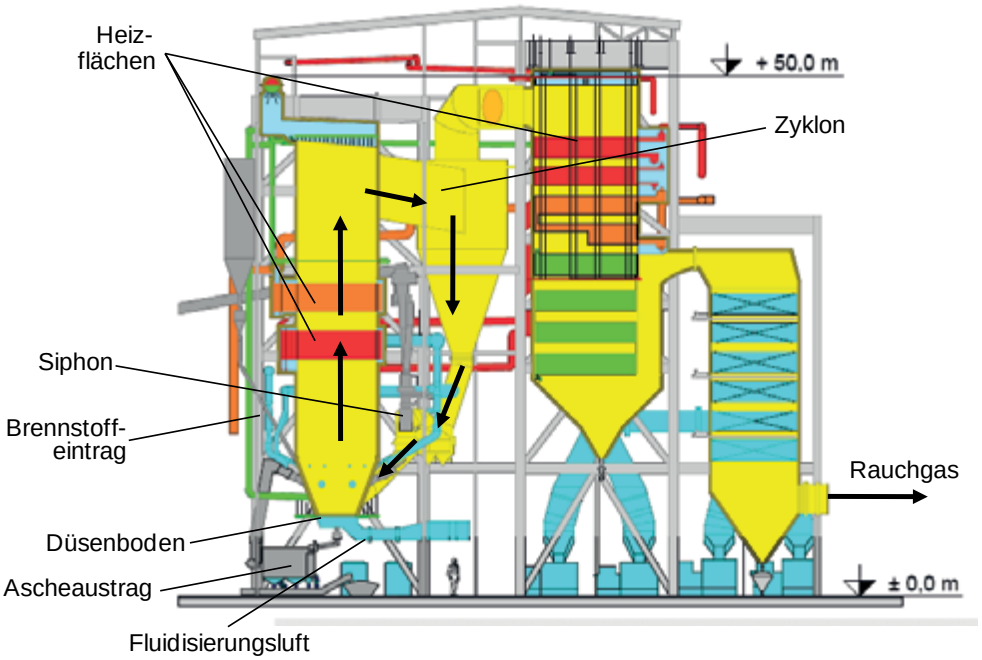


Abb. 3.21: Schematische Darstellung einer zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung /Hickey 2001/

mehr als 15 MW Feuerungswärmeleistung. Die zirkulierende Wirbelschicht findet besonders bei der Altholzverbrennung Anwendung, da sie im Gegensatz zur stationären mit höheren Asche- und Fremdstoffgehalten zurechtkommt. In skandinavischen und zunehmend auch in anderen Ländern werden in der Papier- und Zellstoffindustrie anfallende Holzreste und Schlämme in zirkulierenden Wirbelschichtfeuerungen verbrannt. Aufgrund der wirtschaftlichen Leistungsgröße, insbesondere des zirkulierenden Typs, eignen sich Wirbelschichtfeuerungen besonders zur Mitverbrennung von Biomasse.

Einblasfeuerung

- Anlagentechnik: Einblasfeuerungen für die Biomasseverbrennung sind meist als Zyklon- oder Muffeleinblasfeuerung ausgeführt. In Abb. 3.22 ist die Funktionsweise einer Muffeleinblasfeuerung schematisch dargestellt. Der Brennstoff wird mit Primärluft tangential in die Brennkammer eingeblasen. Es bildet sich eine Strömung aus, die – einer Zyklonströmung ähnlich – rotiert. Größere, in den Brennraum eingeblasene Partikel setzen sich im hinteren Teil der Brennkammer ab und verbrennen dort. Feine Teilchen verbrennen im Flug. An einer Einschnürung der Muffel wird Sekundärluft eingeblasen. Diese Einschnürung am Muffelende bewirkt eine Geschwindigkeitserhöhung und somit eine gute Vermischung der Rauchgase mit der Sekundärluft. Moderne und größere Zykloneinblasfeuerungen sind kontinuierlich geregelt, d.h., die eingebrachte Brennstoffmenge ist auf die momentan erforderliche Feuerungsleistung und die Verbrennungsluftzufuhr genau auf die Brennstoffmenge abgestimmt. Mit diesen Feuerungen können die Emissionen an unverbrannten Rauchgasbestandteilen gering gehalten werden. Die genaue Abstimmung von Brennstoff und Verbrennungsluft ermöglicht zusätzlich effektive Primärmaßnahmen zur NO_x-Minderung.
- Einsatzbereich: Die Einblasfeuerung ist für Biomassen besonders dann sinnvoll, wenn der Brennstoff bereits in sehr feiner Form vorliegt. Dies ist oft in Holzverarbeitungsbetrieben der Fall, die zum Großteil mit schnelllaufenden Maschinen arbeiten und dabei feine Späne als Rückstände produzieren. Die Feuerungen sind grundsätzlich auch für Halmgüter geeignet. Dies setzt jedoch meistens eine spezielle Aufbereitung zu Staub voraus. Bei Brennstoffen, die einen Grobanteil aufweisen, kann eine Staubfeuerung mit Nachverbrennungsrost sinnvoll sein. Staubbrenner werden häufig zusätzlich in Rostfeuerungen integriert.
  Einblasfeuerungen für Biomassen werden in einem thermischen Leistungsbereich ab 500 kW bis etwa 50 MW angeboten.

Halmgutfeuerung

Rostfeuerungen

- Anlagentechnik: Die im Vergleich zu Holz niedrigeren Ascheerweichungs- und Sintertemperaturen (Temperaturen, bei denen die Asche anfängt aufzuschmelzen und „klebrig“ wird) von halmgutartiger Biomasse können dazu führen, dass der Brennstoff zusammenbackt und den Luftdurchtritt am Rost und damit die Verbrennung behindert. Temperaturen unterhalb der Ascheerweichungs- und Sintertemperaturen lassen sich in diesen Fällen mit geringeren Schütthöhen und niedrigeren Rostwärmebelastungen erreichen. Die maximale Feuerraumtemperatur sollte nicht höher als 800 bis 900 °C liegen. Eine weitere Möglichkeit, Versinterungen und Verschlackungen auf dem Rost zu vermeiden, bietet eine zusätzliche Wasserkühlung der Roststäbe. Ein Rostschüren

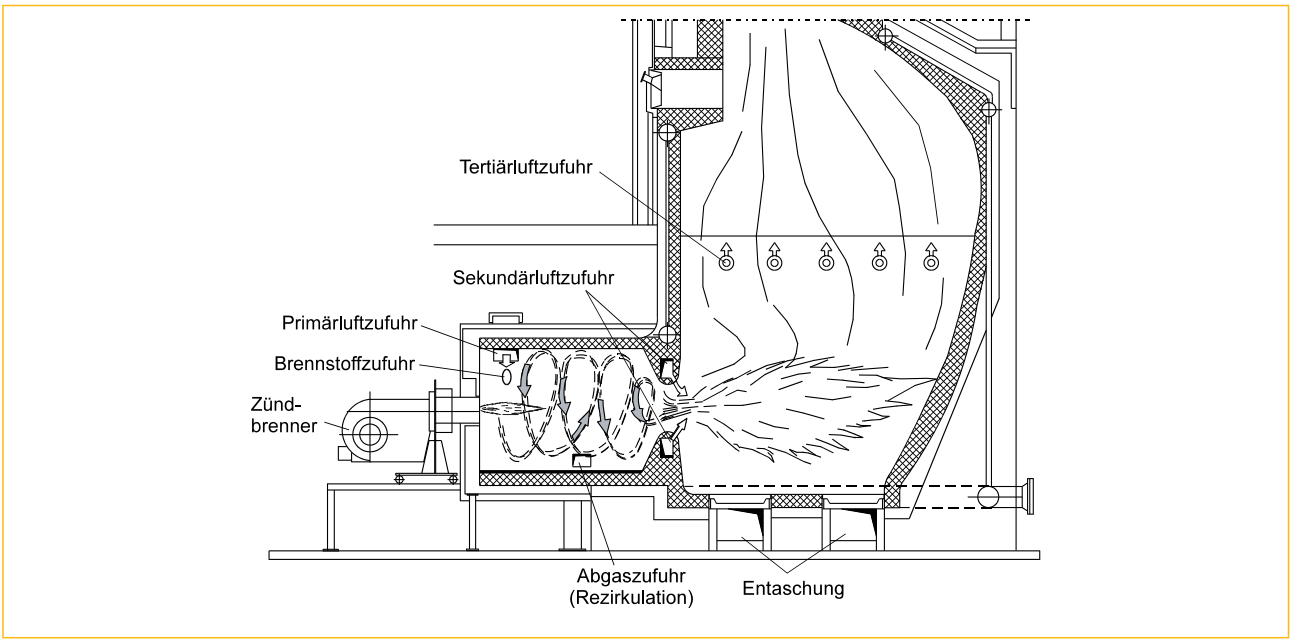


Abb. 3.22: Funktionsweise einer Muffeleinblasfeuerung /Nussbaumer und Hartmann 2001/

schafft nicht zuverlässig Abhilfe, da sich hieraus ein unvollständiger Ausbrand ergeben kann.

- Einsatzbereich: In Deutschland sind vorwiegend automatisch beschickte Kleinfeuerungsanlagen zur Strohnutzung (< 100 kW) im Einsatz. Jedoch wird die Zulassung der Kleinfeuerungsanlagen durch die novellierten Bundesimmissionsschutzverordnungen (1. BImSchV) für nicht-holzartige Biobrennstoffe (Regelbrennstoffe wie z. B. Stroh und ähnliche halmgutartige Biobrennstoffe) durch die aufwendigen Typenprüfungen zur Einhaltung von Grenzwerten bei PCDFF/F-Emissionen erheblich erschwert /FNR 2012/, /1. BImSchV 2010/.

  Ein Strohheizkraftwerk mit einer Feuerungswärmeleistung von ca. 50 MW (Rostfeuerung), ist in Emlichheim Ende 2013 in Betrieb genommen worden. Dabei wird ein wassergekühlter Vibrationsrost genutzt, wie er u. a. in Dänemark schon seit mehreren Jahren erfolgreich eingesetzt wird. In Gülzow, am Sitz der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), versorgt seit August 2013 ein Strohheizwerk (1 MW Kesselleistung) über ein Nahwärmenetz verschiedene öffentliche Liegenschaften /FNR 2013/. In verschiedenen Bundesländern sind weitere Strohheizkraftwerke bzw. Strohheizwerke in Planung, sodass Stroh als regenerativer Energieträger zur Erreichung der Ziele der Energiewende künftig verstärkt und effizient eingesetzt werden kann /FNR 2012/.

Zigarrenabbrandfeuerung

- Anlagentechnik: Die sogenannte Zigarrenabbrandfeuerung ist im Prinzip eine Rostfeuerung (siehe Abb. 3.23). Die Ballen werden jedoch nicht auf den Rost aufgegeben, sondern zunächst an ihrer Stirnseite gezündet, bevor sie kontinuierlich und entsprechend der Wärmenachfrage in den Brennraum geschoben werden. Abbrechende, unverbrannte Strohlagen fallen als Ballenstücke auf den Schrägrost und verbrennen dort vollständig. Die Asche wird mit dem Rost ausgetragen. Wasserkühlung, Rückbrandklappen am Zuführungsschacht und eine Mindestvorschubgeschwindigkeit verhindern ein Zurückbrennen der Ballen. Die Vorteile dieser Technologie liegen in der geringen Aufbereitung des Brennstoffes, der kontinuierlichen Brennstoffzufuhr sowie in dem relativ einfachen Aufbau der Anlage. Nachteilig ist das enge Brennstoffband und die Beschränkung auf einen Ballentyp mit genau einzuhaltenden Abmessungen.
- Einsatzbereich: Ballenquerschnitt und Mindestvorschubgeschwindigkeit legen eine Mindestleistung dieser Feuerungsart fest, allerdings können auch höhere Leistungen nur durch Aneinanderreihen mehrerer Feuerungen realisiert werden. Auch wegen des großen Aufwandes zur Automatisierung der Lager- und Beschickungseinrichtungen lassen sich Zigarrenbrenner in der Regel erst ab Leistungen von ca. 2 bis 3 MW_{th} wirtschaftlich einsetzen.

  In Dänemark beispielsweise ist ein Zigarrenbrenner mit anschließendem Schrägrost verbreitet. In Deutschland wurde das erste Strohheizwerk basierend auf dieser Feuerungstechnik mit einer thermischen Leistung von 3,15 MW 1993 in Schkölen in Betrieb genommen. Es war jedoch wegen der rückläufigen Wärmeabnahme nur bis Januar 2006 in Betrieb /Peisker 2008/.

Halmgutfeuerung mit zerkleinerten Ballen

- Anlagentechnik: Um Strohballen im kleineren Leistungsbereich, aber trotzdem mit kontinuierlicher Beschickung zu verfeuern, müssen die Ballen vorher zerkleinert werden. Zur Anwendung kommen hierfür Ballenteiler und Ballenauflöser. Beim Ballenteiler werden die Ballen durch ein Trennmesser in Scheiben geschnitten und diese auf den Rost einer halmguttauglichen Rostfeuerung geschoben. Beim Ballenauflöser werden die Ballen zerkleinert und das lose Stroh mit Schnecken in die Feuerung (Rost- oder Schubbodenfeuerung) eingetragen.

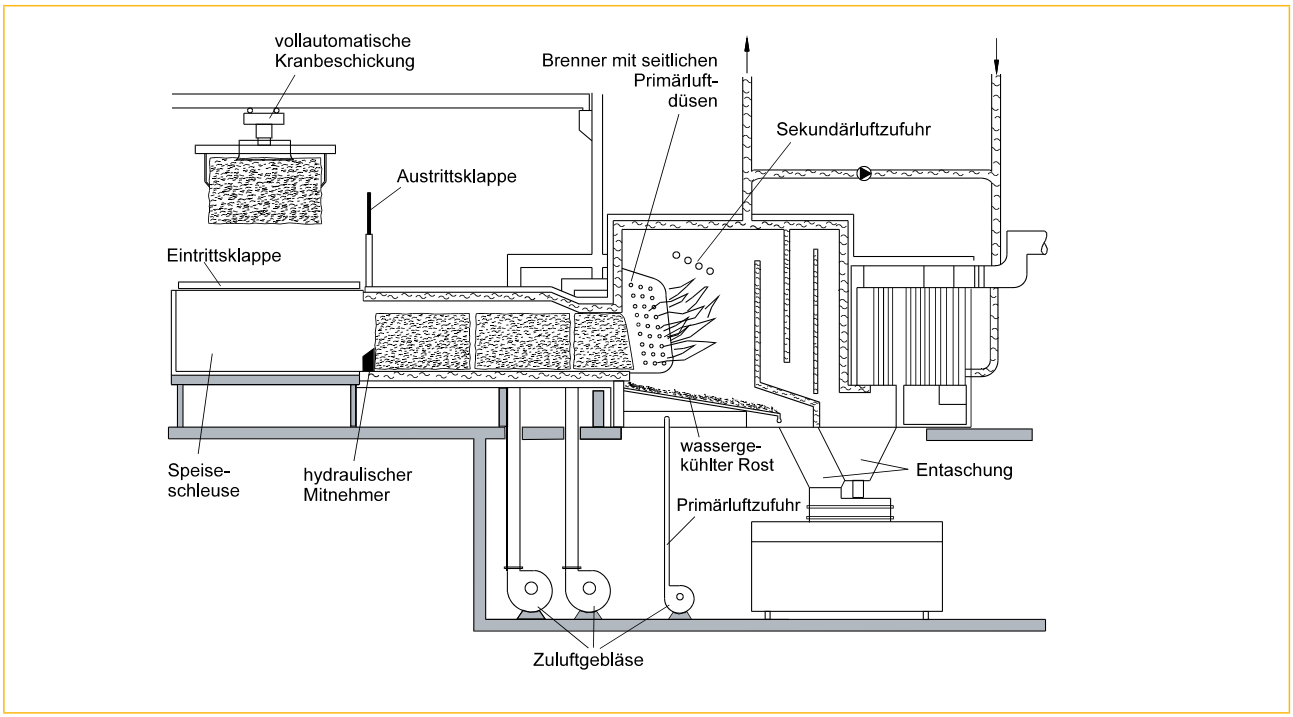


Abb. 3.23: Schematische Darstellung einer Ballenfeuerung mit stirnseitigem Ballenabbrand (Zigarrenabbrandfeuerung) /Nussbaumer und Hartmann 2001/

- Einsatzbereich: Halmgutfeuerungen mit zerkleinerten Ballen werden im Leistungsbereich zwischen 0,5 und 3 MW_{th} eingesetzt.

Weitere Informationen zu den Feuerungssystemen sind in den Kennblättern Abb. 3-2-1 bis Abb. 3-2-7 in der Datensammlung aufgeführt.

3.2.4 Kessel und Wärmeübertrager

In dem der Feuerung nachgeschalteten Kessel findet der Wärmeaustausch zwischen dem Rauchgas und dem Wärmeträger statt. Als Wärmeträgermedium wird Wasser bzw. beim ORC-Prozess (Organic-Rankine-Cycle, vgl. Kapitel 3.2.6) Thermoöl verwendet. Der Kesselwirkungsgrad, der das Verhältnis von Wärmeleistung des Kessels zur Brennstoffwärmeleistung darstellt, ergibt sich unter Berücksichtigung folgender Verluste:

- Verluste durch Unverbranntes (Feuerungsverluste) in Asche (unverbrannter Kohlenstoff) und Rauchgas (CO, C_xH_y),
- Oberflächenverluste (Isolationsverluste) durch Wärmeverluste über die Oberflächen des Kessels (und der Feuerung) nach außen,
- Abgasverluste durch die fühlbare Wärme der nach außen abgeleiteten Abgase.

In den meisten Fällen sind die Abgasverluste weitaus größer als die anderen beiden Verluste. Das Rauchgas muss daher möglichst weit abgekühlt werden. Je vollständiger die Wärme des Rauchgases auf den Wärmeträger übertragen wird, desto besser wird der Wirkungsgrad. Treibende Kraft für den Wärmeaustausch ist das Temperaturgefälle zwischen Rauchgas und Wärmeträger. Wie weit das Rauchgas abgekühlt werden kann, ist von der Rücklauftemperatur des Wärmeträgers und diese wiederum vom Nutzungsprozess abhängig. Sind beispielsweise an einen Kessel Niedertemperaturheizungen mit Rücklauftemperaturen von 30 °C und weniger angeschlossen, sind höhere Wirkungsgrade möglich als bei einer Anlage, in der ausschließlich Prozessdampf mit entsprechend höheren Temperaturen produziert wird. Die Abgastemperatur ist allerdings auch nach unten begrenzt. Abgase von Anlagen ohne Abgaskondensation dürfen nicht unter den Taupunkt abgekühlt werden, um den Ausfall von Feuchtigkeit zu vermeiden. Dies kann in Verbindung mit enthaltenen Säuren zu Korrosion an den Wärmetauschern und zur Versottung des Kamins führen.

Nach dem Bauprinzip wird zwischen Rauchrohr- und Wasserrohrkesseln unterschieden. Wasserrohrkessel bestehen aus Rohrsystemen, die mit einer Dampftrommel verbunden sind, in der die Trennung der beiden Phasen Wasser und Dampf erfolgt. Bei den Rauchrohr- oder Großwasserraumkesseln sind die Funktionen Wärmeübertragung und Phasentrennung kombiniert: Die Dampftrommel enthält waagerechte Rauchrohre, die vom Rauchgas durchströmt werden. Großkessel zur Dampferzeugung mit hohen Drücken sind ausschließlich Wasserrohrkessel.

Rauchrohrkessel

Der verbreitetste unter den Rauchrohrkesseln ist der Dreizug-Rauchrohrkessel (siehe Abb. 3.24), der oft auch als Großwasserraumkessel bezeichnet wird. Bei diesem Typ wird der Kessel vom Rauchgas dreimal in horizontaler Richtung durchströmt. Das Rauchgas wird dabei durch die Rauchrohre geleitet, die vom Wärmeträger umspült werden. Charakteristisch für diese Kesselbauart ist die vordere und hintere Wendekammer für die Rauchgase und die gute Zugänglichkeit der Rauchrohre zur Reinigung. Dazu können die Wendekammertüren geöffnet und die Rohre mit langen Bürsten gereinigt werden. Der Dreizug-Rauchrohrkessel wird sowohl als Warmwasser- als auch als Dampfkessel bis zu Dampfleistungen von 26 t/h und einem Druck von 25 bar gebaut /Sattler und Schiebel 2011/. Als Vor-

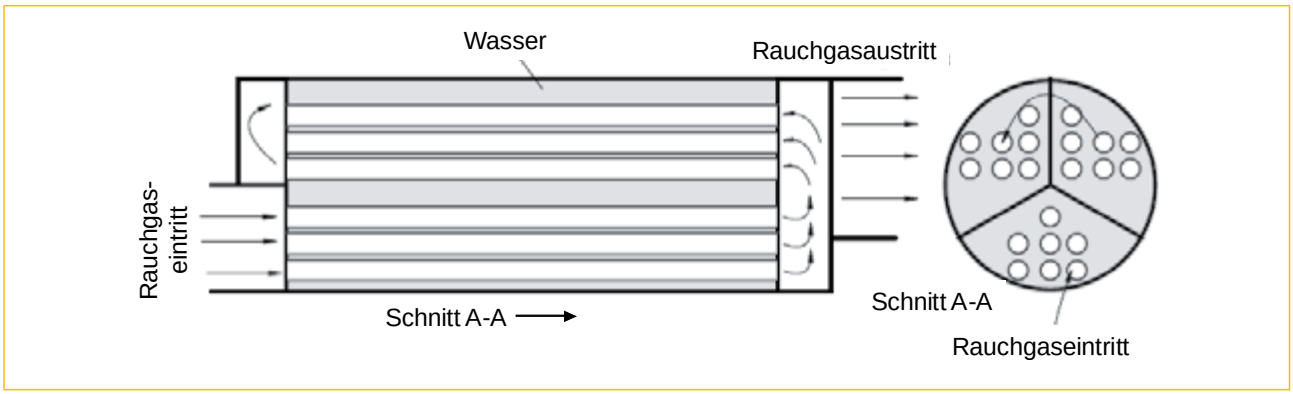


Abb. 3.24: Funktionsprinzip eines Dreizug-Rauchrohrkessels /Seeger 1989/

zug dieser Bauart erweist sich in vielen Fällen das große Wasservolumen und die damit verbundene Unempfindlichkeit gegenüber Lastschwankungen. Dies bedingt jedoch eine gewisse Trägheit im Aufheiz- und im Regelverhalten des Kessels.

Wasserrohrkessel

Bei Wasserrohrkesseln muss zwischen Kesseln, die im kleinen Leistungsbereich für den Niedertemperatur- und Niederdruckbereich eingesetzt werden, und Großkesseln für die Prozessdampf- oder Stromproduktion unterschieden werden. Bei allen Wasserrohrkesseln befindet sich das Wasser in den Rohren und die Rauchgase umströmen die Wasser- oder Dampfrohre.

Wasserrohrkessel für kleine Leistungen

Im kleinen Leistungs- und Niederdruckbereich sind Dreizug-Wasserrohrkessel weit verbreitet (Abb. 3.25). Bei dieser Kesselbauart umströmen die Rauchgase in drei Kesselzügen die Wärmetauscherrohre. Dieser Typ lässt sich sehr kompakt mit integrierter Feuerung bauen. Ein Nachteil gegenüber der Rauchrohrvariante ist die deutlich erschwerte Reinigungsmöglichkeit des Wärmetauscherteils. Durch die geringere Wassermenge im System ist der Wasserrohrkessel schneller anfahrbar, wobei diese Bauform üblicherweise als Schnelldampferzeuger bis ca. 30 bar gebaut wird /Sattler und Schiebel 2011/.

Wasserrohrkessel für große Leistungen

Für die Erzeugung von Dampf zur Stromerzeugung oder für Prozessdampf mit höheren Drücken und Temperaturen werden Wasserrohrkessel eingesetzt. Sie werden als (Natur-)Umlauf- oder Durchlaufkessel ausgeführt. Durchlaufkessel sind für höchste Feuerungswärmeleistungen im Kraftwerksbereich konzipiert. Aufgrund der üblicherweise beschränkten Feuerungswärmeleistungen bei Biomassefeuerungen kommen in diesem Bereich nahezu ausschließlich Umlaufkessel zur Anwendung. Auf die Beschreibung des Durchlaufkessels wird daher verzichtet.

Bei Dampferzeugern größerer Leistung bestehen die Heizflächen aus umfangreichen Parallelrohrsystemen, in denen das Arbeitsmittel Wasser auf Siedetemperatur vorgewärmt, verdampft und der Dampf überhitzt wird. Entsprechend besteht ein Dampferzeuger aus verschiedenen Heizflächen wie Wasservorwärmer, Verdampfer und Überhitzer, die von der Strahlungswärme und den heißen Rauchgasen beaufschlagt werden. Bei

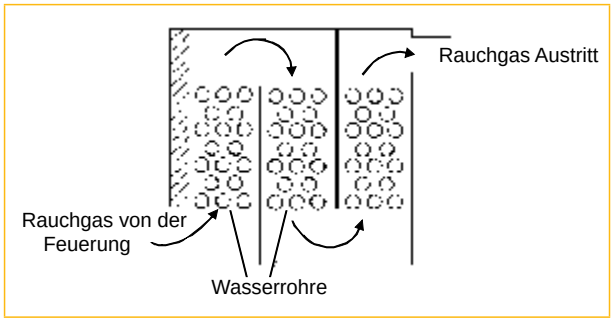


Abb. 3.25: Funktionsprinzip eines Dreizug-Wasserrohrkessels /Seeger 1989/

Umlaufsystemen wird je Umlauf nur ein Teil des Wassers in den Rohren verdampft. Die Trennung zwischen Wasser und Dampf findet in einer am oberen Teil des Kessels angeordneten Dampftrommel statt.

In Abb. 3.26 ist ein mit Biomasse gefeuerter Naturumlaufdampferzeuger dargestellt. Die Feuerraumwände, in denen die Verdampfung stattfindet, bestehen aus vielen parallel verlaufenden Rohren, die über Stege verbunden sind. Die Verbrennung findet im unteren Bereich des Feuerraums statt. Beim Umlaufkessel werden die Verdampferwände über ein Fallrohrsystem aus der Dampftrommel mit Wasser nahe der Siedetemperatur gespeist. Durch die Wärmezufuhr wird das Wasser teilweise verdampft und steigt nach oben in die Dampftrommel. Dort wird das Wasser vom Dampf getrennt. Der Dampf wird oben abgezogen und über im Rauchgasweg befindliche Wärmetauscher geleitet, weiter erhitzt (überhitzt) und dem Verbraucher (z. B. einer Turbine) zugeleitet. Der vom Verbraucher zurückkommende kondensierte Dampf, d. h. Speisewasser, wird erneut in die Dampftrommel gepumpt oder vorher durch spezielle, am Kesselende befindliche Speisewasservorwärmer geleitet.

Dampferzeuger werden in vielen verschiedenen Bauausführungen und Schaltungsvarianten der Heizflächen gebaut, wobei es sich bei größeren Kesseln häufig um Einzelanfertigungen handelt.

Verschmutzung, Verschlackung von Kessel und Heizflächenkorrosion

Bei Kesseln mit vorgeschalteter Biomassefeuerung sind rauchgasseitig insbesondere zwei Vorgänge zu beachten, die auch

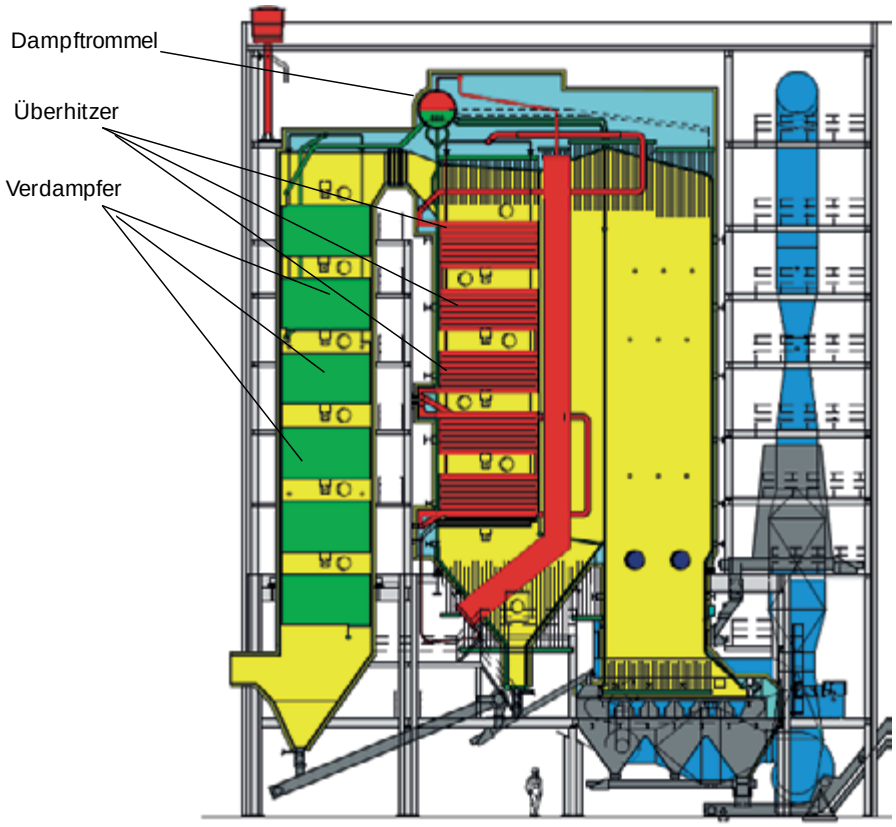


Abb. 3.26: Schematische Darstellung eines mit Biomasse gefeuerten Naturumlaufdampferzeugers /ALSTOM 2004/

zu Betriebsproblemen führen können. Dies sind die Verschmutzungs- und Verschlackungsproblematik und die Heizflächenkorrosion. Beiden Problemen kann durch entsprechende Maßnahmen begegnet werden, die schon bei der Anlagenplanung berücksichtigt werden müssen.

Verschmutzung und Verschlackung

Jeder Kessel wird durch die vom Rauchgas mitgeführte Flugasche durchströmt. Flugaschepartikel können sich an oder auf den Wärmetauscherrohren ablagern. Sind diese Ablagerungen locker und nicht verklebt, spricht man von Verschmutzung. Die Verschlackung entsteht durch ein „Zusammenbacken" an- oder aufgeschmolzener Aschepartikel.

Eine Verschmutzung kommt einerseits durch die Strömungsführung und durch einfache Ablagerung von Teilchen in Zonen geringer Strömungsgeschwindigkeit zustande, andererseits durch Kondensation von im Rauchgas enthaltenen Salzen wie KCl, die auf den Heizflächen feinste Partikel bilden. Um eine hohe Anlagenverfügbarkeit und hohe Wirkungsgrade zu erzielen, müssen diese Ablagerungen während des Feuerungsbetriebes automatisch abgereinigt werden. Zum Einsatz kommen Systeme zur Druckstoßabreinigung mit Pressluft oder Dampf (sogenannte Rußbläser) und zur abrasiven Abreinigung (z. B. durch Kugelregen).

Halmgutartige Biomasse mit kleineren Flugaschepartikeln und niedrigeren Ascheerweichungstemperaturen neigt eher zu Heizflächenverschmutzungen als holzartige Biomasse, was auf das feinere Einsatzgut, die geringere Dichte und höhere Alkaligehalte von halmgutartiger Biomasse im Vergleich zu Holz zurückzuführen ist.

Für die Verschlackungsneigung eines Brennstoffes ist das Ascheerweichungsverhalten verantwortlich. Hinsichtlich des Ascheschmelzverhaltens sind die Konzentrationen der Erdalkalien Calcium (Ca) und Magnesium (Mg) sowie der Alkalien Natrium (Na) und Kalium (K) von Bedeutung. Erdalkalien erhöhen, Alkalien verringern die Schmelzpunkttemperatur. Auch Chloride können zu einer Absenkung des Schmelzpunktes führen. Halmgutartige Biomasse lässt aufgrund des hohen Gehaltes an Kalium und der niedrigen Ascheerweichungstemperatur Verschlackungen in der Brennkammer und an den Wärmetauscherflächen, insbesondere im ersten Überhitzer erwarten.

Zur Eingrenzung der Verschlackungsproblematik sollten die maximalen Feuerraumtemperaturen nicht höher als 800 bis 900 °C liegen. Mit gleichmäßiger Brennstoffverteilung und geringer Schichtdicke, gestufter Luftzugabe zur Steuerung der Wärmefreisetzung, wassergekühlten Rosten, wasser- oder dampfgekühlten Wänden sowie Rauchgasrezirkulation werden Feuerraumtemperaturen begrenzt und Verschlackungen vermieden.

Heizflächenkorrosion

Kritische Komponenten für den Betrieb von Biomasseverbrennungsanlagen sind Chlor und die Alkalien in der Asche. Chlor führt im Zusammenspiel mit Alkalien zu Heizflächenkorrosion.

Während bei holzartiger Biomasse die Korrosion aufgrund der niedrigen Konzentrationen gering ist, können bei halmgutartiger Biomasse (Stroh, Ganzpflanzen, Chinaschilf) gravierende Korrosionsprobleme auftreten.

Mit zunehmender Dampf- und Rohrwandtemperatur steigt die Korrosionsgeschwindigkeit an. Um die Korrosion auf einem akzeptablen Niveau zu halten, sollten die Überhitzertemperaturen bei reiner Strohfeuerung deutlich unterhalb 500 °C liegen. Bei Temperaturen unterhalb von 450 °C treten bei strohgefeuerten Rost- und Zigarrenfeuerungen keine übermäßigen Korrosionsprobleme auf. Werden Dampfzustände oberhalb dieser Temperaturen gefordert, muss entweder eine begrenzte Lebensdauer des Endüberhitzers in Kauf genommen werden oder die Endüberhitzung mit anderen Brennstoffen wie Erdgas, Holz oder Kohle erfolgen /Spliethoff 2000/. Derartige Konstruktionen sind jedoch kesseltechnisch aufwendig und daher lediglich in Einzelfällen wirtschaftlich.

Kesselkorrosion kann aber auch beim Einsatz von Holzbrennstoffen ein Problem darstellen. Eine Untersuchung von 290 Biomassekesseln in Österreich ergab, dass bei 19 % der Kessel bereits Schäden vorhanden bzw. repariert und bei 37 % Korrosionserscheinungen erkennbar waren /Hofbauer 2002/. Besonders betroffen waren dabei Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 1.000 kW mit Rinde als Brennstoff. Als Ursache wurde Taupunktunterschreitungen durch zu niedrige Rücklauftemperaturen bei gleichzeitig hohen Wassergehalten im Brennstoff festgestellt. Empfohlen wird deshalb eine Erhöhung des Kesselrücklauftemperaturniveaus, das inkl. Sicherheitszuschlag für die Praxis bei trockener naturbelassener Biomasse bei 75 °C, bei feuchter Biomasse bei mindestens 85 °C liegen sollte /Hofbauer 2002/.

Spitzen-/Reservelast-Bereitstellung

Bei vielen Anwendungen empfiehlt es sich, die Biomasseanlage nicht zur Deckung des gesamten Wärmebedarfs vorzusehen, sondern damit lediglich die Wärme-Grundlast zu erzeugen. Zur Bereitstellung von Wärmebedarfs-Spitzen dient dann ein meist mit fossilen Brennstoffen befeuerter zweiter Kessel (Spitzenlastkessel, bivalenter Betrieb).

Als grober Anhaltswert für den wirtschaftlich sinnvollen Einsatz einer Biomasse-Feuerungsanlage kann eine zu erzielende Volllast-Benutzungsdauer von mindestens 3.500 bis 5.000 h/a angesetzt werden. Im Falle von ausschließlichem oder überwiegendem Raumwärme- und Brauchwarmwasser-Bedarf bedeutet dies die Auslegung des Biomassekessels auf etwa 30 bis 50 % der Spitzenleistung des Wärmebedarfs, womit etwa 70 bis 90 % der jährlichen Wärmemenge erzeugt werden können. Sowohl die Spitzenlast oberhalb 30 % als auch die niedrigen Lastbereiche müssen durch den Ersatzkessel abgedeckt werden (vgl. Abb. 3.27). Der untere Bereich deshalb, weil Biomassekessel in der Regel nicht unter ca. 30 % der Volllast gedrosselt werden können. Um auch bei Ausfall eines Kessels eine entsprechend den Verfügbarkeitsanforderungen ausreichende Wärmeerzeugung sicherzustellen, empfiehlt sich häufig, zwei Spitzenlastkessel zu errichten, deren Wärmeleistung in der Summe etwa 80 bis 90 % der Spitzenlast entspricht. Diese Aufteilung erleichtert zudem durch den Einsatz kleinerer Kessel die Abdeckung der niedrigen Lastbereiche.

Zusatzbrennstoff für Spitzenlast und Reserve

Als Brennstoff für Spitzenlast- und Reservekessel kommen Erdgas oder leichtes Heizöl in Betracht. In vielen Fällen erfordert die Heizöllagerung und -förderung bis zum Kessel höhere Investitionskosten als ein Erdgasanschluss. Bei vorhandenem Erdgasanschluss und günstigen Erdgaskonditionen ist Erdgas der kostengünstigere Zusatzbrennstoff. Abhängig vom jeweiligen Preisniveau ist jedoch keine allgemeingültige Empfehlung für die Art des Zusatzbrennstoffs möglich. Die Entscheidung ist vielmehr im individuellen Fall unter Berücksichtigung der Verhandlungsergebnisse mit den Brennstofflieferanten und der projektspezifischen Konditionen zu treffen.

Kesselausführungen für Spitzenlastkessel

Bei Anlagen zur energetischen Biomassenutzung im Leistungsbereich von 100 kW bis etwa 20 MW wird zur Spitzenlastdeckung ein Flammrohr-Rauchrohr-Kessel, vorzugsweise als Dreizugkessel, zum Einsatz kommen (vgl. Abb. 3.24). Die Flammrohr-Rauchrohr-Kessel sind nicht nur zur Erzeugung von Heizwasser, sondern auch von Dampf bis zu 20 bar geeignet. Als Brennstoffe kommen vorwiegend Öl und Gas zum Einsatz, auch kombiniert in Zweistoffbrennern. Die Vorteile dieser Bauart sind der geringe Raumbedarf, der im Vergleich zu Wasserrohrkesseln niedrigere Preis, die weitgehende Fertigstellung in der Werkstatt, die Montage auch von Zubehör (Speisepumpe, Ölvorwärmer, Ölpumpe, Feuerungsautomatik) auf einen Grundrahmen sowie die kurze Montagedauer am Einsatzort. Bei Ausfall eines Brenners steht beim Zweiflammrohr-Rauchrohr-Kessel noch die halbe Kesselleistung zur Verfügung. Als Sonderbauart des weit verbreiteten Flammrohr-Rauchrohr-Kessels ist der 3-Zug-Kompakt-Niedertemperaturkessel zu nennen. Dieser verfügt nur über ein Flammrohr und somit eine Leistung von maximal 10 MW. Die Rauchrohre beider Züge sind ringförmig um das Flammrohr gruppiert. Dies vereinfacht die Herstellung und verbessert die axiale Wärmedehnung des Kessels.

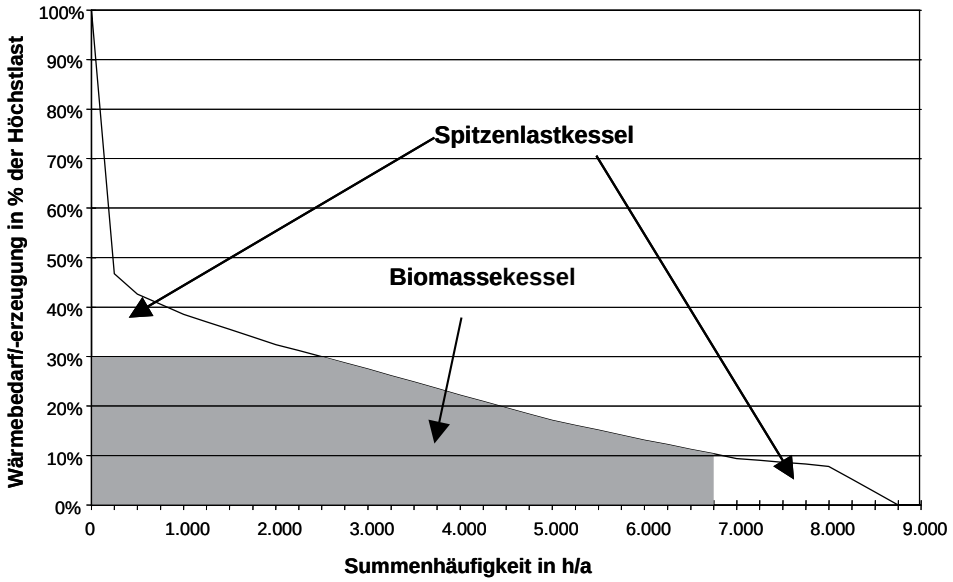
3.2.5 Techniken zur ausschließlichen Stromerzeugung

Gestützt auf das vormalige EEG und die Biomasseverordnung enstanden zu Beginn des Jahrtausends mit Altholz befeuerte Biomassekraftwerke, die für eine Dampfturbine ausgelegt waren /MVV 2002/.

In Abb. 3.28 ist das Verfahrensschema eines 20-MW_{el}-Biomasse-Kraftwerks dargestellt. Die Feuerung ist als eine zirkulierende Wirbelschicht mit Feststoff-Rezirkulation ausgeführt. Durch den Einsatz eines Festbett-Endüberhitzers und einer Zwischenüberhitzung werden Dampftemperaturen von 480 bzw. 490 °C erreicht. Der Dampf wird in einer zweistufigen Turbine (Hochdruck-HD- sowie Niederdruck-ND-Entnahme-Aggregat) entspannt. Die Abfuhr der Kondensationswärme, welche bei 0,059 bar stattfindet, gewährleistet ein Nasskühlturm.

Zur Steigerung des Wirkungsgrads wird Dampf aus der ND-Turbine entnommen und der Speisewasservorwärmung zugeführt. Die Speisewasservorwärmung erfolgt in insgesamt drei Stufen. Eine HD- und zwei ND-Vorwärmstufen bewirken eine 25-prozentige Verbesserung der Anlage bei einer Zusatzinvestition von 10 %. Mit dieser Konfiguration lässt sich ein Bruttowirkungsgrad von 36,7 % erreichen (netto ca. 32,7 %).

JAHRESDAUERLINIE FÜR EIN BIOMASSEHEIZWERK



Quelle: /Fichtner 2000/

Abb. 3.27: Beispiel einer Jahresdauerlinie bei ausschließlichem oder überwiegendem Raumwärme- und Brauchwarmwasser-Bedarf und mögliche Einsatzweise eines Biomassekessels

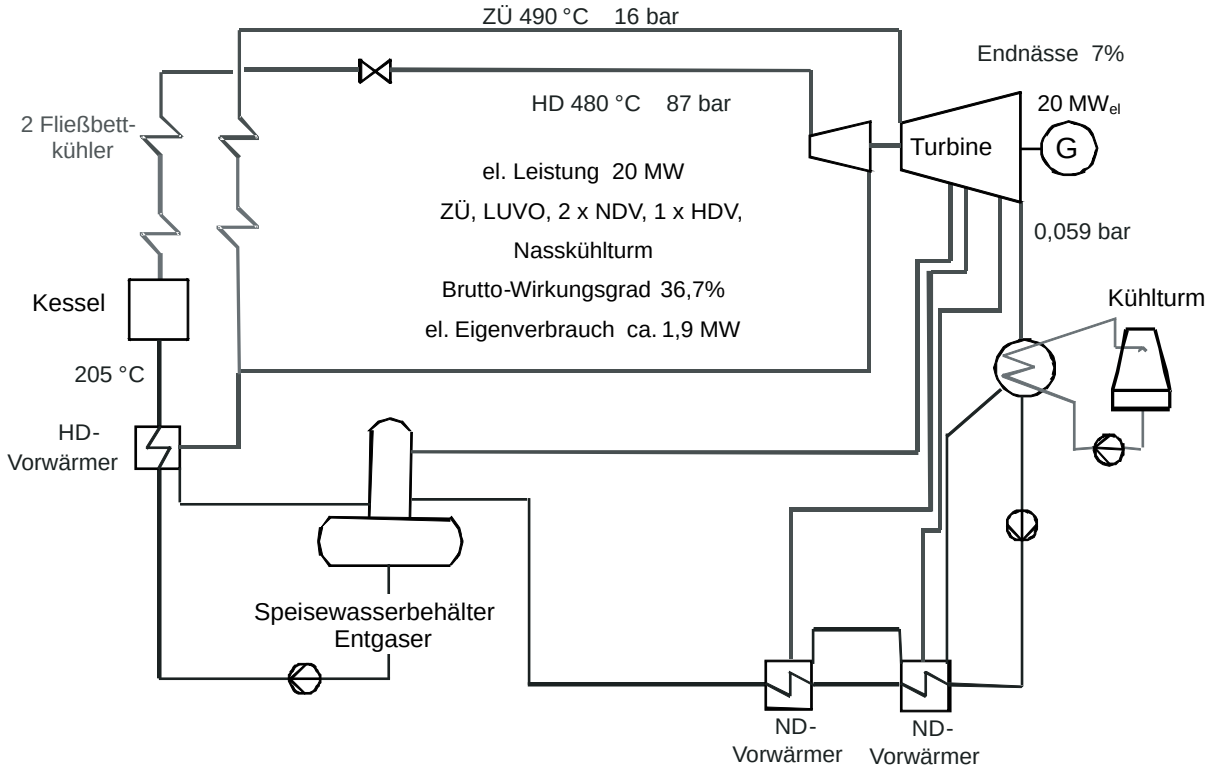


Abb. 3.28: Wasser-Dampf-Kreislauf eines Dampfturbinen-Kraftwerkes größerer Leistung (etwa 60 MW Feuerungswärmeleistung, 20 MW_{el}) mit Entnahme-Kondensations-Turbine zur regenerativen Speisewasservorwärmung (ZÜ: Zwischenüberhitzung, HD: Hochdruck, HDV: Hochdruckvorwärmung, NDV: Niederdruckvorwärmung, LUVO: Luftvorwärmung) /MVV 2002/

Mit den Neuregelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur anteiligen Wärmenutzung und mit dem Ausschluss von Altholz in der Biomasseverordnung sind neue Biomassekraftwerke in Deutschland nicht mehr marktfähig /BiomasseV 2012/, /EEG 2012/.

3.2.6 Kraft-Wärme-Kopplung bei Feuerungsanlagen

Um ein Biomasseheizkraftwerk ökonomisch zu betreiben, ist eine parallele Wärmenutzung erforderlich. Eine EEG-Vergütung wird nur gewährt, wenn mindestens 60 % des in dem jeweiligen Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Stroms in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden /EEG 2012/. Nach derzeitigem Entwicklungsstand haben zwei Technologien zur Strombereitstellung mit Wärmeauskopplung aus Biomasse Marktreife erlangt /DBFZ 2012/:

- Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) mit Dampfkraftprozess,
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) auf Basis des ORC-Prozesses.

Nachfolgend wird zu jeder Technologie ein Beispielkonzept vorgestellt und diskutiert. Um die Wärmenachfrage außerhalb der Heizperiode und damit die Volllaststunden bei wärmegeführten Anlagen zu steigern, kann Wärme zur Produktion von Kälte in thermisch angetriebenen Kältemaschinen eingesetzt werden. Daher wird in diesem Kapitel neben den oben genannten KWK-(Wärme-)Konzepten auch ein Beispiel für KWK-Anlagen mit zusätzlicher Kältenutzung (KWKK) aufgeführt.

KWK-Anlagen mit Dampfkraftprozess

Dampfkraftprozesse werden sowohl zur reinen Stromerzeugung (siehe Kapitel 3.2.5) als auch zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Der Dampfturbinenprozess ist von allen KWK-Anwendungen zur Stromerzeugung aus fester Biomasse am längsten praxiserprobt und am Markt etabliert. Er ist jedoch in der Regel erst ab einer Leistung von 2 MW_{el} kostendeckend darstellbar /DBFZ 2012/.

In KWK-Anlagen mit Dampfkraftprozess wird in der Kesselanlage überhitzter Dampf erzeugt, der in der Dampfturbine bzw. im Dampfmotor zur Stromerzeugung entspannt wird. Nach der Entspannung wird der Dampf in Heizkondensatoren zur Auskopplung der erforderlichen Wärme kondensiert (Abb. 3.29). Üblicherweise wird die Dampfturbine bzw. der -motor als Gegendruck-Aggregat ausgeführt, in dem der Dampf bis zum Gegendruck hinter der Dampfmaschine entspannt wird. Der Gegendruck richtet sich nach den Erfordernissen des bzw. der Wärmeabnehmer. Wird beispielsweise Heizwärme mit einer Vorlauftemperatur von 90 °C benötigt, so beträgt der erforderliche Gegendruck etwa 0,8 bar (absolut).

Alternativ ist auch der Einsatz einer Entnahme-Kondensations-Turbine möglich. Hierbei wird ein Teil des Dampfes nach dem Gegendruckteil weiter entspannt, wodurch ein größeres Enthalpiegefälle zur Stromerzeugung zur Verfügung steht. Dieses erfordert jedoch einen dem Aggregat nachgeschalteten Kondensator zur Abwärme-Abführung und ist erst ab einer Leistung von etwa 5 MW_{el} wirtschaftlich.

Abb. 3.29 veranschaulicht den höheren apparativen Aufwand einer KWK-Anlage gegenüber einem Heizwerk zur ausschließlichen Wärmeerzeugung, woraus höhere Investitionskosten resultieren. Aufgrund der Dampferzeugung ist eine aufwendigere Wasseraufbereitung (teil- bzw. vollentsalztes Speisewasser, abhängig vom Frischdampfdruck) erforderlich, die ebenfalls mit höheren Investitions- und Betriebskosten verbunden ist. Vor der Entscheidung für bzw. gegen die KWK ist daher die Durchführung einer sorgfältigen Wirtschaftlichkeits- und Wärmebedarfsanalyse unter den Gesichtspunkten der Neuauflage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2012 sinnvoll.

Das Verhältnis von Stromerzeugung zur Feuerungswärmeleistung von biomassebefeuerten Dampf-Heizkraftwerken wird vorwiegend durch die Dampfparameter (Frisch- und Abdampfzustand) bestimmt und bewegt sich bei Leistungen bis 5 MW_{el} bei ausschließlichem Gegendruckbetrieb im Bereich von 10 bis 20 %. Dies entspricht einer Stromkennzahl von etwa 0,15 bis 0,30. Die Stromkennzahl ist das Verhältnis von elektrischer Leistung zur Wärmeleistung. Anlagen größerer Leistung mit entsprechend aufwendigerer Schaltung weisen höhere Werte auf, die sich jedoch unter 5 MW_{el} meist nicht wirtschaftlich erzielen lassen.

Aufgrund der Hochtemperaturkorrosion sollte die Frischdampftemperatur – abhängig vom Chlorgehalt – auf 420 bis 450 °C begrenzt werden. Daraus resultiert ein begrenztes Enthalpiegefälle an der Dampfturbine bzw. dem Dampfmotor und damit verbunden eine vergleichsweise geringe Stromausbeute.

Eine geringe Stromausbeute einer KWK-Anlage darf jedoch nicht mit einer schlechten Brennstoffausnutzung gleichgesetzt werden. So stellt die Abwärme des Dampfkraftprozesses bei KWK keinen Verlust dar, sondern wird großenteils zur Wärmeerzeugung genutzt. Daraus resultiert ein Brennstoffausnutzungsgrad (Quotient aus der Summe der nutzbaren elektrischen und thermischen Energien zur Brennstoffwärmeleistung), der etwa 5 bis 10 % geringer ist als der von Heizwerken: Der Brennstoffausnutzungsgrad von Anlagen zur reinen Wärmeerzeugung aus Biomassen beträgt etwa 85 %, der von biomassebefeuerten Dampf-Heizkraftwerken grob 80 %. Die Unterschiede resultieren überwiegend aus den bei Heizkraftwerken zusätzlichen mechanischen und elektrischen Verlusten am Stromerzeugungsaggregat einschließlich Generator.

KWK-Anlagen auf Basis des ORC-Prozesses

Der ORC-Prozess (Organic-Rankine-Cycle) entspricht dem Dampfkraftprozess mit dem Unterschied, dass anstelle von Wasser ein organisches Arbeitsmedium (Kohlenwasserstoffe wie Iso-Pentan, Iso-Oktan, Toluol oder Silikonöl) verwendet wird. Dieses Arbeitsmedium besitzt günstigere Verdampfungseigenschaften bei tieferen Temperaturen und Drücken. Für eine optimale Betriebsweise des ORC-Prozesses ist die richtige Arbeitsmittelwahl sehr wichtig. Für die in Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen gegebenen Rahmenbedingungen eignet sich z. B. Silikonöl.

Das Arbeitsprinzip des ORC-Prozesses und die Einbindung in das Biomasse-Heizkraftwerk sind in Abb. 3.30 schematisch dargestellt. Die von der Biomassefeuerung erzeugte Wärme wird über einen Thermoölkessel an den ORC-Prozess übertragen. Thermoöl wird als Wärmeträgermedium verwendet, da dadurch die für den Betrieb des ORC-Prozesses zulässigen Tempe-

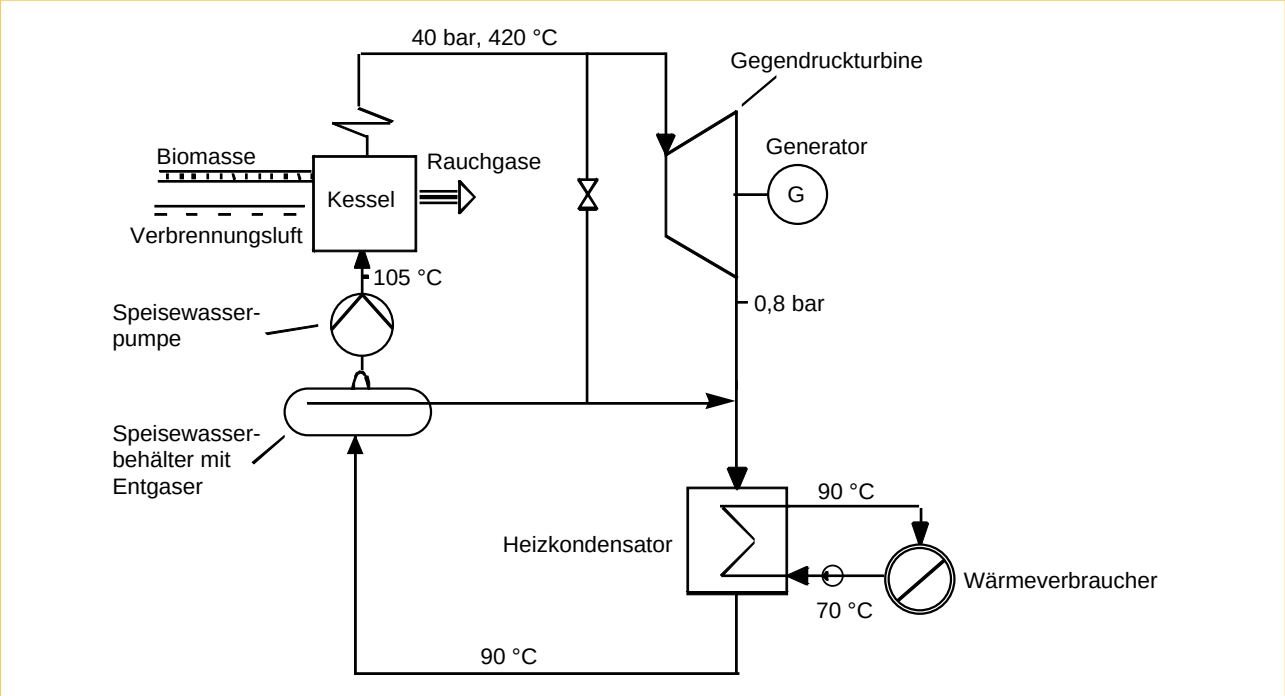


Abb. 3.29: Wasser-Dampf-Kreislauf eines Dampfturbinen-Heizkraftwerkes kleiner und mittlerer Leistung (bis etwa 20 MW Feuerungswärmeleistung) bei ausschließlichem Gegendruckbetrieb /Fichtner 2000/

raturen (Thermoöl-Vorlauftemperatur 300 °C) erreicht werden können und gleichzeitig ein praktisch druckloser Kesselbetrieb (unbemannter Betrieb) möglich ist. Der Thermoölkreislauf dient somit als Puffer, um Temperaturspitzen auszuschließen, die eine Zersetzung des Arbeitsmediums bewirken. Durch die vom Thermoöl an den ORC-Prozess übertragene Wärme wird das eingesetzte organische Arbeitsmedium verdampft. Der Dampf gelangt im dargestellten Beispiel zu einer langsam laufenden Axialturbine, in der er unter Entspannung ins Vakuum mechanische Arbeit leistet, die im direkt an die Turbine gekoppelten Generator (kein Zwischengetriebe erforderlich) elektrische Energie erzeugt. Der noch überhitzte Turbinenabdampf wird einem Rekuperator zur internen Wärmerückgewinnung zugeführt, der den elektrischen Wirkungsgrad erhöht. Anschließend gelangt der Arbeitsmitteldampf in den Kondensator. Die von dort abgeführte Wärme kann als Prozess- bzw. Fernwärme genutzt werden. Über eine Pumpe wird das Kondensat schließlich wieder auf Betriebsdruck gebracht und dem Verdampfer zugeführt. Damit ist der ORC-Kreislauf geschlossen.

Das aus der Biomassefeuerung austretende Rauchgas wird in einem Multizyklon vorentstaubt und dann einer Rauchgaskondensationsanlage zugeführt, in der ein Großteil der noch im Rauchgas enthaltenen fühlbaren und latenten Wärme rückgewonnen wird, die ebenfalls als Fern- und Prozesswärme genutzt werden kann. Von dort gelangt es schließlich in den Kamin.

Da dezentrale Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen aus wirtschaftlichen wie energetischen Gründen meist wärmegeführt betrieben werden, kommt dem Teillastverhalten und dem Teillastwirkungsgrad des ORC-Prozesses große Bedeutung zu. Die Einbindung des ORC-Prozesses in die Gesamtanlage erfolgt damit unter dem Gesichtspunkt einer möglichst hohen Stromproduktion bei gleichzeitiger Sicherstellung der erforderlichen Heißwasser-Vorlauftemperaturen der Wärmeabnehmer.

Für Leistungen von 600 kW_{el} bis 2 MW_{el} haben sich einstufige ORC-Turbinen durchgesetzt. Kleinere ORC-Anlagen sind ebenfalls verfügbar, allerdings steigen die spezifischen Kosten stark an. Der erzielbare elektrische Wirkungsgrad bezogen auf den Biomassebrennstoff beträgt etwa 15 %. Die Brennstoffausnutzungsgrade bei Nutzung der Kondensationswärme zu Heizzwecken beträgt etwa 80 %. Durch Einbindung einer Abgaskondensationsanlage können Werte bis 98 % erreicht werden /Gaderer 2011/.

Ursprünglich für die Strombereitstellung aus Niedertemperaturwärme entwickelt, hat sich der ORC-Prozess vor allem seit 2008 (mit Unterstützung des Bonus für innovative Technologien im Rahmen des EEG) im Bereich der Biomasseheizkraftwerke zu einer wesentlichen Größe entwickelt /DBFZ 2012/.

KWK-Anlage mit zusätzlicher Kältenutzung

Um die Wärmenachfrage außerhalb der Heizperiode und damit die Volllaststunden bei wärmegeführten Anlagen zu steigern, kann Wärme zur Produktion von Kälte in thermisch angetriebenen Kältemaschinen eingesetzt werden. Dabei kann mit Wärme auf relativ niedrigem Temperaturniveau (55–160 °C) Kaltwasser erzeugt werden, das für Kühlungs- oder Klimatisierungszwecke genutzt werden kann.

Alle thermisch angetriebenen Kältemaschinen sind durch drei Temperaturniveaus gekennzeichnet /Henning 2004/:

- das hohe Temperaturniveau zum Antrieb der Maschine,
- das niedrige Temperaturniveau zur Bereitstellung der Kälte,
- das mittlere Temperaturniveau zur Abführung der Wärme.

Das hohe Temperaturniveau kann durch Direktfeuerung, Dampf oder Heißwasser zur Verfügung gestellt werden, zur Abfuhr der Wärme wird meist ein Kühlturm eingesetzt.

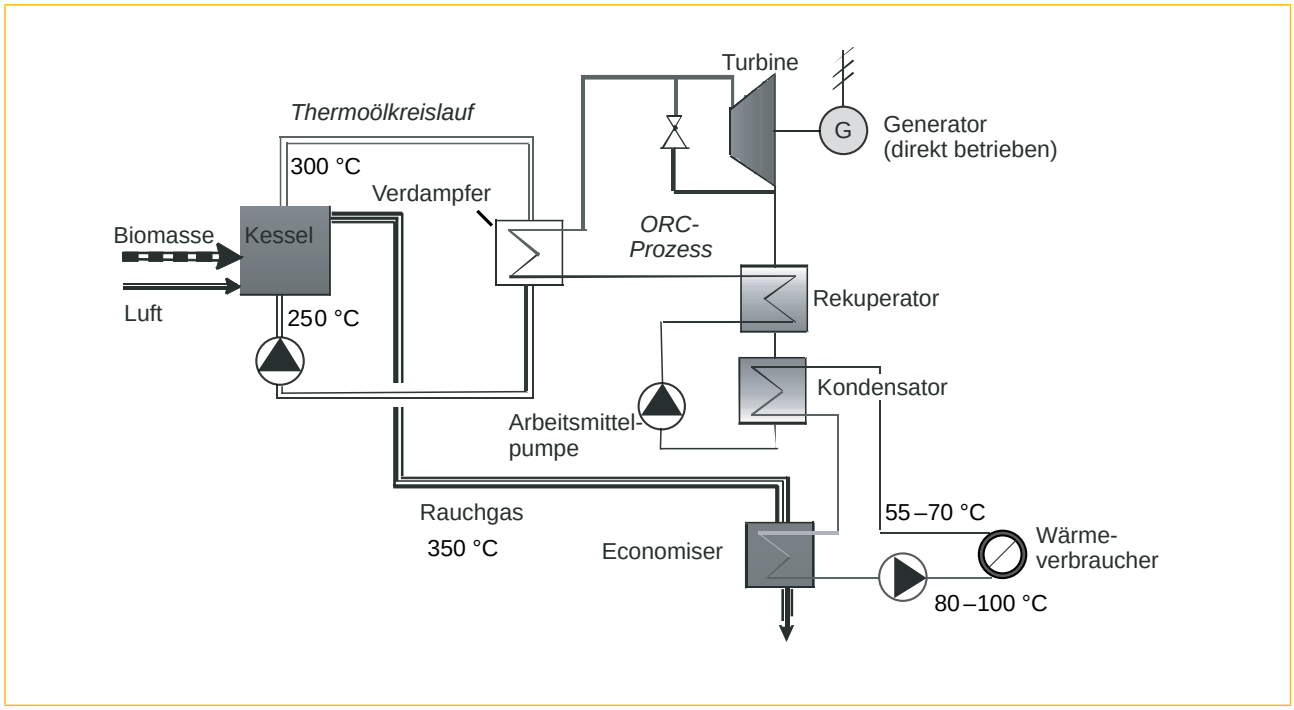


Abb. 3.30: Schematische Darstellung einer Biomasse-KWK mit ORC-Prozess /Obernberger und Hammerschmid 2001/, /KWA 2006/

Als Maß für die Effizienz einer thermisch angetriebenen Kältemaschine wird meist der „Coefficient of Performance" (COP, Leistungszahl) verwendet. Der COP ist das Verhältnis der erzeugten Kälteleistung zur erforderlichen Heizenergie. Zu beachten ist, dass bei einem niedrigen COP nur geringe Mengen der Antriebswärme in Kälte umgewandelt werden und damit eine hohe Wärmemenge an die Umgebung abgeführt werden muss. Damit wächst auch der Stromverbrauch für die Pumpen des Kühlkreislaufs und für den Ventilator des Kühlturms /Henning 2004/.

Als Anlagen zur Kälteerzeugung aus Wärme stehen Absorptions- und Adsorptionsanlagen zur Verfügung. Am weitesten verbreitet sind Absorptionskältemaschinen. Bei ihnen wird wie bei Kompressionsanlagen die Abhängigkeit des Siede- und Taupunktes eines Kältemittels vom Druck ausgenutzt. Statt einer mechanischen Verdichtung wird dabei das Kältemittel von einem Sorptionsmittel aufgenommen und anschließend durch Erhitzen auf Druck gebracht. Im Kondensator wird die Antriebswärme abgeführt und das Kältemittel verflüssigt und im Verdampfer schließlich die gewünschte Nutzkälte erzeugt. Als Kälte-/Sorptionsmittel-Paare stehen derzeit Wasser/Lithiumbromid für Temperaturen oberhalb 4 °C und Ammoniak/Wasser für Temperaturen auch deutlich unter 0 °C zur Verfügung. Durch Erweiterung der Systeme von Ein- auf Zwei- oder Mehrstufigkeit kann der COP-Wert deutlich verbessert werden, allerdings bei höheren Temperaturniveaus der erforderlichen Antriebswärme. Bei den bisher wenig verbreiteten Adsorptionsanlagen wird der im Verdampfer erzeugte Dampf des Kältemittels in porösen Adsorptionsmitteln, z. B. Silikagel, reversibel angelagert. Das Sorptionsmittel wird mit Wärme, z. B. heißem Wasser, wieder regeneriert. In Tabelle 3.5 sind die wichtigsten Verfahren zur thermischen Kaltwassererzeugung und ihre Kenndaten zusammengestellt.

Tabelle 3.6 zeigt an Beipielen die wichtigsten Anlagenparameter biomassegefeuerter KWK-Anlagen mit zusätzlicher Kälteerzeugung.

Ähnlich wie Biomassefeuerungen sollten auch wärmebetriebene Kältemaschinen in Grundlast betrieben werden. Die Teillastfähigkeit reicht zwar bis etwa 30 %, die Anlagen haben allerdings deutlich längere Anlaufzeiten als Kompressionsanlagen, sodass sie für rasch wechselnde Verbräuche nicht geeignet sind. Die Auslegung der Kältemaschine kann also nicht entsprechend der Spitzenlast festgelegt werden, sondern muss sich an einer über längere Zeiträume weitgehend konstanten Grundlast orientieren. Die Spitzenlast wird durch eine oder mehrere elektrisch betriebene Kompressionsanlagen übernommen.

Die Kältemaschinen in Tabelle 3.6 erfüllen beispielsweise folgende Versorgungsaufgaben:

- In Pfaffenhofen erzeugen zwei Li-Br-Anlagen die erforderliche Kälte für ein Krankenhaus (300 kW) und zwei Bürogebäude (700 kW) und eine NH_3-Kältemaschine die Prozesskälte für einer Brauerei (nachts) sowie für die Klimatisierung von Bürogebäuden (tagsüber) (650 kW) /Schäfer 2009/.
- In Ulm wird mit einer zweistufigen Anlage die Grundlast des Kältebedarfs der Uni Ulm gedeckt /SWU 2010/.
- Die Absorptionskältemaschine, die mit Abwärme aus dem Biomasseheizkraftwerk Scharnhauser Park angetrieben wird, kühlt mittels eines wasserführenden Röhrensystems in den Geschossdecken (Betonkernaktivierung) ein nahe gelegenes Bürogebäude /Flößer 2012/.

3.2.7 Techniken der Wärmeverteilung

Die Wärmeversorgung mittels Nah- und Fernwärmenetzen auf Basis regenerativer (und rationeller) Energietechnologien wird zunehmend an Bedeutung gewinnen. Dazu trägt einerseits das

TAB. 3.5: WESENTLICHE TYPISCHE KENNDATEN VON THERMISCH ANGETRIEBENEN KÄLTEMASCHINEN

		Absorptionskältemaschine			Adsorptionskälte-maschine
Anzahl Stufen		1-stufig	2-stufig	1-stufig	1-stufig
Sorptionsmittel		Lithiumbromid		Wasser	Silikagel
Kältemittel		Wasser		Ammoniak	Wasser
Kälteträger		Wasser		Wasser/Glykol	Wasser
Antriebstemperatur	°C	80–110	130–160	80–140	55–100
Kältetemperatur	°C	6–20		–60 bis 20	6–20
Kühlwassertemperatur	°C	30–50		30–50	25–35
Antrieb durch		Heißwasser	Heißwasser, Dampf, Direktbefeuerung	Heißwasser, Dampf, Direktbefeuerung	Heißwasser
COP (Coefficient of Performance)		0,6–0,8	0,9–1,4	0,3–0,7	0,4–0,7
Leistungsbereich	kW	10–7.000		10–10.000	50–500

Quelle: nach /Henning 2004/, /Eicker 2004/

TAB. 3.6: BEISPIELE FÜR BIOMASSE-KRAFT-WÄRME-KÄLTE-KOPPLUNGSANLAGEN

	Hackschnitzel-Feuerung			Absorptionskältemaschine					
	FWL[a]	el. Leistung	Stromerzeugung	Kältemittel	Thermische Antriebsleistung	Kälteleistung	COP[d]	Heißwassertemperatur (Vorlauf)	Kaltwassertemperatur Vorlauf/Rücklauf
Anlage	MW	MW			MW	MW		°C	°C
Pfaffenhofen	26,7	7,5	Entnahme-Kondensationsturbine	Li-Br[b]		0,3			8/13
				Li-Br		0,7			6/14
				NH_3		0,65			–6/14
Ulm	58	9,6	Entnahme-Gegendruckturbine	Li-Br	4	5	1,26	172	6/12
Scharnhauser Park	6	1	ORC-Prozess	Li-Br		0,04–0,14	0,65[c]	88–83	9/15

Quelle: /Schäfer 2009/, /SWU 2010/, /Flößer 2012/

[a] *Feuerungswärmeleistung*
[b] *Lithiumbromid*
[c] */Duminil 2009/*
[d] *Coefficient of Performance*

KWK-Gesetz bei, das seit 2009 den Neu- und Ausbau von Fernwärmenetzen fördert und 2012 vom Bundestag novelliert wurde. Andererseits spielen auch die Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) eine Rolle, welche den Kommunen die Möglichkeit eröffnen, Baugebiete mit Anschlusszwang an Wärmenetze auszuweisen. Aufgrund dieser vorgegebenen Rahmenbedingungen ist die Wärmeverteilung in Heiz(kraft)werken oder Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung von wesentlicher wirtschaftlicher Bedeutung /DBFZ 2012/. Hierfür ist im Regelfall der Aufbau eines Wärmenetzes erforderlich. Die dafür aufzuwendenden Kosten üben einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Vorhabens aus.

Eine zentrale Nahwärmeversorgung kann gegenüber der dezentralen Wärmeerzeugung vorteilhaft sein, wenn mehrere Verbraucher mit jeweils hoher Wärmenachfrage räumlich nahe beieinander liegen. Dies wird durch die sogenannte Wärmedichte beschrieben, die die Wärmehöchstleistung pro Trassenlänge angibt. Erfahrungsgemäß ist für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb eine Wärmedichte von zumindest 1,5 MWh/a pro Meter Wärmenetz erforderlich. Als Transportmedium kommt zumeist Heizwasser mit einer Vorlauftemperatur zwischen 70 und 130 °C und einer Spreizung zwischen Vor- und Rücklaufleitung von 20 bis 40 K zum Einsatz. Hohe Vorlauftemperaturen sind vor allem bei ausgedehnten älteren Fernwärmenetzen oder bei gewerblich geprägten Verbraucherstrukturen üblich. Bei neueren Netzen – insbesondere bei Nahwärmenetzen zur Versorgung von Wohngebieten – werden die Vorlauftemperaturen tendenziell auf bis zu 70 °C gesenkt, wodurch sich die Wärmeverluste bzw. die Investitionen für die Wärmedämmung der Rohrleitungen beträchtlich reduzieren lassen.

Im Falle von gewerblichen oder industriellen Wärmeverbrauchern wird häufig Wärme auf einem höheren Temperaturniveau (› 130 °C) benötigt, sodass neben Heizwasser Thermoöl oder Wasserdampf als Heizmedien zum Einsatz kommen. Auf die mit derartigen Systemen verbundenen Besonderheiten wird nachfolgend nicht detailliert eingegangen, da der Aufbau dieser Systeme stark von den individuellen Gegebenheiten (Temperaturniveau, Art des Heizmediums, Art der Wärmeverbraucher etc.) bestimmt wird.

Der Systemaufbau zur Verteilung der im Heizwerk oder Heizkraftwerk erzeugten Nutzwärme lässt sich in folgende Einrichtungen gliedern (vgl. Abb. 3.31):

- technische Einrichtungen innerhalb des Heiz(kraft)werkes,
- Wärmenetze,
- technische Einrichtungen auf der Verbraucherseite.

Technische Einrichtungen innerhalb des Heizwerks

Für die Nahwärmeversorgung sind nach Abb. 3.31 neben den Erzeugungsanlagen innerhalb des Heizwerkes bzw. zur Überbrückung von Spitzenlasten, Pufferspeichern und mit konventionellen Brennstoffen befeuerte Spitzenlastkesseln die nachfolgend beschriebenen Anlagenkomponenten zu betrachten.

Kreislaufwasseraufbereitung

Da die Rohrleitungsnetze zur Wärmeverteilung einen beträchtlichen Anteil an den Gesamtinvestitionen ausmachen und eine Wirtschaftlichkeit in der Regel nur dann erzielt werden kann, wenn die Anlagen eine technische Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten aufweisen, kommt der Aufbereitung des Kreislaufwassers eine erhebliche Bedeutung zu. Ziel der Wasseraufbereitung ist es insbesondere, den Sauerstoffgehalt des Kreislaufwassers zu begrenzen, um Korrosionsschäden dauerhaft zu vermeiden. Zudem sind Beeinträchtigungen durch Kalkablagerungen durch eine entsprechende Enthärtung sicherzustellen. Zur Verringerung der Korrosion ist ferner die durch den Salzgehalt gegebene Leitfähigkeit zu begrenzen.

Druckhalteeinrichtungen

Aufgabe der Druckhaltung ist es, zu jedem Zeitpunkt und an jeder Stelle des Wärmenetzes sicherzustellen, dass der Druck des Kreislaufwassers deutlich oberhalb des Sättigungsdampfdruckes liegt. Hierbei ist die maximale Temperatur des Kreislaufwassers, die geodätische Höhendifferenz zwischen Heizzentrale und höchstgelegenem Verbraucher sowie das bei Erwärmung oder Abkühlung des Wärmeträgers erforderliche Ausgleichsvolumen zu beachten. Die technische Ausführung der Druckhalteanlage erfolgt abhängig vom Netzvolumen und sonstigen technischen Randbedingungen. Bei Nahwärmenetzen können einfache Membranausdehnungsbehälter eingesetzt werden. Bei sehr beengten Aufstellungsflächen oder bei größeren Netzvolumina werden Druckdiktierpumpen und geregelte Überströmventile eingesetzt.

Umwälzpumpen

Die zur Umwälzung des Wärmeträgers erforderlichen Pumpen werden im Heiz- bzw. Heizkraftwerk angeordnet. Bei der Fest-

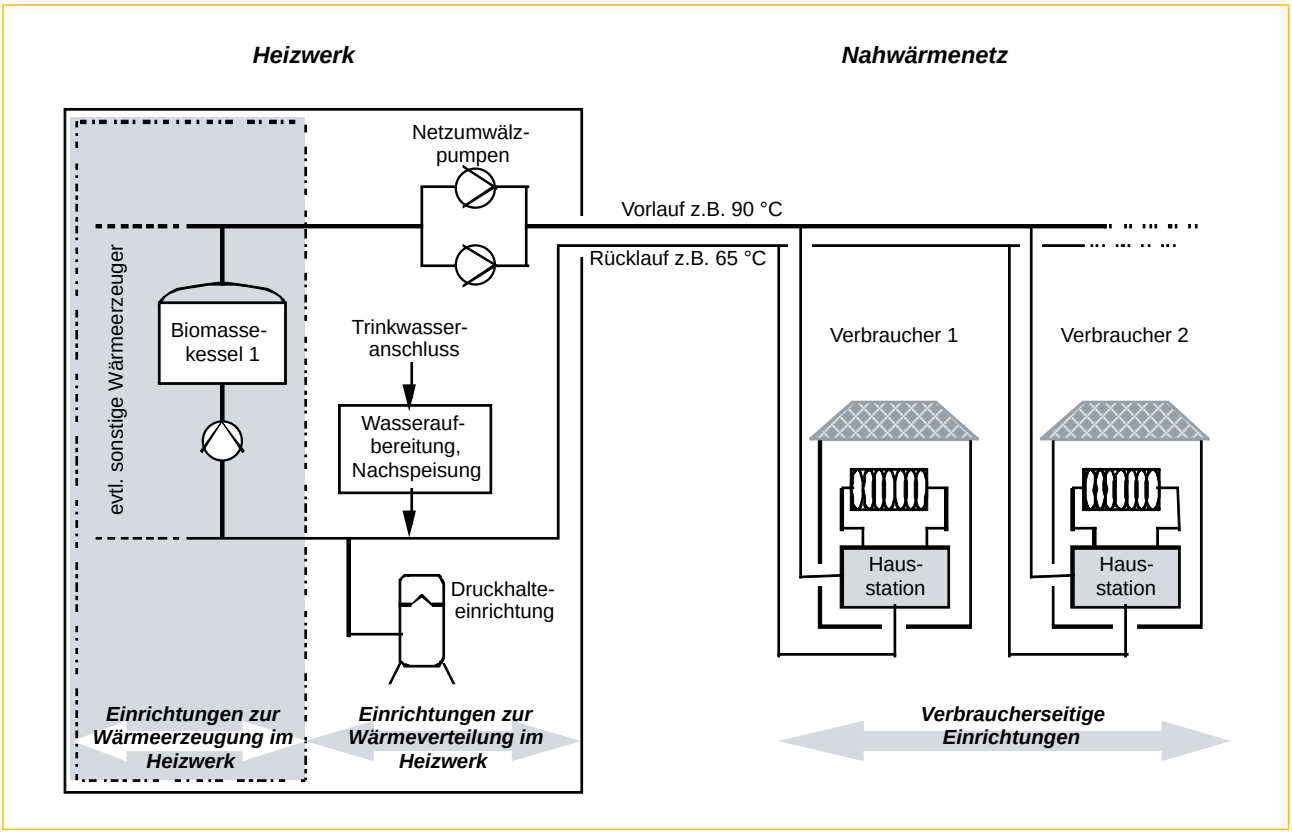


Abb. 3.31: Einrichtungen zur Wärmeverteilung /Fichtner 2000/

legung der Anzahl und Leistung der Umwälzpumpen ist neben Redundanzaspekten zu beachten, dass alle Lastfälle (Sommer- und Winterlast) bei möglichst niedrigem Pumpstromaufwand sicher abgedeckt werden müssen. Um eine automatische Pumpenauswahl und Drehzahlanpassung durchführen zu können, wird meist eine Differenzdruckregelung installiert. Sicherzustellen ist, dass an jeder Stelle des Netzes der verbraucherseitig erforderliche Mindestdruck (dieser wird durch die Ausführung der Hausstationen bestimmt) ohne unnötige Überschreitung erreicht wird. Die vor diesem Hintergrund „kritischen" Verbraucher liegen bei gleicher Ausführung der Hausstationen jeweils am Ende eines Strangs des Rohrleitungsnetzes.

Bei komplexer Netztopologie ist es erforderlich, durch hydraulische Netzberechnungen unter Betrachtung verschiedener Lastfälle die „kritischen" Verbraucher zu ermitteln. Bei diesen Verbrauchern wird dann eine netzseitige Differenzdruckerfassung zur Regelung der Umwälzpumpen im Heizwerk installiert. Die räumlich verteilte Anordnung mehrerer Netzumwälzpumpenanlagen in sogenannten Unterstationen bietet bei den hier betrachteten Nahwärmenetzen aufgrund ihrer begrenzten Ausdehnung in der Regel keinen Vorteil.

Wärmenetze

Aufgrund der hohen spezifischen Investitionen für ein Wärmeverteilnetz (siehe Kapitel 5.6) kommt der Festlegung des Trassenverlaufs und des einzusetzenden Rohrleitungssystems eine hohe Bedeutung zu. Folgende Randbedingungen sind hierbei zu berücksichtigen:

- Standort der Wärmeerzeugungsanlage,
- Wärmeanschlussdichten und deren zu erwartender zeitlicher Verlauf,
- Machbarkeit in Bezug auf tiefbautechnische Randbedingungen,
- Eigentumsverhältnisse der durch den Leitungsbau berührten Flächen (Grunddienstbarkeit, Genehmigung),
- Planungsstand sonstiger Bauvorhaben im Trassenbereich (Tiefbau ggf. gemeinsam mit anderen Medien nutzbar),
- Zeitbedarf zur Klärung offener Punkte (vor allem nicht technische Aspekte sollten beachtet werden).

Festlegung des Trassenverlaufs

Die Gebiete der höchsten Wärmedichte bzw. die Trassenvarianten mit der höchsten Wärmeliniendichte ergeben sich aus der Wärmenachfrageermittlung. Ausgehend von diesem Wärmepotenzial sollten zunächst „sichere" Objekte identifiziert werden, bei denen eine hohe Anschlusswahrscheinlichkeit gegeben ist. Hieraus ergeben sich dann diejenigen Straßenzüge, bei denen die höchste Wärmedichte zu erwarten ist (d.h., die den größten Beitrag zur Auslastung der Wärmeerzeugungsanlage leisten können) und die damit zu spezifisch niedrigen Kosten bei den Nahwärmeleitungen führen werden. Einschränkende Bedingungen sind z.B. das Geländeprofil, der geologische Aufbau und die Platzverhältnisse im Straßenkörper, die hauptsächlich durch Art und Aufbau der möglichen Verlegefläche sowie deren Belegung mit anderen Medien bestimmt werden. Der Aufwand für eventuelle Änderungen an bestehenden Medien ist zu berücksichtigen.

Rohrleitungssysteme

Als wichtigste Rohrleitungssysteme zur Nahwärmeverteilung sind zu nennen:

- Kunststoffmantelrohre (KMR) zur Erdverlegung sind aus Stahlmediumrohren und Polyurethan-Schaumisolierung aufgebaut. Das Kunststoffmantelrohrsystem ist das derzeit am häufigsten verlegte System in Deutschland. Es zeichnet sich durch einen vergleichsweise geringen Aufwand für den Tiefbau aus, da die Montage auch unter beengten Verhältnissen möglich ist und nur eine geringe Verlegetiefe durch die Hersteller gefordert wird. Wenn die Planung und Verlegung qualitativ hochwertig ausgeführt wird, erreichen Kunststoffmantelrohre eine gute Funktionssicherheit. Die Überwachung der erdverlegten Rohre erfolgt in der Regel durch speziell hierfür entwickelte Lecküberwachungssysteme, deren Einsatz bei Querschnitten > DN 50 in jedem Fall zu empfehlen ist, da unbemerkte Leckagen innerhalb kurzer Zeit korrosionsbedingt das komplette Auswechseln von Rohrleitungssegmenten erforderlich machen können.
- Fernheizrohre mit GfK- oder PEX-Medienrohr: Der Aufbau dieser Rohrleitungen ähnelt dem des Kunststoffmantelrohres. Allerdings ist das Medienrohr statt in Stahl in verschiedenen Kunststoffen wie GfK oder PEX ausgeführt. Medien- und Polyethylen-Mantelrohr sind wie beim KMR über die Wärmedämmung aus PUR-Hartschaum kraftschlüssig miteinander verbunden. Vorteilhaft ist die Korrosionsbeständigkeit des Kunststoffrohres im Vergleich zum Stahlmedienrohr. Aus diesem Grund wird hier meist auf Leckagewarnsysteme verzichtet. Die maximal zulässige Betriebstemperatur beträgt im Allgemeinen nur 95 °C. Besondere Produkte (GfK) erlauben Temperaturen bis 130 °C; allerdings ist dies nur durch reduzierte maximale Betriebsdrücke möglich. Die Verlegung kann kompensationsfrei, ohne Vorspannung in vorbereiteten Gräben erfolgen. Allerdings sind im Gegensatz zu KMR-Rohren an Richtungsänderungen die Wärmespannungen in Festpunkten aufzufangen. Diese führen zu Mehraufwendungen beim Tiefbau. Ob gegenüber dem Kunststoffmantelrohr Kosteneinsparungen erzielt werden können, hängt wesentlich vom Verlauf der Trasse ab. Häufige Richtungsänderungen im Trassenverlauf führen wegen der erforderlichen Festpunkte zu erhöhten Kosten.
- Flexible Rohrleitungssysteme sind plastisch oder elastisch biegbare, wärmeisolierte Fernheizrohre mit einem Mantelrohr aus gewelltem Polyethylen oder Stahl. Das plastische Nachbiegen zur Anpassung an die örtlichen Anforderungen erfolgt auf der Baustelle während der Montage. Abhängig von der Nennweite können große Längen (bis 800 m) aufgerollt geliefert werden. Die Wärmedämmung des Rohres besteht aus einem flexiblen PUR-Hartschaum und ist bei Betriebstemperaturen bis 150 °C einsetzbar. Fernheizkabel sind insbesondere auch für die grabenlose Verlegung mittels Erdverdrängungsraketen oder Spülbohrverfahren geeignet. Die Rohrgräben können in beiden Fällen im Vergleich mit anderen Verbundrohren schmaler ausfallen, da infolge höherer Lieferlängen und Flexibilität kein zusätzlicher Arbeitsraum im Rohrgraben erforderlich ist. Flexible Rohrleitungen eignen sich besonders an Stellen, an denen der Verlegeraum durch Bauwerke, andere Medientrassen etc. stark eingeschränkt

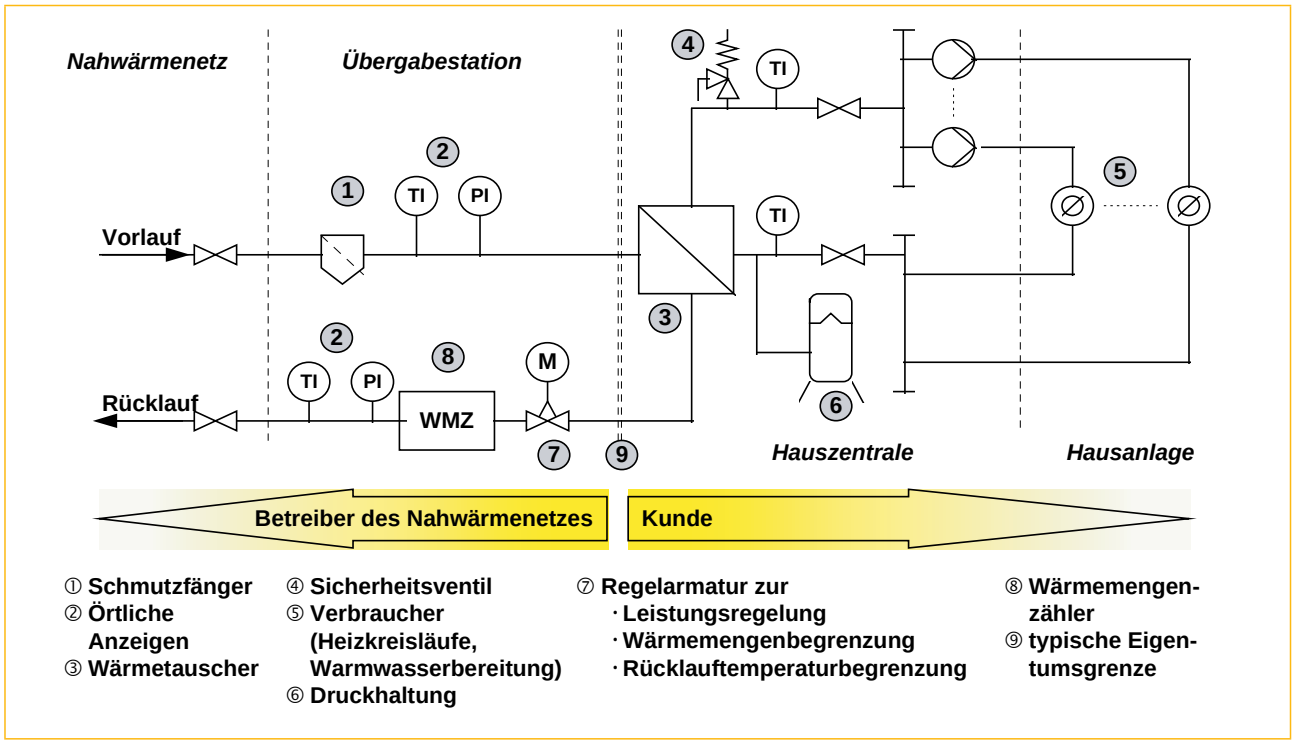


Abb. 3.32: Schema einer indirekten Hausstation /Fichtner 2000/

ist oder Erdbewegungen infolge wenig standfester Böden zu erwarten sind. Bei kurzen Rohrleitungsabschnitten geringer Nennweite in sensiblem Gelände (z. B. Stichleitungen für den Hausanschluss) lässt sich trotz höherer Rohrleitungskosten insgesamt häufig ein Kostenvorteil mit flexiblen Leitungen erreichen.

- Freileitungen in Gebäuden (Kellerverlegung) umfassen den Einbau von unisolierten Rohrleitungen in Kellerräumen mit anschließender Isolierung mit Mineralwolle. Je nach gewünschter Qualität wird die Ummantelung mit Aluminium- oder verzinktem Blech bzw. PVC ausgeführt. Die Verlegung ist einfach und kostengünstig, da aufwendige Bauarbeiten, insbesondere der Tiefbau, nicht erforderlich sind. Sie bietet sich vor allem bei Reihenhäusern und großen Wohnblocks an, wo lediglich Mauerdurchbrüche erfolgen müssen, um den angrenzenden Gebäudekomplex oder Gebäudeabschnitt zu erreichen. Die eingesetzten Materialien sind im Vergleich zu denen anderer Rohrsysteme günstig und können von nahezu jedem Heizungsinstallateur verarbeitet werden. Der Zeitbedarf bei der Montage ist gering, da standardisierte Systeme zur Halterung der Rohre eingesetzt werden. Die Beeinträchtigung während der Montage bleibt überwiegend auf die Kellerräumlichkeiten beschränkt; öffentliche Bereiche bleiben unberührt. Die leichte Zugänglichkeit ermöglicht eine gute Wartungsfreundlichkeit. Auftretende Leckagen sind visuell feststellbar, wodurch auf Leckwarnsysteme verzichtet werden kann.

Weitere Ausführungen wie oberirdische Freileitungen, Stahlmantelrohre, Rohrverlegung in begehbaren und nicht begehbaren Kanälen kommen bei typischen Nahwärmenetzen normalerweise nicht zum Einsatz und werden aus diesem Grunde hier nicht betrachtet.

Verbraucherseitige Einrichtungen

Die an jedem Verbraucher für die Entnahme eines Teilmassenstroms aus dem Kreislaufwasser erforderlichen Armaturen, Mess- und Regelungseinrichtungen werden zusammenfassend mit dem Begriff Hausstation (häufig auch Wärmeübergabestation) bezeichnet. Zu unterscheiden sind:

- indirekte Stationen,
- direkte Stationen.

Die Hausstationen sind integraler Bestandteil des Gesamtsystems. Um die Betriebssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu erhöhen, sind nach Möglichkeit standardisierte Ausführungen anzustreben.

Indirekte Hausstationen verfügen über einen Wärmeübertrager, der das Sekundärsystem oder Heizungsrohrnetz vom Primärsystem hydraulisch trennt. Dieser ist insbesondere dann gefordert, wenn im Primärnetz Drücke über 6 bar oder sehr hohe Temperaturen auftreten und die sekundärseitigen Anlagenteile, wie z. B. Heizkörper, die hierfür nicht ausgelegt sind, geschützt werden müssen. Die Wärmeübertrager sind überwiegend als Plattenwärmeübertrager ausgeführt. Die Ausrüstung der Station besteht aus verschiedenen Komponenten, für die eine grobe Unterteilung in die Übergabestation, die Hauszentrale und die Hausanlage erfolgen kann. Das Schema mit den wesentlichen Komponenten einer indirekten Hausstation ist in Abb. 3.32 dargestellt. Im Wärmeliefervertrag wird in der Regel festgelegt, dass der Betreiber des Wärmenetzes als Eigentümer Zugang zu diesen Einrichtungen hat.

Direkte Hausanschlussstationen zeichnen sich dadurch aus, dass sie einfach aufgebaut und aufgrund des fehlenden Wärmeübertragers kostengünstiger sind. Das Kreislaufwasser des Nahwärmenetzes strömt bei dieser Ausführung durch die Heizkörper des Verbrauchers. Durch die gegenüber dem indi-

rekten System eingesparte Wärmeübertragung sind niedrigere Netztemperaturen möglich, wodurch die Wärmeverluste verringert werden. Zusätzlich kann im Sekundärsystem auf Umwälzpumpen verzichtet werden. Zur individuellen Anpassung der verbraucherseitigen Vorlauftemperatur wird jedoch eine Rücklaufbeimischung über eine Beimischpumpe empfohlen.

Die Ausstattung der direkten Hausstationen mit Mess- und Regelungseinrichtungen, Absperrarmaturen etc. entspricht sinngemäß dem, was bereits bei den indirekten Stationen ausgeführt wurde.

3.2.8 Möglichkeiten zur Emissionsminderung und Abgasreinigung

Der Einsatz von Emissionsminderungstechniken ist abhängig von der Anlagengröße, dem einzusetzenden Brennstoff und den einzuhaltenden Emissionsgrenzwerten, die in Kapitel 4 detailliert behandelt werden. Zur Einhaltung dieser Grenzwerte sollten zunächst Primärmaßnahmen bei der Feuerungstechnik zum Einsatz kommen. Sind die Grenzwerte durch diese Primärmaßnahmen allein nicht einzuhalten, sind zusätzliche Minderungsmaßnahmen, die sogenannten Sekundärmaßnahmen, erforderlich.

Entsprechend den unter Kapitel 3.2.1 diskutierten Vorgängen zur Schadstoffentstehung sollen im Folgenden mögliche Minderungsmaßnahmen vorgestellt werden. Grundsätzlich lassen sich folgende Kategorien von Maßnahmen zur Emissionsminderung unterscheiden:

- Maßnahmen zur Minderung von Produkten unvollständiger Verbrennung (CO, C_xH_y, Teere),
- Maßnahmen zu Partikelemissionsminderung (Entstaubung),
- Maßnahmen zur Minderung von Chloremissionen (HCl, Dioxine, Furane),
- Maßnahmen zur Minderung von Schwefeloxid-Emissionen (SO_2, SO_3),
- Maßnahmen zur Minderung von NO_x-Emissionen (Primär- und Sekundärmaßnahmen).

Eine Übersicht zu den Möglichkeiten der Rauchgasreinigung bietet die Datensammlung auf
ttp://mediathek.fnr.de/leitfaden-bioenergie /FNR 2014/.

Maßnahmen zur Minderung von Produkten unvollständiger Verbrennung

Ein unvollständiger Gasausbrand entsteht, wenn

- die Temperatur im Feuerraum zu gering ist,
- die Verweilzeit der Rauchgase in der Feuerung zu kurz ist,
- die notwendige Verbrennungsluftmenge nicht zur Verfügung steht oder aber schlecht mit den Rauchgasen vermischt ist.

Um daher eine möglichst vollständige Verbrennung von Biomassen zu erreichen, ist eine Trennung der Feststoffvergasung und des Gasausbrandes erforderlich, die Verbrennungsluft wird dazu in Primär- und Sekundärluft aufgeteilt. Zur Vergasung des Brennstoffs wird in Abhängigkeit von der Brennstoffmenge Primärluft zugeführt. In der nachgelagerten Ausbrandzone wird Sekundärluft zugegeben. Für eine vollständige Verbrennung muss die Luftüberschusszahl > 1 sein, um eine örtliche Sauerstoffunterversorgung zu vermeiden.

Wirbelschichtfeuerungen werden mit einer Luftüberschusszahl von etwa 1,3 gefahren. Rost- und Unterschubfeuerungen werden wegen der vergleichsweise schlechteren Durchmischung von Brennstoff und Verbrennungsluft und dem sehr unterschiedlichen Brennstoffwassergehalt mit Luftüberschusswerten von 1,6–2,0 betrieben /Gaderer 2011/. Bei steigendem Luftüberschuss (2–3) wird die Flamme zu stark gekühlt, die Verbrennungstemperatur sinkt. Zu geringer Luftüberschuss führt zu lokalem Sauerstoffmangel und hat eine zu niedrige Temperatur zur Folge, was zu unvollständigem Ausbrand und steigenden Emissionen führt.

Eine gute Durchmischung der Sekundärluft mit den brennbaren Gasen sowie eine ausreichend lange Verweilzeit der Gase in der heißen Zone sind wesentliche Maßnahmen, um eine vollständige Verbrennung zu sichern. Als Richtwert hierfür gilt eine Temperatur von mindestens 850 °C bei einer Verweilzeit von 0,5 s /Nussbaumer 2001/.

Mit einem Regel- und Sondensystem (z. B. Sauerstoffmessung durch Lambda-Sonde) kann auch unter wechselnden Bedingungen ein optimales Verhältnis von Brennstoff und Primär- bzw. Sekundärluft gewährleistet werden. Bei kontinuierlich betriebenen Feuerungen wird die Brennstoff- und Verbrennungsluftmenge in einem bestimmten Leistungsbereich geregelt. Das Emissionsniveau der Produkte unvollständiger Verbrennung ist daher äußerst gering und kann bei sehr gut geregelten Anlagen CO-Werte von < 100 mg/m³ ermöglichen /Gaderer 2011/. Auch im unteren Teillastbereich kann bei Verwendung moderner Feuerungstechnik davon ausgegangen werden, dass nur ein geringer Anstieg der Emissionen unvollständig ausgebrannter Stoffe stattfindet.

Maßnahmen zur Partikelemissionsminderung (Entstaubung)

Die Aufwendungen zur Entstaubung des Rauchgases sind stark vom Feuerungstyp und insbesondere von der verwendeten Brennstoffart abhängig:

- Eine Entstaubungseinrichtung, die nach einer Staubfeuerung installiert ist, wird mit annähernd der gesamten im Brennstoff enthaltenen Asche beaufschlagt. Bei einer Rostfeuerung oder Unterschubfeuerung hingegen wird der grobe Ascheanteil direkt aus der Feuerung ausgeschleust. Die Entstaubungseinrichtung wird nur mit dem feineren Anteil, der Flugasche, beaufschlagt.
- Die Aufwendungen zur Staubabscheidung sind für Halmgut-Brennstoffe höher als für Holz-Brennstoffe, wobei die typischen Rohgasemissionen von Hackschnitzelverbrennungsanlagen zwischen 200 und 800 mg/m³$_{i.N.}$ (im Mittel 500 mg/m³$_{i.N.}$) liegen. Aufgrund der größeren Stückigkeit und der höheren Dichte des Brennstoffes ist die bei Holzfeuerungen entstehende Asche gröber (> 10 µm). Bei Halmgut führt zudem der höhere Alkali-, Chlor- und Schwefelgehalt zur Entstehung von Salzen (KCl, K_2SO_4), die feinste Flugaschepartikel bilden (< 1 µm).

Die Partikelemissionen aus Biomassefeuerungen können zu mehr als 90 % aus Feinstäuben mit einer Partikelgröße < 10 µm bestehen, wobei das Maximum der Partikelanzahlverteilung zwischen 0,03 und 0,1 µm liegen kann. Um partikelförmige Emissionen zu minimieren, werden hauptsächlich folgende Abscheideverfahren eingesetzt /Gaderer 2011/:

- Fliehkraftabscheider (z. B. Zyklon, Multizyklon),
- Filter (z. B. Gewebefilter),

- elektrostatische Abscheidung (Trocken- und Nass-Elektrofilter).

Daneben sind Rauchgaswäscher und Rauchgaskondensationsanlagen als Sonderanwendungen bei der Entstaubung von Bedeutung.

Die Einsatzbereiche und die typischen Merkmale der unterschiedlichen Staubabscheider sind in Tabelle 3.7 dargestellt. Es wird deutlich, dass Zyklonabscheider für die groben Ascheanteile eingesetzt werden und Gewebe- und Elektrofilter für die Feinanteile der Flugstäube /Spliethoff 2000/. Nachfolgend werden die Prinzipien der Abscheidetechniken vorgestellt.

Zyklon

In einem im oberen Teil zylindrischen, im unteren Teil konischen Abscheideraum wird das von der Feuerung kommende, partikelhaltige Gas durch tangentialen Strömungseinlass in eine Drehbewegung versetzt. Auf die Partikel wirken daher hohe Fliehkräfte, die eine Bewegung der Teilchen zur Außenwand bewirken. Von dort sinken die Teilchen in den darunterliegenden Staubabscheideraum. Das gereinigte Gas wird meist durch ein Saugzuggebläse über das Tauchrohr aus dem Zyklon abgesaugt. Der Entstaubungsgrad eines Zyklons hängt wesentlich von der Korngröße, der Partikeldichte, der Zyklongeometrie und dem Volumenstrom, mit dem sich die Gasgeschwindigkeit und der Druckverlust des Zyklons ändern, ab. Durch eine geringere Strömungsgeschwindigkeit ergibt sich ein schlechterer Entstaubungsgrad bei Teillast der Anlage. Um eine bessere Abscheideleistung ohne Erhöhung der Strömungsgeschwindigkeit und damit ohne allzu großen Druckverlust zu erreichen, wird der Gasstrom auf mehrere kleine, parallel geschaltete Zyklone, sogenannte Multizyklone, aufgeteilt (siehe Abb. 3.33).

Der Abscheidegrad ist aufgrund des Verhältnisses von Luftwiderstand zur Trägheitskraft physikalisch begrenzt. Der Vorteil der Zyklonabscheider ist die einfache Bauform, die zur kostengünstigen Abscheidung von Grobpartikeln führt.

Multizyklone scheiden bei akzeptablen Druckverlusten nur Teilchen größer 10 µm effizient ab, was in Hackschnitzel- und Rindenfeuerungen zu Reststaubgehalten im Rauchgas von 120 bis ca. 400 mg/m$^3_{i.N.}$ führt /Spliethoff 2000/. Demnach können die von der Anlagengröße abhängigen Grenzwerte in der Regel nicht eingehalten werden, sodass eine weitere Staubreinigung nachgeschaltet werden muss. Daher werden bei Holzfeuerungen und, aufgrund der sich ergebenden sehr feinen Staubpartikel, bei Stroh-, Ganzpflanzen- und Heufeuerung üblicherweise nach der Vorabscheidung durch Zyklone zur Feinabscheidung Gewebefilter oder Elektrofilter eingesetzt.

Gewebefilter

Werden staubhaltige Gase durch eine poröse Gewebe- oder Filzschicht geleitet, wird der Staub vom Gas getrennt und lagert sich an der Filterschicht ab. Als Filtermaterial kommen Gewebe und Stoffe aus Natur- und Kunstfasern, anorganisches Fasermaterial wie Glas-, Mineral- und Metallfasern, aber auch Metallfolienfilter zum Einsatz. Die Ablagerung geschieht durch den „Siebeffekt“ (die Partikel können aufgrund ihrer Größe durch die Filterporen nicht hindurch) und durch Adhäsionskräfte (Anhaften) zwischen den Partikeln und dem Filtermedium bzw. der Partikel untereinander, wenn sich bereits ein Filterkuchen aufgebaut hat. Durch die Adhäsionskräfte können feinere Partikel abgeschieden werden, die kleiner sind als die Filterporen. Die Abreinigung des Filterkuchens vom Filtermaterial erfolgt durch Rückspülen mit einem Druckluftstoß.

Als Bauformen werden in erster Linie Schlauch- und Taschenfilter eingesetzt. Beim Schlauchfilter (Abb. 3.34) hat das Filtermedium eine zylindrische Schlauchform, beim Taschenfilter wird das Filtermaterial über plattenförmige Rahmen gespannt. Der Schlauchfilter hat den Vorteil, dass er besser abgereinigt werden kann, wodurch der Druckluftbedarf bei der Abreinigung geringer ist.

Die typische Einsatztemperatur von Gewebefiltern liegt zwischen 120 und 240 °C. Die untere Temperaturgrenze muss eingehalten werden, um eine Taupunktunterschreitung und somit ein Verstopfen des Filters zu vermeiden. Beim Anfahren muss daher der Filter entweder mit einem Bypass umfahren oder elektrisch beheizt werden. Bei Überschreitung der oberen Temperaturgrenze kann es zu Schädigungen des Filtermaterials kommen.

Ein Gewebefilter ist in jedem Fall wirkungsvoll vor Funkenflug zu schützen. Im Allgemeinen wird hierzu ein Zyklon zur Vorabscheidung eingesetzt. Gewebefilter haben den Vorteil eines hohen Abscheidegrades unabhängig vom Gasvolumenstrom, d. h. unabhängig vom Lastzustand der Anlage. Es werden Reingaskonzentrationen von 1 bis 10 mg/m$^3_{i.N.}$ erreicht. Weiterhin besteht die Möglichkeit, durch Sorptionsmittelzugabe saure Rauchgasbestandteile abzuscheiden.

Bei Abgastemperaturen über 180 °C besteht in Gewebefiltern prinzipiell die Gefahr der Neubildung von Dioxinen und

TAB. 3.7: ÜBERSICHT ÜBER VERSCHIEDENE STAUBABSCHEIDEVERFAHREN

Abscheideverfahren	Mittlere Partikelgröße	Abscheidegrad	Gasgeschwindigkeit	Druckverlust	Energiebedarf
	µm	%	m/s	mbar	kWh/1.000m$^3_{i.N.}$
Zyklon	3–1.000	85–95	15–25	6–15	0,30–0,65
Gewebefilter	0,1–10	99–99,99	0,5–5,0	5–20	0,75–1,90
Trocken-Elektrofilter	0,01–20	99–99,99	0,5–2,0	1,5–3	0,26–1,96
Nass-Elektrofilter	0,01–20	99–99,99	0,5–2,0	1,5–3	0,17–2,30
Wäscher und Kondensator	5–100	80–95	k. A.	k. A.	k. A.

Quelle: nach /Turegg 1997/, /FNR 2006/

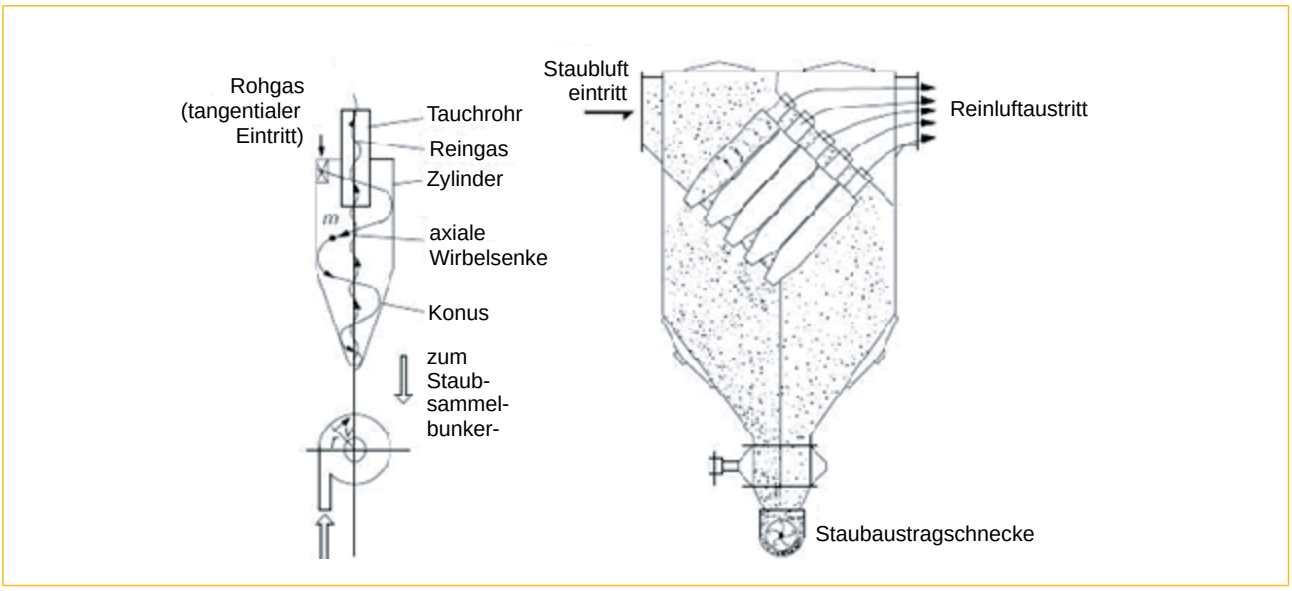


Abb. 3.33: Schema eines Zyklons mit Anordnung zum Multizyklon (m: Partikelmasse, v: Partikelgeschwindigkeit, r: Radius) /Hartmann 2007/

Furanen. Um die Bildung dieser Substanzen zu vermeiden, sollte deshalb die Betriebstemperatur von Gewebefiltern unter 150 °C, zumindest aber unter 180 °C liegen (vgl. Abschnitt Maßnahmen zur Reduzierung von Chloremissionen) /Nussbaumer 2001/.

Elektrofilter

E-Filter können Staubpartikel und Nebeltröpfchen durch Einwirkung eines elektrischen Feldes abscheiden, das durch Anlegen einer Gleichspannung zwischen 20 und 100 kV zwischen zwei Elektroden aufgebaut wird. An den Sprühelektroden kommt es aufgrund der hohen Spannung zu Korona-Entladungen und zur Freisetzung von Elektronen, die sich an den Staubteilchen anlagern. Die Teilchen sind somit elektrisch aufgeladen, wandern zur als Niederschlagselektrode ausgebildeten Kathode und setzen sich dort ab. Durch Klopfvorrichtungen werden die Niederschlagselektroden periodisch abgereinigt. In Abb. 3.35 ist das Funktionsprinzip eines E-Filters anhand des exemplarischen Aufbaus eines zweifeldrigen Plattenelektrofilters dargestellt.

Die Wirkung eines E-Filters ist vom elektrischen Widerstand der zwischen Sprüh- und Niederschlagselektrode strömenden Rauchgase und von der elektrischen Leitfähigkeit der Staubpartikel abhängig. Der Widerstand des Rauchgases sinkt mit abnehmender Temperatur und mit zunehmender Rauchgasfeuchte. Durch die Absenkung des elektrischen Widerstandes des Rauchgases erhöht sich die Wirksamkeit des Filters. Die Erhöhung der angelegten Spannung steigert ebenfalls die Filterwirkung, sie ist jedoch durch die Durchschlagsspannung begrenzt, die ebenfalls von Feuchte und Temperatur abhängt. Um stets in einem optimalen Betriebsbereich des E-Filters zu arbeiten, wird die angelegte Spannung geregelt. Dies ist insbesondere bei den Anlagen wichtig, die mit unterschiedlichen Brennstoffen und variierendem Wassergehalt im Brennstoff arbeiten. Im Gegensatz zum Gewebefilter sind zum Betrieb eines Elektrofilters Vorabscheider, Funkenflugschutzeinrichtungen oder Feuerlöschanlagen nicht unbedingt erforderlich.

Elektrofilter haben wie Gewebefilter einen hohen Abscheidegrad und es können Reingaskonzentrationen zwischen 10 und 20 mg/m³$_{i.N.}$ erreicht werden. Die Investitionskosten sind für relativ kleine Anlagen (< 1 MW) zwar etwas höher als für Gewebefilter, jedoch sind die Betriebskosten bei einem Elektrofilter geringer /FNR 2006/.

Der Einsatz eines Elektrofilters kann bei halmgutartiger Biomasse Probleme bereiten, da der Staubwiderstand trockener Strohasche höher ist als der von Kohleasche, für die diese Filter ursprünglich entwickelt wurden. Dies führt zu Schwierigkeiten bei der Abreinigung der Niederschlagselektrode, da die Asche durch ihren hohen elektrischen Widerstand ihre Ladung schlechter abgibt und somit anhaftet. Wird jedoch der Elektrofilter bei niedrigeren Rauchgastemperaturen eingesetzt, sinkt der Staubwiderstand mit zunehmendem Wasserdampfanteil des Rauchgases. Bei zu niedrigen Temperaturen kann die Asche verkleben und zu Verschmutzungsproblemen führen. Hieraus ergibt sich ein enges Temperaturfenster um 115 °C für den Einsatz eines Elektrofilters bei Halmgutfeuerungen /Spliethoff 2000/. Im Vergleich zum Gewebefilter beeinträchtigt das Durchfahren des Taupunktes den Betrieb nicht unmittelbar.

Rauchgaswäscher

Bei der Verbrennung von Biomasse kommen auch nasse Reinigungsverfahren zur Anwendung. Das Rauchgas wird durch einen Wäscher geleitet, in den fein zerstäubtes Wasser im Gegenstrom eingedüst wird. Dabei werden Staubpartikel gebunden und mit dem Wasser abgeleitet. In erster Linie werden Wäscher dann eingesetzt, wenn saure Schadgase (z. B. HCl, SO_2, siehe unten) abgeschieden werden müssen. Hier soll deshalb nur kurz auf die Besonderheiten bei der Staubabscheidung in Wäschern eingegangen werden.

Bei der Staubabscheidung in einem Wäscher werden die Staubpartikel mit etwa um den Faktor 100 bis 1.000 größeren Wassertröpfchen in Kontakt gebracht, an ihnen angelagert und in einem Tropfenabscheider vom Gasstrom getrennt. Für einen

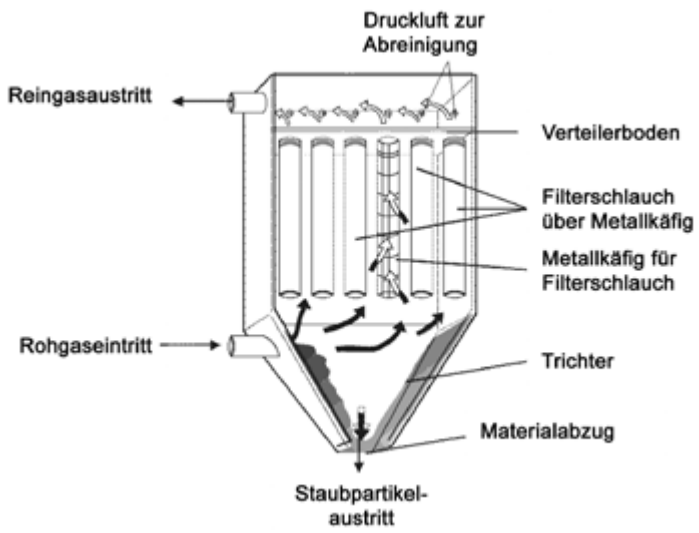


Abb. 3.34: Funktionsweise des Gewebefilters (Schlauchfilter) /Spliethoff 2000/

optimalen Abscheidegrad ist ein effektiver Tropfenabscheider unbedingt erforderlich.

Bei Wäschern existieren auf dem Markt verschiedenste Bauformen, vom einfachen Waschturm über den Wirbelwäscher, den Rotationszerstäuber bis zum Venturiwäscher (siehe Abb. 3.36). Während einfache Waschtürme nur geringe Partikelabscheidegrade aufweisen und feine Partikel passieren lassen, können mit Rotationszerstäubern und Venturiwäschern bei entsprechendem Druckverlust und Energieaufwand auch Partikel mittlerer Größe von 0,1 µm abgeschieden und Abscheidegrade von 95 % erreicht werden /Vogel 2007/.

Rauchgaskondensation

Bei feuchten Brennstoffen können zur Wärmerückgewinnung eingesetzte Rauchgaskondensationsanlagen auch zur Partikelabscheidung, gegebenenfalls in Kombination mit einer nassen Entstaubung, genutzt werden. Die Rauchgase werden in einem Multizyklon vorgereinigt, und anschließend wird der Wasserdampf zur Wärmegewinnung kondensiert. Da die Staubpartikel als Kondensationskeime wirken, werden sie mit dem Kondensat an den Wärmetauscherflächen abgeschieden. Hierdurch können im Reingas Staubgehalte von 40 mg/m$^3_{i.N.}$ erzielt werden. Für Anlagen, die nach dem 31.12.2014 errichtet werden, muss jedoch eine Staubkonzentration von 20 mg/m$^3_{i.N.}$ erreicht werden, weswegen weitere Maßnahmen zur Entstaubung durchgeführt werden müssen (vgl. Kapitel 4) /TA Luft 2002/, /1. BImSchV 2010/.

Diese aufwendigen und teuren Rauchgaskondensationsanlagen sollten nur für feuchte Biomasse mit einem Wassergehalt über 30 %, vorwiegend für Hackschnitzel, eingesetzt werden /Spliethoff 2000/. Je feuchter der Brennstoff, desto besser ist die Wirtschaftlichkeit des Kondensators.

Eine Voraussetzung für den wirtschaftlichen Einsatz der Rauchgaskondensation ist zudem eine sehr niedrige Rück-

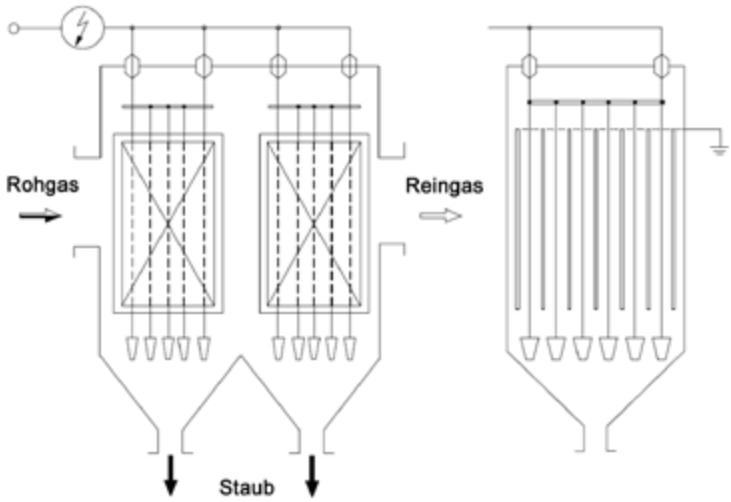


Abb. 3.35: Exemplarischer Aufbau eines zweifeldrigen Plattenelektrofilters /Kaltschmitt et al. 2009/

lauftemperatur im Fernwärmesystem (ca. 30 °C), damit eine möglichst vollständige Kondensation des im Rauchgas enthaltenen Wassers stattfinden kann.

Durch die Rauchgaskondensation mit anschließender Einmischung von trockener Luft oder einer Wiederaufheizung des Rauchgases kann eine Wasserdampffahne am Kamin weitgehend verhindert werden.

Maßnahmen zur Reduzierung von Chloremissionen

Maßnahmen zur HCl-Reduzierung sind in erster Linie bei der Verfeuerung von halmgutartigen Brennstoffen von Bedeutung, weil sie einen höheren Chlorgehalt aufweisen. Chlor wird teilweise in die Asche eingebunden. An Hackschnitzel- und Rindenfeuerungen wurden Einbindungsraten zwischen 40 und 80 % ermittelt. Kann hierdurch der geforderte Chlorgrenzwert nicht eingehalten werden, sind die Trockensorption mit kombinierten Feinststaubabscheider oder die Nasswäsche gängige Verfahren.

Trockensorption

Die im Vergleich zum Wäscher anlagentechnisch einfachere Methode, um Chlorwasserstoffverbindungen aus dem Rauchgas zu filtern, stellt die Trockensorption dar. Dabei wird ein Sorptionsmittel wie Kalkhydrat ($Ca(OH)_2$) in das Rauchgas eingemischt. Dieses reagiert mit dem Chlor zu Calciumchlorid und wird im Filter abgeschieden.

Beim Einsatz eines Gewebefilters findet die Reaktion zum Großteil an dem sich aufbauenden Filterkuchen statt. Der Chemikalienverbrauch bei der Trockensorption hängt vom Chlorgehalt des Brennstoffes und von der Filterart ab.

Ein E-Filter benötigt im Vergleich zu einem Gewebefilter mehr Sorptionsmittel, da sich kein Filterkuchen aufbaut. Darum muss beim Einsatz der Trockensorption mit einem E-Filter eine Reaktionskammer vorgeschaltet sein, um eine ausreichende Verweilzeit zur Reaktion des Chlors mit dem Sorptionsmittel zu erzielen. Außerdem muss der E-Filter bei gleichbleibendem Reingasstaubgehalt größer ausgelegt werden, da auch das Sorptionsmittel abgeschieden werden muss. Der Abscheidegrad von HCl bei der Trockensorption beträgt ca. 90 % /Kaltschmitt et al. 2009/.

Rauchgaswäscher

Liegen die Chlorverbindungen in Form von HCl vor, können sie durch einfache Wäscher aus dem Rauchgas entfernt werden. Dabei wird das Rauchgas im Gegenstrom zum Waschwasser von unten nach oben geführt (Abb. 3.36). Die Abscheidung der gasförmigen Schadstoffe erfolgt durch Absorption in den Wassertröpfchen. Dabei entsteht eine salzhaltige Waschlösung, die normalerweise im Kreislauf geführt wird. Eine Abscheidung von sauren Schadgasen ist ohne Zusatzstoffe möglich. Durch alkalische Zusätze kann die Abscheidung jedoch gesteigert werden /Spliethoff 2000/. In Abb. 3.36 ist ein einfacher Wäscher ohne Einbauten dargestellt. Im Gegensatz zur Staubabscheidung in Wäschern kann bei der HCl-Abscheidung auch mit einem Wäscher einfacher Bauart mit geringem Druckverlust ein Abscheidegrad von 90 % erreicht werden. Die Abwasserreinigung kann sich bei solchen Wäschern auf eine Neutralisation beschränken. Bei einer Kombination von Filter und einem nachgeschalteten einfachen Wäscher, in dem nur noch die sauren Rauchgasbestandteile abgefangen werden, ist auch ein abwasserfreier Betrieb möglich. Dabei wird das salzhaltige Abwasser in einem Sprühtrockner vor dem Filter verdampft. Die gelösten Salze fallen als Feststoff an und werden im Filter abgeschieden.

Eine ähnliche Wirkung wie mit einem Wäscher kann mit einer Rauchgaskondensationsanlage, die bei der Nutzung sehr feuchter Brennstoffe eingesetzt werden kann, erreicht werden (vgl. Abschnitt Entstaubung).

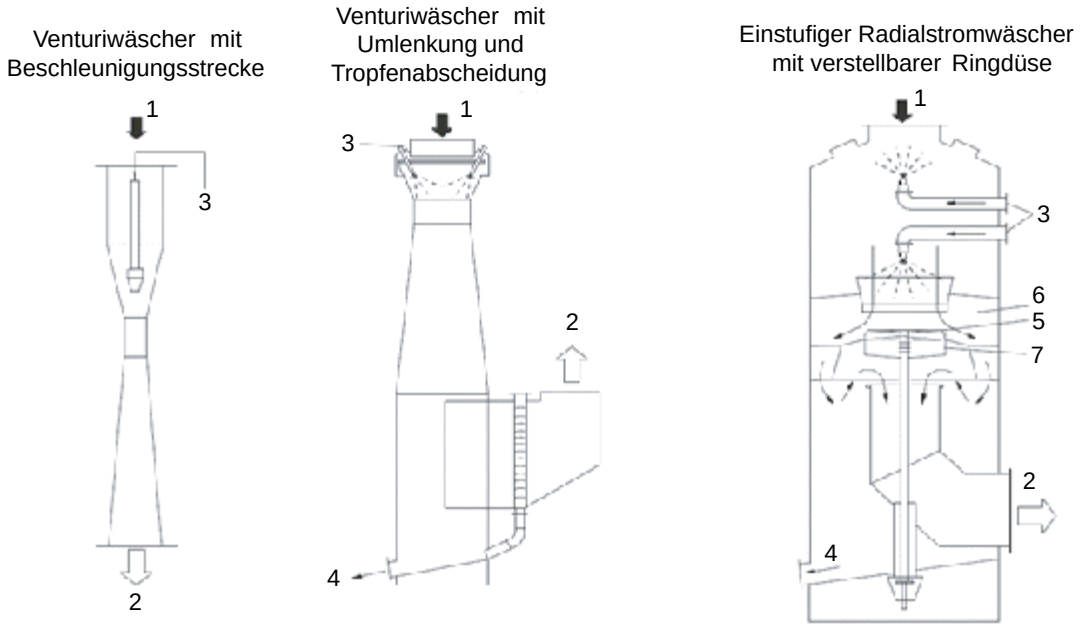
Dioxine und Furane

Dioxine können partikelgebunden und als filtergängige Dioxine vorliegen. Bei den Möglichkeiten zur Minderung von Dioxinen ist zu unterscheiden zwischen:

- Verhinderung der Dioxinbildung in der Abgasreinigung. Hierbei ist vor allem das Temperaturfenster der Denovo-Synthese zu beachten. Als Konsequenz davon sollten Temperaturen zwischen rund 400 und 150 °C rasch durchlaufen werden. Auch sollten in der entsprechenden Zone des Kessels Ablagerungen verhindert werden.
- Zerstörung von Dioxinen z. B. durch katalytische Oxidation. Durch eine katalytische Oxidation können die partikelgebundenen und filtergängigen Dioxine zerstört werden. Beispielsweise wurden bei Einsatz einer üblichen SCR-Anlage zur NO_x-Minderung nach einer Holzfeuerung Dioxinabbauraten bis über 90 % erzielt (siehe Maßnahmen zur Reduzierung von Stickstoffoxid-Emissionen).
- Abscheidung von Dioxinen. Partikelgebundene Dioxine können auch in Filtern abgeschieden werden. Deshalb ist z. B. mit einem Gewebe- oder Elektrofilter oftmals bereits eine deutliche Dioxinminderung möglich. Dabei sollte die Staubabscheidung bei Temperaturen von deutlich unter 150 °C betrieben werden, um die Bildung neuer Dioxine zu verhindern. Weiterhin kann die Abscheidewirkung eines Gewebefilters durch Zugabe eines Adsorptionsmittels (z. B. Kalkhydrat, Herdofenkoks) deutlich verbessert werden. Dadurch können auch filtergängige Dioxine teilweise abgeschieden werden. Eine Optimierung der Filterbedingungen durch Erhöhung von Filterschichtdicke und Koksanteil kann den Abscheidegrad noch erheblich verbessern /Kaltschmitt et al. 2009/.

Maßnahmen zur Reduzierung von Schwefeloxid-Emissionen

Aufgrund des geringen Schwefelgehalts biogener Festbrennstoffe sind für das Einhalten der SO_2-Emissionsgrenzwerte meist – auch bei Halmgütern – keine Minderungsmaßnahmen erforderlich. Wegen der korrosiven Wirkung von Schwefelsäure in der Feuerungsanlage und den Rauchgaskanälen werden die Rauchgastemperaturen bis zum Kamin möglichst über dem Säuretaupunkt gehalten. Der im Brennstoff enthaltene Schwefel wird bei der Verbrennung zwar überwiegend gasförmig freigesetzt, kann aber wieder in die Flugasche eingebunden werden. Die Einbindung in die Asche ist abhängig von den Konzentrationen an Alkalien und Erdalkalien (insbesondere Ca) und von der Verbrennungstemperatur. Zur Abscheidung dieser gasförmigen Schadstoffe wird daher meistens vor einem Gewebefilter ein Flugstromverfahren mit einem staubförmigen Adsorbens auf Calcium- oder Natriumbicarbonatbasis eingesetzt /Gaderer 2011/.



1 Rohgaseintritt, 2 Reingasaustritt , 3 Waschflüssigkeitszuführung, 4 Waschflüssigkeitsablauf, 5 verstellbarer Ring, 6 Diffusor, 7 Drallschaufel

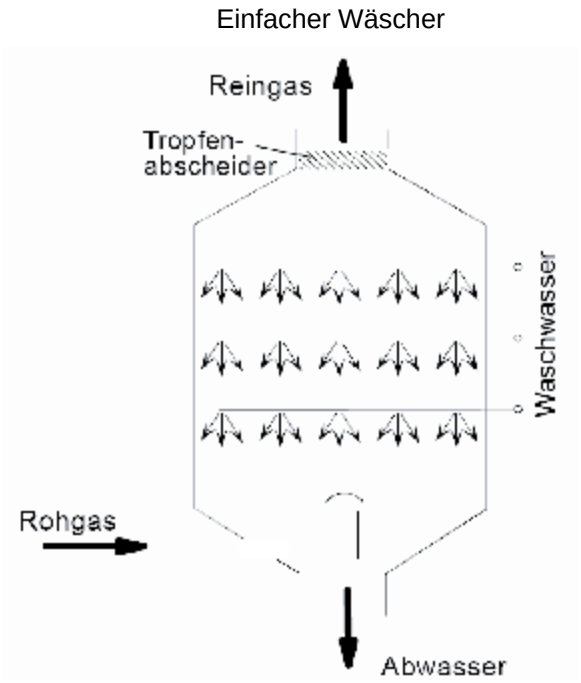


Abb. 3.36: Verschiedene Wäschertypen /Kaltschmitt et al. 2009/

Maßnahmen zur Reduzierung von Stickstoffoxid-Emissionen (NO_x)

Stickstoffoxide stammen bei der Biomasseverbrennung überwiegend aus dem im Brennstoff enthaltenen Stickstoff (siehe Kapitel 3.2.1). Abb. 3.37 zeigt am Beispiel einer Feuerungsanlage die aus verschiedenen Biomassen mit unterschiedlichem N-Gehalt resultierenden Stickstoffoxid-Emissionen (NO_x). Es wird deutlich, dass bei Brennstoffen mit höheren Stickstoffgehalten Maßnahmen zur Stickstoffoxidminderung durchgeführt werden müssen, um die gesetzlichen Auflagen zu erfüllen. Der kritische N-Gehalt in der Biomasse liegt bei rund 1 bis 2 % /Hartmann et al. 2004/.

Dafür stehen Primär- und Sekundärmaßnahmen zur Verfügung. Primärmaßnahmen greifen direkt in den Verbrennungsab-

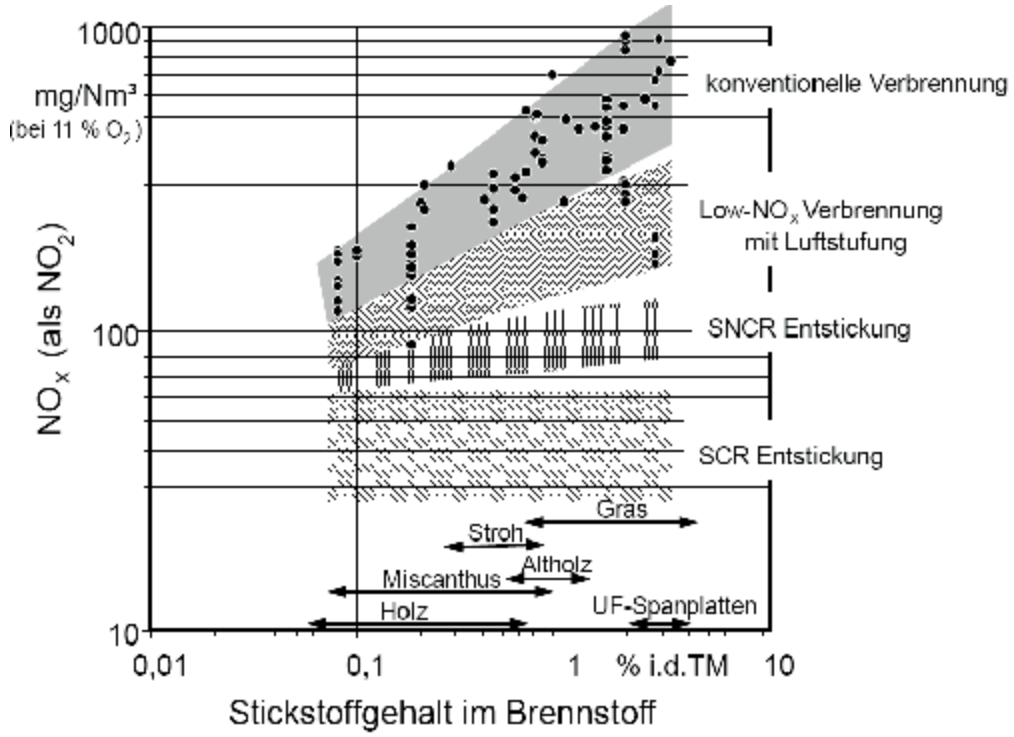


Abb. 3.37: Stickstoffoxid-Emissionen als Funktion des Brennstoffstickstoffgehalts für konventionelle Verbrennung, Low-NO_x-Verbrennung mit Luftstufung sowie Entstickung mit SNCR und SCR für die Brennstoffe Holz, UF-Spanplatten, Altholz, Gras, Stroh und Miscanthus (TM: Trockenmasse, SCR: Selektive katalytische NO_x-Reduktion, SNCR: Selektive nicht katalytische NO_x-Reduktion) /Nussbaumer 1997/

lauf ein, um die Stickstoffoxidbildung zu mindern. Als Sekundärmaßnahmen werden der Feuerung nachgeschaltete Verfahren zur Reduktion von bereits gebildeten Stickstoffoxiden bezeichnet.

Primärmaßnahmen

Zu den Primärmaßnahmen werden gezählt:

- Rauchgasrückführung: Bei der Rückführung von Rauchgasen erreicht man eine begrenzte Minderung der NO_x-Emissionen durch die kühlende Wirkung der Rauchgase auf die Flammentemperatur und durch den Verdünnungseffekt, der zu einem verminderten Sauerstoffpartialdruck führt.
- Luftstufung: Bei der gestuften Verbrennung erfolgt eine Aufteilung der Verbrennungsluft in Primär-, Sekundär- und gegebenenfalls noch weitere Zuluftströme wie Tertiär- oder Ausbrandluft (vgl. Abb. 3.38). Dadurch entsteht im brennernahen Bereich eine unterstöchiometrische Reduktionszone, in der durch die sich bildenden Reduktionsmittel Stickstoffoxid abgebaut wird. Die Zugabe der Ausbrandluft sorgt für den vollständigen Ausbrand. Das Prinzip der Luftstufung kann entsprechend auf die anderen Feuerungsarten übertragen werden. Bei Brennstoffen mit niedrigem Ascheerweichungspunkt und niedrigem Wassergehalt ist bei Anwendung der Luftstufung Vorsicht geboten, da es durch lokal erhöhte Verbrennungstemperaturen zu Verschlackungen kommen kann. Minimale NO_x-Emissionen werden unter folgenden Bedingungen erzielt: a) Verweilzeit um 0,5 s (> 0,3 s) und gute Vermischung der Gase (Turbulenz); b) Temperatur in der Reduktionszone zwischen 1.100 und 1.200 °C; c) Primärluftzahl (d. h. Luftzahl λ [Lambda] nur mit Primärluft) zwischen 0,7 und 0,8. Die zu erwartenden NO_x-Emissionen nach einer Luftstufung im Vergleich zur konventionellen Verbrennung sind in Abb. 3.37 aufgeführt.
- Brennstoffstufung: Zur Gewährleistung reduzierender Bedingungen in einer definierten Zone der Feuerung kann neben der Luftstufung auch die Brennstoffstufung eingesetzt werden. Dabei wird der Hauptbrennstoff in einer ersten Stufe mit Luftüberschuss und anschließend ein Zweitbrennstoff, der auch als Stufen- oder Reduktionsbrennstoff bezeichnet wird, in das Abgas eingemischt. Dadurch wird in der Reduktionszone eine Luftzahl kleiner eins erreicht, sodass zuvor gebildete Stickoxide durch NH- und CH-Verbindungen aus dem Zweitbrennstoff reduziert werden. Das betrifft sowohl Brennstoff-Stickoxide als auch thermische Stickstoffoxide aus der Hauptbrennzone. Als Stufenbrennstoff sind alle kohlenstoffhaltigen Brennstoffe geeignet. Von Vorteil ist dabei ein hoher Stickstoffgehalt und bei Festbrennstoffen zudem ein hoher Flüchtigengehalt; biogene Brennstoffe sind deshalb gut geeignet.

Sekundärmaßnahmen

Stickstoffoxide können nach der Verbrennung durch selektive nicht katalytische Reduktion (SNCR) oder durch selektive katalytische Reduktion (SCR), z. B. durch Katalysatoren in $DeNO_x$-Anlagen, abgebaut werden.

- SNCR-Verfahren (selektive nicht katalytische Reduktion): Hierbei wird NH_3 (Ammoniak) oder $CO(NH_2)_2$ (Harnstoff) im Temperaturbereich von 850 bis 950 °C in die Brennkammer eingedüst. Diese Stoffe leisten keinen energetischen Beitrag zur Verbrennung, lösen jedoch geeignete NO_x-Abbaureaktionen aus. Zur Erzielung einer befriedigenden Entstickungswirkung muss mit überstöchiometrischen Reduktionsmittelmengen gearbeitet werden, der nicht reagierende Anteil verbleibt als sogenannter Schlupf im Abgas. Die erreichbaren Reduktionsgrade liegen zwischen 60 und 70 % bei einer NH_3-Reingaskonzentration (NH_3-Schlupf) von kleiner 10 mg/$m^3_{i.N.}$. Bei einer Anlage mit SNCR-Kammer und statischem Mischer liegt das optimale Molverhältnis bei 1,8 bis 2,2 für eine Harnstofflösung und 1,5 bis 1,6 für gasförmiges Ammoniak. Die Verweilzeit sollte bei 0,5 s für Ammoniak und 1,5 s für eine Harnstoff- oder Ammoniaklösung liegen.
- SCR-Verfahren (selektive katalytische Reduktion): Bei diesem in den meisten Steinkohlekraftwerken realisierten NO_x-Minderungsverfahren werden die auf ca. 400 °C abgekühlten Rauchgase unter Zugabe von Ammoniak durch einen Katalysator geleitet, in dem die Stickstoffoxide zu molekularem Stickstoff abgebaut werden. Das SCR-Verfahren ermöglicht eine NO_x-Reduktion von 80 bis 95 % bei nahstöchiometrischer Zugabe von Ammoniak. Der Ammoniakschlupf beträgt zwischen 1 und 5 mg/$m^3_{i.N.}$. Der Einsatz des SCR-Verfahrens nach einer Biomassefeuerung birgt die Gefahr der Deaktivierung des aktiven Katalysatormaterials, insbesondere durch in den Flugstäuben enthaltene Alkaliverbindungen /Siegle et al. 1997/. Zur Vermeidung möglicher Ablagerungen werden deshalb verstärkt Platten- anstelle von Wabenkatalysatoren eingesetzt /Nussbaumer 2001/.

Die zu erwartenden NO_x-Emissionen nach der SNCR- und SCR-Entstickung sind in Abb. 3.37 aufgeführt.

3.2.9 Aschezusammensetzung und Ascheverwertung

Bei einer verstärkten Nutzung biogener Energieträger (Waldhackgut, Sägenebenprodukte, Stroh) zur Strom- und Wärmebereitstellung kommt der Frage nach einer sinnvollen und umweltverträglichen Verwertung der anfallenden Aschen eine steigende Bedeutung zu. Der Aschegehalt der einzelnen Biomassebrennstoffe liegt zwischen 0,5 Gew.-% der Trockensubstanz (TS) für Weichholz und 5 bis 8 Gew.-% der TS für Rinde. Altholz und Halmgüter weisen mit 5 bis 12 Gew.-% wesentlich höhere Werte auf (vgl. Kapitel 2.6). Die in größeren Biomassefeuerungen anfallende Asche setzt sich dabei normalerweise aus drei unterschiedlichen Fraktionen zusammen.

- Feuerraumasche (Grob- oder Rostasche): Darunter wird der im Verbrennungsteil der Feuerungsanlage anfallende überwiegend mineralische Rückstand der eingesetzten Biomasse verstanden. Hier finden sich auch die im Brennstoff enthaltenen Verunreinigungen (z. B. Sand, Erde, Steine) sowie bei Wirbelschichtfeuerungen Teile des Bettmaterials (meistens Quarzsand) wieder. Außerdem können – speziell beim Einsatz von Rinde und Stroh – gesinterte Ascheteile und Schlackebrocken in der Grobasche enthalten sein.
- Zyklonasche (Feinasche, Flugasche): Hierunter werden die als Partikel in den Abgasen mitgeführten festen, überwiegend anorganischen Brennstoffbestandteile verstanden, die als Stäube im Wendekammer- und Wärmeübertragerbereich der Feuerung sowie in den nachgeschalteten Fliehkraftabscheidern (Zyklonen) anfallen.
- Filterasche (Feinstflugasche): Darunter wird die in Gewebe- oder Elektrofiltern bzw. als Kondensatschlamm in Abgaskondensationsanlagen anfallende Aschefraktion verstanden. Bei Feuerungsanlagen ohne eine derartige Abgasreinigung wird die Feinstflugasche als Reststaub in die Atmosphäre abgegeben.

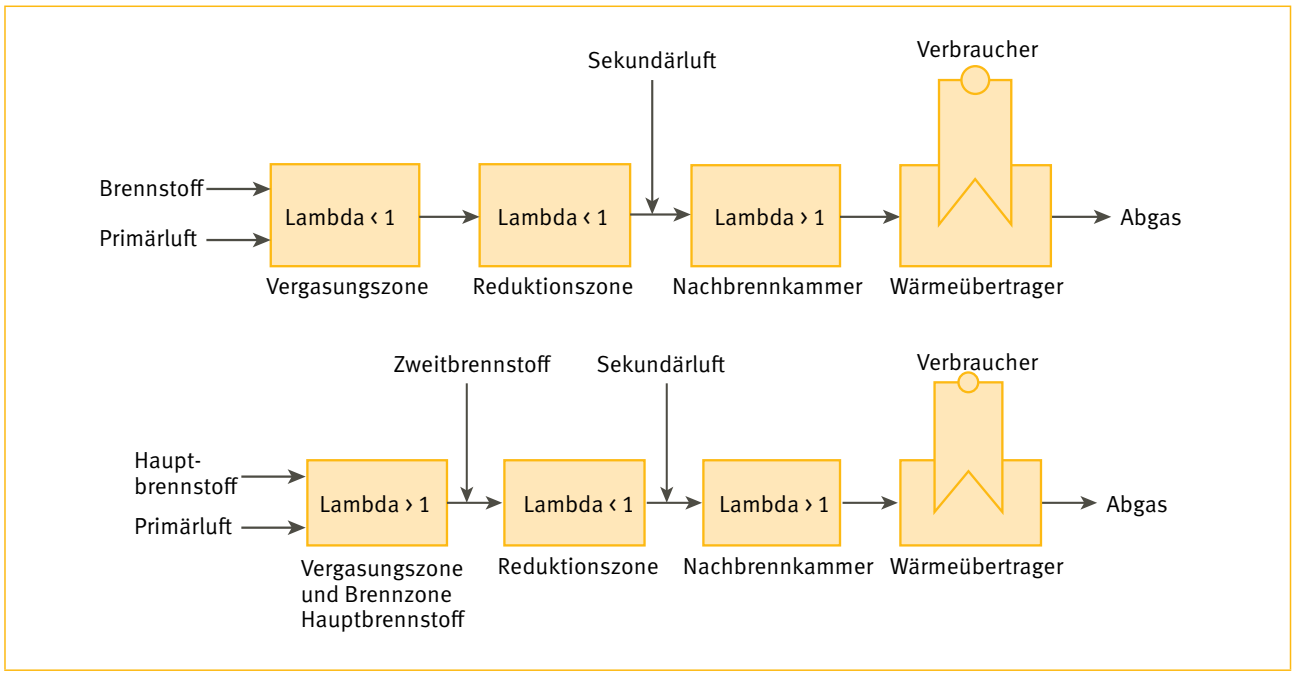


Abb. 3.38: Luftstufung (oben) und Brennstoffstufung (unten) im Feuerraum /Kaltschmitt et al. 2009/

Richtwerte für die durchschnittlichen Anteile der einzelnen Aschefraktionen an der gesamten anfallenden Asche sowie Nährstoff- und Schwermetallgehalte in den Aschefraktionen zeigt Tabelle 3.8. Dabei handelt es sich um Richtwerte, da die tatsächliche Mengenverteilung der Asche auf die einzelnen Fraktionen von vielen Einflussfaktoren wie der Korngröße des Brennstoffes, der Feuerraumgeometrie, der Feuerungstechnik, der Regelung der Luftzufuhr und der Flugstaubabscheidetechnologie abhängt. Bei Wirbelschichtfeuerungen kommt es durch den Austrag von Bettmaterial mit der Asche zu einer Erhöhung des Ascheanfalls gegenüber den laut Brennstoffaschegehalt zu erwartenden Werten. Die mit der Asche ausgetragene Menge an Bettmaterial kann bis zum 1- bis 3-Fachen des Brennstoffaschegehalts betragen /Gaderer 1996/. Bei Altholzfeuerungen kommt es durch den hohen Anteil an mineralischen Verunreinigungen und Fremdanteilen ebenfalls zu deutlich höheren Ascheanfällen als bei Frischholzfeuerungen.

Verwertung und Beseitigung von Aschen

Bei allen anfallenden Aschen handelt es sich um Abfall im Sinne von § 3 des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes (KrWG) von 2012. Vor der Verwertung/Beseitigung der Holzaschen ist dieser Abfall zu charakterisieren und entsprechend einzustufen. Abfälle werden je nach Art und Herkunft bestimmten Abfallschlüsseln der Abfallverzeichnisverordnung (AVV), zugeordnet. In der AVV stehen für Holzaschen verschiedene Abfallschlüssel (AS) zur Verfügung. Für Verbrennungsanlagen gelten Abfallschlüssel, die mit 10 beginnen (z. B. AS 100101, 100103). Die weitere Untergliederung richtet sich danach, ob es sich um Rostaschen oder Filterstäube handelt und ob die Feuerraumasche (nach DüMV Brennraumasche) bzw. Filterstäube gefährliche Stoffe enthalten oder nicht. Für die korrekte Deklaration der Asche anhand des korrekten Abfallschlüssels sowie die gesetzeskonforme Entsorgung ist der Verbrennungsanlagenbetreiber verantwortlich. Die Unterscheidung in „gefährlich“ bzw. „nicht gefährlich“ erfolgt nach den „Hinweisen zur Anwendung der Abfallverzeichnis-Verordnung“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Das Gefährlichkeitskriterium gilt als erfüllt, wenn mindestens eines der in den Hinweisen benannten Merkmale H1 bis H14 zutrifft /LUBW 2011/.

Für die Verwertung oder Entsorgung von Aschen aus Holzfeuerungen kommen folgende Möglichkeiten infrage:

- Verwertung von Asche als Düngemittel,
- Verwertung im Straßen- und Forstwegebau,
- Verwertung für industrielle Nutzung,
- Deponierung.

Das in Abb. 3.39 dargestellte Prüfschema beschreibt die Vorgehensweise bei der Entscheidungsfindung für die Ascheverwertung am Beispiel der Asche aus der Holzfeuerung.

Verwertung von Asche als Düngemittel

Nach der Düngemittelverordnung (DüMV) können Holzaschen, ggf. in aufbereiteter Form Düngemittel(komponente) sein, wenn sie den Anforderungen an einen zugelassenen Düngemitteltyp gemäß Anlage 1 DüMV entsprechen /LUBW 2011/, /DüMV 2012/. Nach der Düngemittelverordnung dürfen nur Brennraumaschen (Feuerraumaschen) aus der Monoverbrennung von naturbelassenen pflanzlichen Ausgangsstoffen ohne Verwendung aus der letzten filternden Einheit im Rauchgasweg und keine Kondensatfilterschlämme verwendet werden /Richarz 2010/. Zur Erreichung möglichst hochwertiger Düngemittel sollten Aschen, die an verschiedenen Orten der Anlage anfallen und im Allgemeinen unterschiedlich belastet sind, nicht vermischt werden /BLU 2009/.

Daneben besteht die Möglichkeit, Holzaschen im Rahmen der Verwertung von Bioabfällen einzusetzen. Qualitativ geeignete Aschen können sowohl im Rahmen der Behandlung (z. B. der Kompostierung) als auch bei der Herstellung von Gemischen mit behandeltem Bioabfall (Mischung mit Kompost oder mit Gärrückständen) eingesetzt werden /LUBW 2011/. Sofern mit Kompost gemischt und auf landwirtschaftlichen Flächen aufgetragen werden soll, greift die Bioabfallverordnung (BioAbfV) /BioAbfV 2012/. In der Novellierung der Bioabfallverordnung gelten Aschen als zulässiger Zuschlagstoff gemäß Anhang 1 Nr. 2 BioAbfV, d. h., Asche könnte dann eingesetzt werden, ohne dass sie selber einem zugelassenen Düngemitteltyp entsprechen muss /Richarz 2010/.

Es dürfen nur solche Aschen verwendet werden, die die Grenzwerte für Schwermetalle und weitere Schadstoffe nach der Düngemittelverordnung nicht überschreiten. Bei Brennraumaschen aus der ausschließlichen Verbrennung von unbehandeltem Holz dürfen die Grenzwerte um bis zu 50 % überschritten werden, wenn für diese Düngemittel im Rahmen der Hinweise zur sachgerechten Anwendung auf eine ausschließliche Verwendbarkeit auf forstlichen Standorten hingewiesen wird /BLU 2009/ (siehe Abb. 3.39). Nachfolgend ist in Tabelle 3.9 eine Auswahl relevanter Grenzwerte für die entsprechenden Verordnungen aufgeführt.

Neben den Grenzwerten werden in der Düngemittelverordnung auch die Mindestgehalte an Nährstoffen und die Typisierung der Düngemittel geregelt. Ergänzend sind in der Datensammlung in Tabelle 3-2-12 die möglichen Düngemitteltypen nach der DüMV aufgeführt. Möglich ist außerdem der Einsatz von Aschen als Mischkomponente für die Düngemittelherstellung. Neben direkter Einordnung von Brennraumaschen aus der Verbrennung von naturbelassenen pflanzlichen Ausgangsstoffen als Kalk- oder evtl. Kaliumdünger kommen hierbei folgende Möglichkeiten in Betracht /Richarz 2010/:

- Zumischung zu Düngemittel-Typ „Kohlesaurer Kalk“ bis max. 30 %,
- Zugabe zu mineralischen Mehrnährstoffdüngern,
- Zugabe zu einem organisch-mineralischen Düngemittel.

Düngemittelausbringungstechnik

Um eine problemlose Verwertung bzw. Ausbringung des Düngemittels sicherzustellen, muss die bei der Verbrennung anfallende Biomasseasche in streufähigem Zustand zur Verfügung gestellt werden (d. h. frei von Schlacken- und Steinanteilen mit Korngrößen über 15 bis 20 mm). Eventuell in der Asche enthaltene Eisenteile (z. B. Nägel, Draht) sind ebenfalls vor einer Weitergabe abzutrennen. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, müssen entsprechende Aschenaustragsvorrichtungen und eventuell auch Ascheaufbereitungsanlagen vorgesehen werden. Anlagen mit einer thermischen Nennleistung deutlich kleiner 1 MW und Hackgut oder Sägespänen als Brennstoff

TAB. 3.8: ANTEILE DER EINZELNEN ASCHEFRAKTIONEN AN DER GESAMTASCHE SOWIE DURCHSCHNITTLICHE NÄHRSTOFF- UND SCHWERMETALLGEHALTE AUS DER VERBRENNUNG VON RINDE, HACKGUT UND SPÄNEN

(Alle Anlagen waren mit Zyklon- und Feinstaubabscheidern ausgestattet.)

Anteile der Aschefraktionen an der Gesamtasche in Gew.-%			
Aschefraktion	**Feuerraumasche**	**Zyklonflugasche**	**Filterasche**
Rinde und Hackgutfeuerung[1]	60–90	10–30	2–10
Sägespänefeuerung[2]	20–30	50–70	10–20
Nährstoffgehalte in Gew.-% der Trockensubstanz			
CaO	41,7	35,2	32,2
MgO	6	4,4	3,6
K_2O	6,4	6,8	14,3
P_2O_5	2,6	2,5	2,8
Na_2O	0,7	0,6	0,8
Spannweiten[3]	Rostasche	Flugasche	
CaO	1–57,5	1,1–36,4	
MgO	0,2–6,3	0,3–4,1	
K_2O	0,2–14,4	0,3–30,7	
P_2O_5	<0,01–11,3	<0,01–28,4	
Na_2O	0,1–6,5	0,4–1,5	
Schwermetallgehalte in mg/kg_{TS}			
Cu	164	143	389
Zn	432	1.870	12.980
Co	21,0	19,0	17,5
Mo	2,8	4,2	13,2
As	4,1	6,7	37,4
Ni	66,0	59,6	63,4
Cr	325	158	231
Pb	13,6	57,6	1.053
Cd	1,2	21,6	80,7
V	43,0	40,5	23,6
Hg	0,01	0,04	1,47
Spannweiten[3]	Rostasche	Flugasche	
Cu	20–300	21–263	
Zn	5,7–1.400	190–11.000	
Co	<1–26	<1–30	
As	<1–25	<1–100	
Ni	<1–90	<1–364	
Cr	3–190	3–231	
Pb	<1–119	25–1.500	
Cd	<1–50	<1–65	

Quelle: /Obernberger et al. 1995a/, /Obernberger et al. 1995b/, /Ruckenbauer et al. 1996/

[1] *Rost bzw. Unterschubfeuerung*
[2] *Unterschubfeuerung*
[3] *Spannweite für verschiedene Holzaschen nach /Schulze 2002/*

benötigen keine mechanischen bzw. automatischen Asche-austragsvorrichtungen; hier ist eine manuelle Entaschung aufgrund des geringen Ascheaufkommens und der meist feinen Korngröße der Aschen im Allgemeinen ausreichend. Bei Heizwerken mit einer thermischen Kesselleistung über 1 MW ist ein automatischer Ascheaustrag generell empfehlenswert. Beträgt der Rindenanteil am Brennstoff mehr als 30 Gew.-%, ist meist zusätzlich eine Ascheaufbereitung (Siebung oder Mahlung) notwendig, da der Schlackeanteil in der Asche erhöht ist /Kaltschmitt et al. 2009/.

Grundsätzlich kann zwischen einer direkten und einer indirekten Ausbringung von Biomasseaschen (z. B. zur Verwendung als Zuschlagstoff in der landwirtschaftlichen Kompostierung, „Mit"-Kompostierung) unterschieden werden.

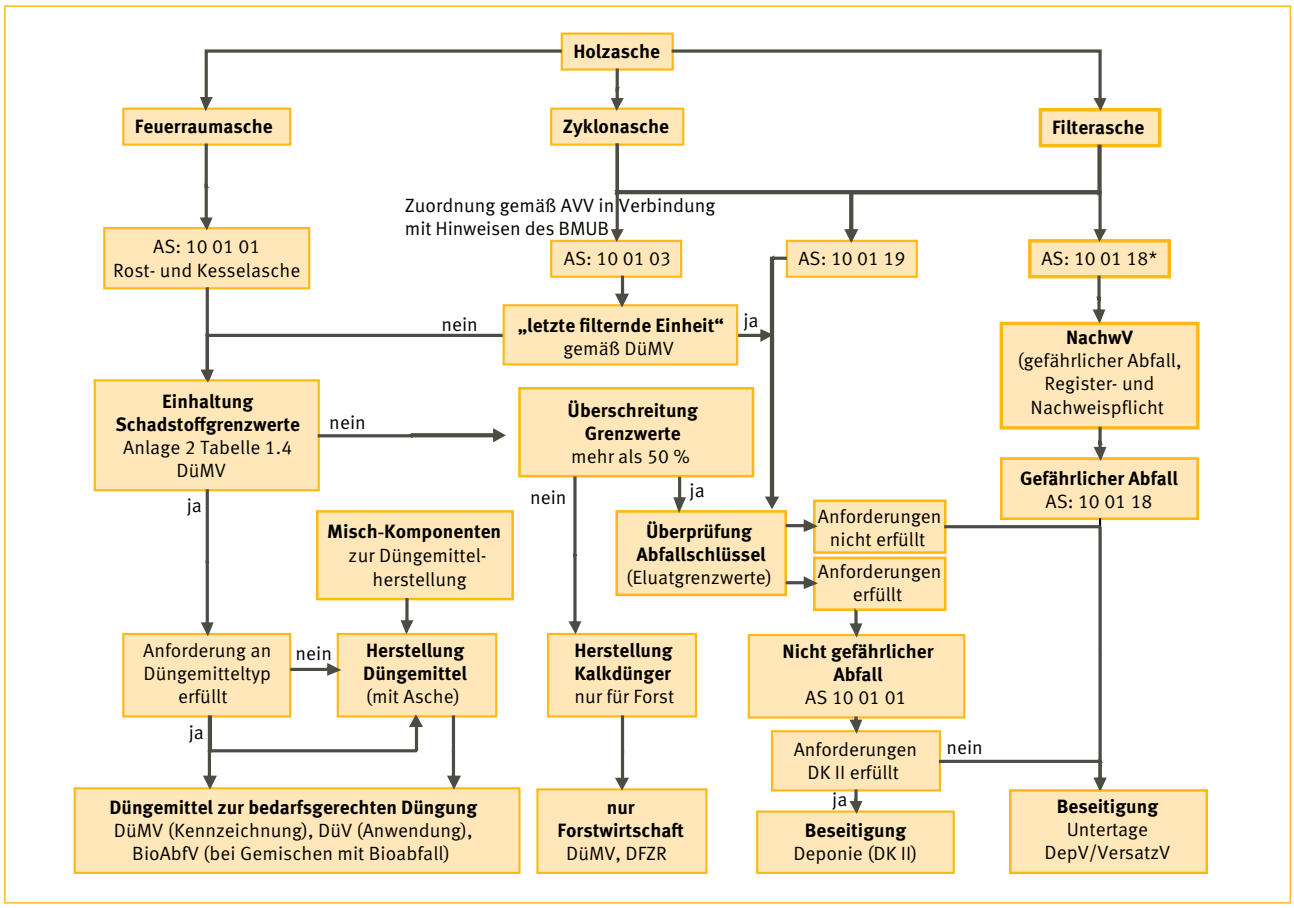


Abb. 3.39: Prüfschema für die Holzascheverwertung, in Anlehnung an /Richarz 2010/
BMUB: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, AVV: Abfallverzeichnisverordnung, AS: Abfallschlüssel, DüMV: Düngemittelverordnung, DüV: Düngeverordnung, BioabfallV: Bioabfallverordnung, DFZR: Deutscher Forst-Zertifizierungsrat, DK: Deponieklasse, NachwV: Nachweisverordnung, DepV: Deponieverordnung, VersatzV: Versatzverordnung

- Für eine Ausbringung der Aschen auf Acker- und Grünland erscheinen die normalerweise für Kalkungen verwendeten Düngerstreuer mit Staubschürzen geeignet; sie ermöglichen eine kostengünstige, zeitsparende, gleichmäßige und weitgehend staubfreie Ascheverteilung. Von den Düngerstreuern ohne Staubschutz ist nur der Schneckenstreuer für Biomasseasche gut geeignet; er arbeitet auch bei feuchten klumpenbildenden Aschen problemlos und sehr gleichmäßig, da durch die Förderschnecken verfestigte Aschebrocken wieder zerrieben werden.
- Für eine Ascheausbringung im Wald sind beispielsweise Verblasegeräte geeignet. Sie sind von Forststraßen aus einsetzbar und erzielen im horizontalen Gelände gleichmäßige Streuweiten von bis zu 50 m.
- Eine Alternative, vor allem bei schwer zugänglichem Gelände, stellt die Ascheausbringung mittels Helikopter dar.

Eine „Mit“-Kompostierung hat gegenüber einer Direktausbringung den Vorteil, dass sie staubarm ist und beim Kompostieren auch Schlacken- und Steinanteile in der Asche wenig stören, da sie während des Kompostiervorganges zerkleinert bzw. aussortiert werden. Dabei sollen dem Kompostausgangsmaterial aufgrund des Gehalts an Schwermetallen in der Asche nicht mehr als maximal 5 Gew.-% Biomasseasche (bezogen auf die Trockenmasse der zu kompostierenden Stoffe) beigemischt werden /Kaltschmitt et al. 2009/. Bei ausschließlicher Nutzung der

TAB. 3.9: GRENZWERTE VERSCHIEDENER ASCHEFRAKTIONEN

	Grenzwerte	
	DüMV mg/kg	BioAbf mg/kg
Blei	150	150
Cadmium	1,5	1,5
Cadmium für Düngemittel ab 5 % P_2O_5	50 mg/kg$_{P_2O_5}$	–
Chrom	–	100
Chrom (VI)	2	–
Kupfer	–	100
Nickel	80	50
Zink	–	400
Arsen	40	–
Quecksilber	1	1
Thalium	1	–
PerfluorierteTenside (PFT)	0,1	

Quelle: /BLU 2009/

Rostasche erscheint eine Beimischrate von bis zu 16 Gew.-% ökologisch vertretbar /Kuba 2007/.

Verwertung im Straßen- und Forstwegebau
Für verschlackte Rostaschen ist eine Verwertung im Straßenbau z. B. als Kiesersatz denkbar, wenn nur chemisch unbehandelte biogene Festbrennstoffe eingesetzt wurden. In diesem Fall sind die latent hydraulischen Eigenschaften von Holzaschen von Vorteil, da sie zu einer sehr guten Abbindung des feuchten Materials am Boden beitragen. Bei Rindenfeuerungen wird z. B. häufig die Grobfraktion der Rostaschen, welche hauptsächlich aus Schlacke und Steinen besteht, ausgesiebt und im Straßenbau verwendet. Auch die Feinfraktion der Rostaschen sowie die Flugaschen können unter bestimmten Voraussetzungen als Reinstoffe oder in Kombination mit anderen Sekundärrohstoffen (z. B. Schlämme aus der Papierindustrie, Anhydrit aus der Phosphorsäureherstellung, Schlacken aus der Stahlindustrie) im Straßen- und Wegebau eingesetzt werden /Kaltschmitt et al. 2009/.

Verwertung für industrielle Nutzung
Eine industrielle Nutzung der in Biomassefeuerungen anfallenden Aschen ist nur dann denkbar, wenn ausreichende Mengen in gleichbleibender Qualität anfallen. Meist haben Holzfeuerungen jedoch eine vergleichsweise geringe Leistung und damit einen relativ niedrigen Ascheanfall. Eine industrielle Verwertung kommt damit oft nicht infrage. Ausnahmen stellen die Papierindustrie sowie große Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen dar. In der Papierindustrie wird bereits heute ein Großteil der anfallenden Aschen aus der Ablaugen- und Rindenverbrennung (andere Biomassesortimente werden in der Papierindustrie nur vereinzelt als Zusatzbrennstoff eingesetzt) stofflich verwertet. In Einzelfällen kann eine industrielle Nutzung von Holzaschen aber auch in anderen Sparten (vor allem in der Zement- und Baustoffindustrie) wirtschaftlich sinnvoll sein /Kaltschmitt et al. 2009/.

Für den Einsatz von Holzaschen im Bergversatz müssen die Anforderungen der Versatzverordnung (VersatzV) eingehalten werden. Die Verordnung regelt die Verwertung von Abfällen, die in den unter Bergaufsicht stehenden untertägigen Grubenbauen als Versatzmaterial eingesetzt werden. Wenn Abfälle als Versatzmaterial in ein Salzbergwerk nach dem Prinzip des vollständigen Einschlusses eingebracht werden, müssen nach Anlage 4 Nr. 1.3 der VersatzV die gleichen Anforderungen wie bei der untertägigen Ablagerung entsprechend Anhang C der Deponieverordnung (DepV) gestellt werden bzw. erfüllt sein /BLU 2009/, /DepV 2009/, /VersatzV 2012/.

Deponierung
Aschen, die nicht verwertet werden können bzw. dürfen, sind dauerhaft aus dem Stoffkreislauf auszuschließen und so zu beseitigen, dass das Wohl der Allgemeinheit nicht beeinträchtigt wird. Die Deponiefähigkeit bemisst sich nach den Vorgaben der Deponieverordnung für Deponien der Klassen I bis IV. Zuordnungskriterien sind hier überwiegend nicht die Feststoffgehalte, sondern die Auslaugfähigkeit der einzelnen Schadstoffe. Feuerraumaschen sind in der Regel so gering mit Schadstoffen belastet, dass die meisten Zuordnungswerte für die Ablagerung auf einer Deponie der Klassen I oder II (Anhang 3 DepV) unterschritten werden. Eine Ausnahme können der organische Gehalt in der Originalsubstanz und im Eluat und der wasserlösliche Anteil der Feuerraumaschen sein, die teilweise sogar die Zuordnungswerte der Deponieklasse III (Anhang 3 DepV) überschreiten. Für Flugaschen, in denen Schadstoffe wie Arsen, Blei, Cadmium, Quecksilber und Zink angereichert sind, kommt zum Teil nur eine untertägige Deponierung infrage /DepV 2009/, /VersatzV 2012/.

Um Staubverwehungen bei der Anlieferung und dem Einbau im Deponiekörper zu vermeiden, ist die Holzasche angefeuchtet oder verpackt anzuliefern. Der Einbau der Holzasche sollte nicht in Monochargen, sondern im Dünnschichtbetrieb mit anderen Abfällen gemischt erfolgen /BLU 2009/.

3.3 Vergasungskonzepte

Im folgenden Kapitel wird die Bereitstellung eines gasförmigen Sekundärenergieträgers durch Biomassevergasung vorgestellt. Dabei werden die einzelnen Positionen entsprechend dem Systemaufbau eines Vergasungskonzepts zur Herstellung von Wärme, Strom und Kraftstoffen (Abb. 3.40) aufgeführt und beschrieben. Abschließend werden exemplarisch Vergasungs- und Gasnutzungssysteme vorgestellt.

3.3.1 Physikalisch-chemische Grundlagen der Vergasung

Das übergeordnete Ziel der Vergasung ist die möglichst vollständige Umwandlung des Einsatzstoffes in brennbare Gase, wobei der biogene Einsatzstoff durch Zugabe eines Vergasungsmittels (z. B. unterstöchiometrische Zugabe von Luft und Sauerstoff oder Wasserdampf) zu einem Rohgas umgesetzt wird. Nach einem Gasreinigungsschritt wird das Rohgas üblicherweise als Reingas bzw. Produktgas (in der Literatur auch Schwach-, Brenn-, Holz- und Generatorgas) genannt. Soll das Reingas in einem weiteren Syntheseschritt zu einem Kraftstoff aufbereitet werden, wird das Reingas auch als Synthesegas bezeichnet (vgl.Abb. 3.40).

Der Vergasungsprozess lässt sich analog zum Verbrennungsprozess für Brennstoffpartikel in folgende Bereiche aufteilen (vgl. Kapitel. 3.2.1):

- Aufheizung und Trocknung,
- pyrolytische Zersetzung,
- Vergasung.

Viele Vergasungsreaktionen, die im Vergasungsreaktor ablaufen, sind gleichgewichtlimitiert und daher abhängig von den Temperatur- und Druckbedingungen bzw. dem eingesetzten Vergasungsmittel. Hervorzuheben sind die heterogene vollständige bzw. partielle Kohlenstoffoxidation, die Wasser-Gas-Reaktion (i und ii), die Boudouard-Reaktion und die hydrierende Vergasung. Die gasförmigen Produkte aus der einleitenden Pyrolyse bzw. aus den heterogenen Vergasungsreaktionen reagieren ebenfalls mit dem Vergasungsmittel in den sogenannten homogenen Gas-Gas-Reaktionen. Hierbei wird im Wesentlichen unterschieden zwischen der Wasser-Gas-Shiftreaktion, der Methanisierungs-Reaktion und der Reformierung von Kohlenwasserstoffen (siehe Tabelle 3.10) /Kaltschmitt et al. 2009/.

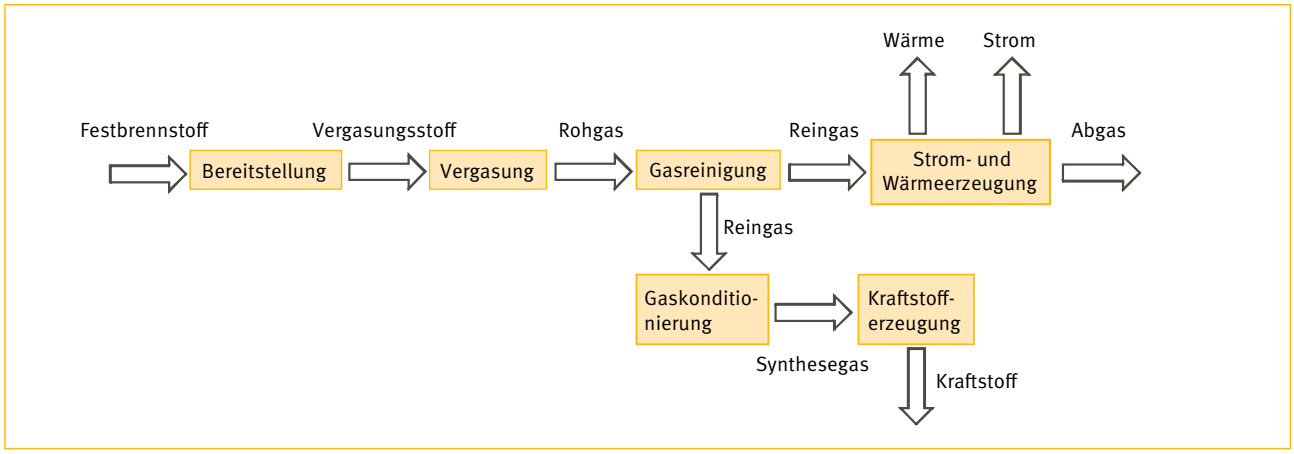


Abb. 3.40: Systemaufbau der Vergasung zur Wärme-, Strom- und Biokraftstoffbereitstellung /Hofbauer 2007/

Die benötigte Wärme für die endotherme Energiebilanz im Vergaser kann dem Vergasungsprozess auf unterschiedliche Weise zugeführt werden. Hierbei wird je nach der Art der Wärmeeinbringung unterschieden:

- Autotherme Vergasung: Die Wärme wird direkt durch eine Teilverbrennung (partielle Oxidation bzw. teilweise vollständige Oxidation) des Einsatzstoffes bzw. Produktgases während der Vergasung zur Verfügung gestellt.
- Allotherme Vergasung: Die Wärme wird indirekt z. B. über einen Wärmeübertrager oder durch ein umlaufendes Bettmaterial der Vergasungszone zugeführt.

Die Vergasung liefert infolge der Wärmeeinbringung und abhängig vom Vergasungsmedium ein Produktgas, das als Hauptkomponenten Kohlenstoffmonoxid, Kohlenstoffdioxid, Wasserstoff, Methan, Kohlenwasserstoffe, Wasserdampf sowie – bei der Vergasung mit Luft als Vergasungsmittel – auch erhebliche Anteile an Stickstoff enthält.

Die Luftvergasung stellt den einfachsten und billigsten Vergasungsprozess dar, wobei berücksichtigt werden muss, dass der Luftstickstoff das Produktgas stark verdünnt. Luftvergasungssysteme finden daher überwiegend in kleinen bis mittleren Leistungsbereichen Anwendung. Um ein stickstofffreies Gas zu erhalten, kann Wasserdampf als Vergasungsmittel eingesetzt werden. Von Nachteil ist hier, dass dabei die für die endotherme Vergasung notwendige Energie extern zugeführt werden muss. Dies kommt daher eher für Anlagen mittlerer Leistungsgröße in Betracht (vgl. Abb. 3.41). Durch die Verwendung von Sauerstoff-Dampf-Mischungen kann eine Verdünnung des Produktgases vermieden werden, die benötigte Wärme entsteht dabei autotherm im Reaktor. Jedoch ist die Bereitstellung von Sauerstoff als Vergasungsmittels teurer und ist daher nur für Großanlagen ökonomisch. Dementsprechend unterschiedlich ist auch der Produktgasheizwert, wie Abb. 3.41 zeigt.

Neben dem Vergasungsmedium und der Wahl der Wärmeeinbringung gibt es noch weitere Einflussparameter, die den Vergasungsprozess und damit die Produktgaszusammensetzung bzw. den Brennstoffumsatz beeinflussen können. Insgesamt sind folgende Einflussgrößen zu berücksichtigen:

- Art und Menge des Vergasungsmittels (z. B. Luft, Sauerstoff, Wasserdampf, Kohlenstoffdioxid, Mischungen davon),
- Art der Wärmebereitstellung (allotherm oder autotherm),
- Bauart des Vergasungsreaktors (Mischungsintensität von Brennstoff und Vergasungsmittel, Verweilzeit des Brennstoffs und des Produktgases im Reaktor usw.),
- Vergasungstemperatur,
- Druckverhältnisse im Vergasungsreaktor,

TAB. 3.10: HAUPTREAKTIONEN DER VERGASUNG

Reaktion	Reaktionsgleichung	Reaktionsenthalpie	Nr.
Vollständige Oxidation	$C + O_2 \leftrightarrow CO_2$	−393,5 kJ/mol	(1)
Partielle Oxidation	$C + 0{,}5O_2 \leftrightarrow CO$	−110,5 kJ/mol	(2)
Wasser-Gas (i)	$C + H_2O \leftrightarrow CO + H_2$	+118,5 kJ/mol	(3)
Wasser-Gas (ii)	$C + 2H_2O \leftrightarrow CO_2 + 2H_2$	+89,7 kJ/mol	(4)
Boudouard	$C + CO_2 \leftrightarrow 2CO$	+159,9 kJ/mol	(5)
Hydrierende Vergasung	$C + 2H_2 \leftrightarrow CH_4$	−87,5 kJ/mol	(6)
Wasser-Gas-Shift	$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$	−40,9 kJ/mol	(7)
CO-Methanisierung	$CO + 3H_2 \leftrightarrow CH_4 + H_2O$	−203,0 kJ/mol	(8)
Kohlenwasserstoffreformierung	$C_mH_n + mH_2O \leftrightarrow mCO + (m + 0{,}5n)H_2$		(9)

Quelle: /Strehlow 1998/

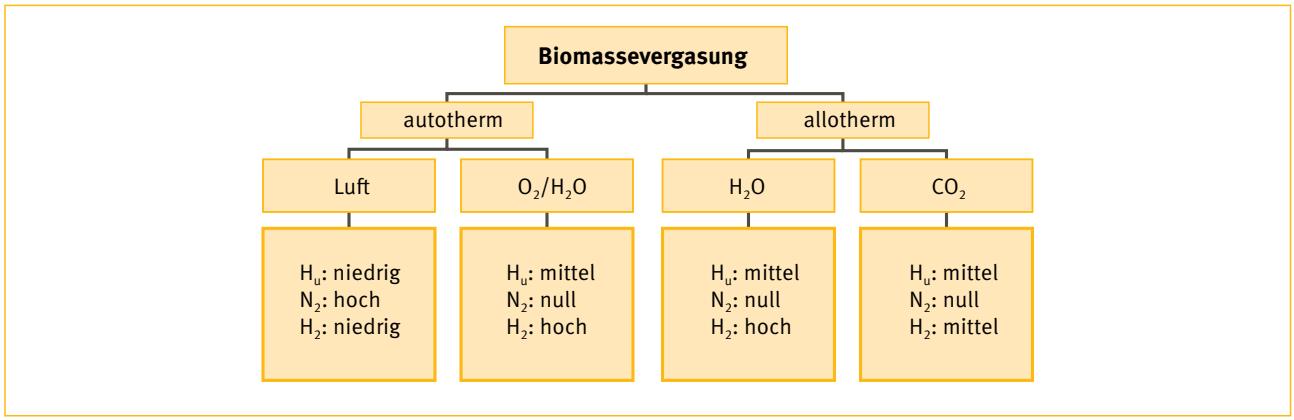


Abb. 3.41: Vergleich unterschiedlicher Vergasungskonzepte in Bezug auf Vergasungsmittel und Art der Wärmeeinbringung (H_u: Heizwert des Produktgases) /Hofbauer 2007/

- Art und Form des Brennstoffs (z. B. Stückgröße, spezifische Oberfläche der Brennstoffteilchen, Feuchtigkeit, chemische Zusammensetzung),
- Anwesenheit eines Katalysators.

Diese Prozessparameter haben auch einen großen Einfluss auf die Entstehungsvorgänge der Schadstoffkomponenten im Produktgas. Nachfolgend werden die wichtigsten Vorgänge der Schadstoffentstehung bei Vergasungsprozessen vorgestellt.

Vorgänge der Schadstoffentstehung bei Vergasungsprozessen

Das aus dem Vergasungsreaktor kommende Produktgas enthält neben den erwünschten brennbaren Gasen im Wesentlichen:

- nicht brennbare Inertgase wie Wasserdampf, Kohlenstoffdioxid und Stickstoff, die einen Verdünnungseffekt und demnach eine Heizwertminderung bewirken (vgl. Abb. 3.41),
- Partikel (Asche, Ruß, Flugkoks, ggf. Bettmaterial),
- Alkalien (überwiegend Natrium- und Kaliumverbindungen),
- langkettige Kohlenwasserstoffverbindungen (d. h. Teere),
- Stickstoffverbindungen (NH_3, HCN),
- Schwefelverbindungen (H_2S, COS),
- Halogenverbindungen (HCl, HF).

Neben Korrosion, Ablagerungen und Erosionen in nachgeschalteten Anlagenteilen führen diese Verunreinigungen auch zur Aktivitätsminderung bis hin zur Inaktivierung (Vergiftung) von z. B. Katalysatoren u. a. beim Einsatz in Synthesereaktoren bzw. zu erheblichen Umweltbelastungen durch unzulässige Emissionen. Daher müssen für nachfolgende Anlagenkomponenten wie z. B. Motoren oder Turbinen Grenzwerte eingehalten werden bzw. müssen Gasreinigungseinrichtungen nach dem Vergasungsprozess konzeptioniert werden. Für die Auslegung der Gasreinigung und für ein erfolgreiches Verfahren ist die Kenntnis der Rohgaskonzentrationen der unerwünschten Produktgaskomponenten eine wichtige Voraussetzung.

Partikel

Analog zur Verbrennung (siehe Kapitel 3.2.1) können Partikel im Rohgas als anorganische Aschebestanteile, als unvergaster Brennstoff in Form von Flugkoks bzw. als Bettmaterial vorkommen. Partikel können bei ungenügender Abscheidung zu Ablagerungen bzw. Verstopfungen und Erosion von nachgeschalteten Anlagenteilen führen. Des Weiteren ist der meist heiße Flugkoks hochreaktiv und kann sich bei Luftkontakt schlagartig entzünden.

Alkalien

Die Alkaliverbindungen (überwiegend Natrium- und Kaliumverbindungen) verdampfen aus dem Brennstoff bei über 800 °C als Alkalihydroxide oder Alkalichloride. Unterhalb einer Temperatur von 600 °C kommt es dann zu einer festen Ablagerung bzw. Partikelbildung (< 5 µm) an kühleren Anlagenflächen. Diese Alkalien-Ablagerungen können bei hohen Temperaturen – wie z. B. in Gasturbinen – (wieder) verdampfen und zur Heißgaskorrosion (z. B. an den Turbinenschaufeln) führen /Kaltschmitt et al. 2009/. Wie viel der in der Biomasse enthaltenen Alkalien letztlich in den Gasstrom übergehen, hängt primär von den Reaktionsbedingungen (d. h. Temperatur, Druck) und vom Reaktortyp ab. Zusätzlich beeinflussen im Reaktor vorhandene Spurenkomponenten – wie z. B. Chlorverbindungen – die Freisetzung von Alkalien ins Produktgas /Müller 2007/.

Teere entstehen infolge der pyrolytischen Zersetzung der Biomasse und stellen eine komplexe Mischung aus organischen Kohlenwasserstoff-Verbindungen dar. In einer allgemeinen Definition werden alle organischen Komponenten mit einem Molgewicht größer als Benzol als Teer (78 g/mol) verstanden /Kübel 2007/. Teilweise wird auch eine durchschnittliche Siedetemperatur (z. B. 300 °C) zur Beschreibung von Teer herangezogen /Kaltschmitt et al. 2009/.

Aufgrund der hohen Kondensationstemperatur der Teere kommt es zu einer Ablagerung in nachgeschalteten Anlagenkomponenten (z. B. Wärmetauscher). Das führt zu Verstopfungen und macht eine Teerreinigung in den meisten Vergasungsprozessen unvermeidbar. Da die Entsorgung bzw. Wiederaufbereitung von teerhaltigem Waschwasser technisch und ökonomisch aufwendig ist, sollte durch geeignete Primärmaßnahmen (z. B. Wahl des Vergasungsmittels und der Prozessbedingungen) die Teerbildung minimiert werden. Die Vergasungstemperatur und die Verweilzeit der Brennstoffpartikel und Teerkomponenten in der heißen Vergasungszone sind hierbei ausschlaggebend für die Teerbildung bzw. Reformierung.

Stickstoffverbindungen
Nach /Turn et al. 1998/ besteht eine in etwa lineare Abhängigkeit zwischen den stickstoffhaltigen Komponenten im Produktgas und dem Stickstoffgehalt im biogenen Brennstoff. Wobei der Brennstoffstickstoff abhängig von Vergasungssystem, Vergasungstemperatur und -druck zum größten Teil in NH_3 umgewandelt wird (etwa 50 bis 80 %; kleinere Anteile auch in andere Stickstoffverbindungen wie HCN). Soll das Produktgas nach der Vergasung verbrannt werden (z. B. im Gasmotor), müssen Primär- und Sekundärmaßnahmen zur NO_x-Minderung durchgeführt werden (siehe Kapitel 3.2.1). Da NH_3 die Schmierfähigkeit des Motoröls herabsetzen kann, sollte das Rohgas dementsprechend vor dem Gasmotor gereinigt werden /FNR 2006/.

Schwefelverbindungen
Schwefel wird in der Vergasungszone überwiegend zu H_2S formiert. Die Konzentration im Produktgas ist weitgehend vom Schwefelgehalt im Brennstoff bzw. von der Vergasungstemperatur abhängig. Bei unbehandeltem Holz ist der Schwefelgehalt in der Regel aber so niedrig, dass beispielsweise bei einer motorischen Nutzung des Produktgases auf eine gesonderte Entfernung von Schwefelverbindungen verzichtet werden kann. Wird das Rohgas jedoch nach der Vergasung mittels katalytischer Synthese zu Kraftstoffen veredelt, muss berücksichtigt werden, dass H_2S für die meisten Katalysatoren ein Gift darstellt, weshalb die Konzentration an Schwefel im Produktgas auf unter 1 ppm bzw. 0,1 ppm gesenkt werden muss /Kaltschmitt et al. 2009/.

Halogenverbindungen treten im Rohgas hauptsächlich als HCl-Verbindungen auf und spielen bei naturbelassenen Hölzern, welche nur geringe Chlorgehalte aufweisen, eine untergeordnete Rolle. Werden jedoch halmgutartige Brennstoffe mit deutlich höheren Chlorgehalten eingesetzt, müssen vor der Gasnutzung (z. B. Gasmotor) Maßnahmen zur Entfernung von Halogenverbindungen durchgeführt werden (vgl. Kapitel 3.2.1).

3.3.2 Brennstoffvorbereitung und -lagerung, Lagerein- und -austragesysteme

Die Lagerung, der Transport und die Vorbehandlung des Brennstoffs können die Brennstoffeigenschaften verändern und damit die Stabilität des Vergasungsprozesses beeinflussen. So kann z. B. das Trocknen bei der Lagerung oder die Veränderung der Stückigkeit nach dem Transport in Fördereinrichtungen das Vergasungsverhalten und die Produktgaszusammensetzung bestimmen. Die Lagerung, die Fördereinrichtungen und die Brennstoffeintragesysteme entsprechen im Wesentlichen den in Kapitel 3.2.2 vorgestellten Komponenten bei den Biomasseverbrennungsanlagen.

Bei Vergasungsanlagen ist es äußerst wichtig, dass kein Gas während der Einspeisung des Brennmaterials entweicht und/oder dass keine Luft in dieser Phase in den Reaktor einströmen kann. Rückbrandsichere Systeme oder eine Spülung mit Inertgas können angewendet werden, um die Gefahr der Bildung potenziell explosionsfähiger Atmosphären zu vermeiden. Die unmittelbare Einspeisung des Brennstoffs in den Vergasungsreaktor erfolgt üblicherweise mit einem drehzahlgeregelten Schneckenförderer, mit einem Doppelklappen-Schleusensystem oder mit einer Zellenradschleuse. Eine räumliche Trennung des Brennstofflagers vom Vergaser minimiert zusätzlich die potenzielle Brandgefahr /Gasification Guideline 2009/.

3.3.3 Vergasungsreaktoren

Nachfolgend werden die wichtigsten Vergasungskonzepte und der Stand der Technik vorgestellt sowie typische Gaszusammensetzungen aus diesen Konzepten aufgelistet. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass allgemeingültige Aussagen über die Produktgaszusammensetzung der Vergaser nicht möglich sind. Die nachfolgend vorgestellten Produktgaszusammensetzungen und Konzentrationen an Schadstoffkomponenten sind daher nur als Richtwerte zu verstehen.

Im Wesentlichen lassen sich die Vergasungsreaktoren in drei Kategorien einteilen, wobei sich die Unterteilung auf das Strömungsverhalten des Brennstoffes und des Vergasungsmittels im Reaktor bezieht:

- Festbettvergaser,
- Wirbelschichtvergaser,
- Flugstromvergaser.

Festbettvergaser
In Abb. 3.42 sind die Grundformen von Festbettvergasern schematisch dargestellt. Die Festbettvergaser werden von oben mit dem stückigen Brennstoff beschickt, welcher dann infolge der Schwerkraft und der kontinuierlichen Materialzersetzung langsam nach unten absinkt und eine Schüttschicht ausbildet. Diese Schüttschicht bewegt sich über verschiedene Zonen bis hin zum Ascheaustrag und wird vom Vergasungsmittel durchströmt. Das Vergasungsmittel kann dabei in die gleiche Richtung (Gleichstromvergaser) bzw. entgegen der Brennstoffströmung geführt werden (Gegenstromvergaser). Eine Kombination aus den beiden Varianten ist der Doppelfeuervergaser. In mehrstufigen Vergasungskonzepten kommt es zu einer völligen räumlichen Trennung der Trocknungs- und Pyrolysezone von der Vergasung /Kaltschmitt et al. 2009/.

Gegenstromvergaser
In dieser Prozessführung durchströmt das Vergasungsmittel den Reaktor entgegengesetzt der Bewegungsrichtung des Brennstoffes. Dadurch kommt es zu einer klaren Abgrenzung der Reaktionszonen. Im Vergasungsmitteleinströmungsbereich bildet sich die Oxidationszone aus, in welcher auch die notwendige Wärme für die Vergasung (Reduktion), die über der Oxidationszone stattfindet, bereitgestellt wird. In der Oxidationszone können so hohe Temperaturen entstehen, dass sich die thermisch nicht zersetzbaren Aschekomponenten verflüssigen, welche dann als Schlacke abgezogen werden können. In der Reduktionszone wird das bei der Oxidation entstandene Kohlenstoffdioxid teilweise zu Kohlenstoffmonoxid und der vorhandene Wasserdampf z. T. zu Wasserstoff reduziert. Der entstehende Wasserstoff kann anschließend mit noch vorhandenem festem Kohlenstoff weiter in Methan umgewandelt werden (vgl. Tabelle 3.10). Das Rohgas kühlt sich auf dem Weg durch die kälter werdenden Reaktorzonen ab, wobei es seine fühlbare Wärme für die pyrolytische Zersetzung (teilweise auch als Verkohlungs- oder Schwelzone bezeichnet) und an die Auf-

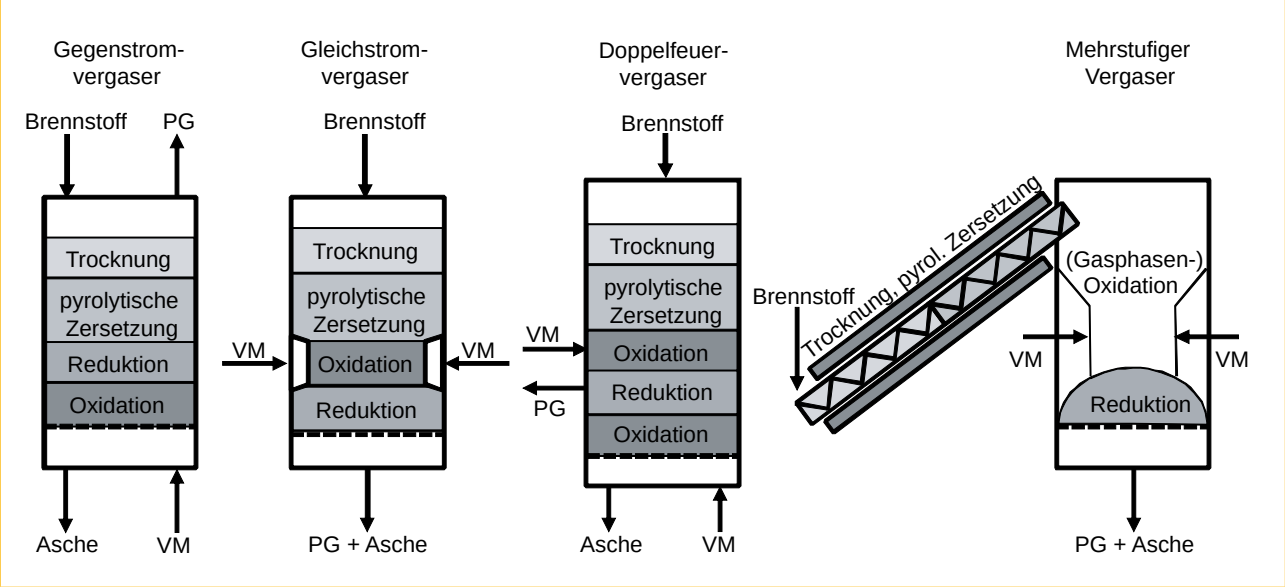


Abb. 3.42: Grundformen von Festbettvergasern (VM: Vergasungsmittel, PG: Produktgas), in Anlehnung an /Vogel 2007/

heizungs- und Trocknungszone abgibt. Das Gas verlässt den Vergaser schließlich mit relativ niedrigen Temperaturen (100 bis 200 °C) /Kaltschmitt et al. 2009/.

Stand der Technik: Gegenstromvergaser

Für Anwendungen zur ausschließlichen Wärmeerzeugung (z. B. zur Bereitstellung von Wärme für Nah- und Fernwärmesysteme) hat dieser Vergasertyp bereits in den 1980er-Jahren in einigen skandinavischen Ländern die kommerzielle Reife erreicht /Kaltschmitt et al. 2009/. Der Gegenstromvergaser zeichnet sich durch eine sehr stabile Gaserzeugung aus. Aufgrund der geringen Anlagenkomplexität ist er für ein breites und damit kostengünstiges Brennstoffspektrum einsetzbar. Da sich das Rohgas auf dem Weg durch den Vergaser stetig abkühlt, kommt es jedoch zu einer sehr hohen Teerbeladung im Rohgas, welche durch hohen technischen Aufwand anschließend reduziert werden muss.

Gleichstromvergaser

Bei dieser Prozessführung bewegen sich der Brennstoffstrom und das Vergasungsmittel in dieselbe Richtung. Analog zum Gegenstromvergaser bildet sich im Vergasungsmitteleinströmungsbereich eine sehr heiße Oxidationszone aus (› 1.000 °C). Diese frei werdende Wärme führt zu einer Trocknungs- und Pyrolysezone oberhalb der Oxidationszone. Im Unterschied zum Gegenstromvergaser strömt das Pyrolysegas nicht durch die Trocknungszone zum Reaktorausgang, sondern durch die heiße Oxidationszone, wodurch schon gebildete Teerverbindungen aufgespalten werden. Um diesen Vorteil zu sichern, muss jedoch gewährleistet werden, dass eine gleichmäßige Temperaturverteilung in der Oxidationszone ohne Kaltzonen vorliegt. In der anschließenden Reduktionszone werden diese Gasbestandteile weiter zu Kohlenstoffmonoxid reduziert bzw. der entstandene Koks unter weiterer Gasbildung vergast. Das Rohgas verlässt den Vergaser im unteren Reaktorbereich. Da mineralische Brennstoffanteile in der Oxidationszone aufschmelzen können, muss dafür gesorgt werden, dass sich keine gasundurchlässige Schlacke- bzw. Koksschicht ausbildet. Daher sind feinkörnige Materialkomponenten bzw. feine Brennstoffbestandteile nicht einsetzbar, da sie durch den Reaktor durchfallen und zu einer Verstopfung des Brennstoffbetts führen können /Kaltschmitt et al. 2009/.

Stand der Technik: Gleichstromvergaser

In den 1980er-Jahren wurden eine Reihe derartiger Vergaser von europäischen Herstellern für den Einsatz in Entwicklungsländern realisiert. Aufgrund der anspruchsvollen Prozessführung und des begrenzten Einsatzspektrums der Biomasse war der Betrieb in den allermeisten Fällen aus technischer, ökonomischer und teilweise auch aus ökologischer Sicht nicht zufriedenstellend /Kaltschmitt et al. 2009/. Die derzeit im Betrieb befindlichen Holzvergaser (im kleinen Leistungsbereich ‹ 1 MW_{th}) sind überwiegend Gleichstromfestbettvergaser /Kilburg 2012/, /DBFZ 2012/. Die Anlagen sind kommerziell verfügbar, stammen jedoch aus Vor- oder Kleinstserien /Bräkow et al. 2010/, /CARMEN 2012/.

Doppelfeuervergaser

Um die Verstopfungsneigung zu mindern und doch Teergehalte ähnlich wie beim Gleichstromvergaser zu erhalten, kann die Gleich- und Gegenstromvergasung zu einem Doppelfeuervergaser kombiniert werden. Hierbei gibt es eine Vielzahl von Ausführungsformen, bei denen das Vergasungsmittel in zwei Stufen in den Vergaser zugeführt wird. Im Vergasungsmitteleinströmungsbereich bilden sich Zonen aus, die denen des Gleichstromvergasers entsprechen (Trocknung, pyrolytische Zersetzung, Oxidation, Reduktion). Die in der Pyrolysezone gebildeten Teere müssen durch die heiße Oxidationszone und die Reduktionszone strömen, in welcher die thermische Teeraufspaltung stattfindet. Um die beim Gleichstromreaktor typischen hohen Kohlenstoffanteile in der Asche zu reduzieren, wird am unteren Ende des Reaktors zusätzlich Luft zugeführt. Dadurch bilden

sich dort dem Gegenstromvergaser entsprechende Zonen aus /Kaltschmitt et al. 2009/.

Stand der Technik: Doppelfeuervergaser
Die technisch möglichen Leistungsgrößen von Doppelfeuervergasern liegen in einem den Gleichstromvergasern vergleichbaren Bereich, da der Hauptteil des Doppelfeuervergasers als Gleichstromvergaser arbeitet. Die bisher realisierten Pilot- und Demonstrationsanlagen zeigen auch, dass die erwarteten Vorteile durchaus beobachtet werden können. Ähnlich wie bei den „klassischen" Gegen- und Gleichstromvergasern steht allerdings auch hier der kommerzielle Durchbruch noch aus /Kaltschmitt et al. 2009/.

Mehrstufige Verfahren
Bei dieser Verfahrensführung sind die Pyrolyse und die Vergasung räumlich getrennt. Das Pyrolysegas strömt nach der Pyrolysezone in den Vergaser, wo es mit dem Vergasungsmittel unter hohen Prozesstemperaturen teiloxidiert und die Teere thermisch gespalten werden. Das heiße CO_2- und dampfreiche Rohgas wird in eine Reduktionszone geleitet, wo die Vergasung der festen Pyrolyserückstände (Holzkohle) stattfindet. Das aus dem Vergasungsreaktor letztlich ausströmende Gas wird vor dessen Nutzung abgekühlt /Kaltschmitt et al. 2009/.

Stand der Technik: mehrstufige Verfahren
Die mehrstufigen Verfahren bieten nach ersten Erkenntnissen als einzige die Möglichkeit, den Teergehalt im Produktgas so weit zu reduzieren, dass keine Sekundärmaßnahmen vor der Gasnutzung ergriffen werden müssen. Hinsichtlich einer Kommerzialisierung bestehen allerdings noch beträchtliche Herausforderungen, insbesondere in Bezug auf eine Maßstabsvergrößerung auf kommerzielle Leistungen, da die vorhandenen Erfahrungen auf dem Betrieb von Versuchsanlagen beruhen, die bisher nur im kW-Maßstab realisiert wurden. Ähnlich wie bei den einstufigen Festbettvergasern steht daher der kommerzielle Durchbruch noch aus /Kaltschmitt et al. 2009/.

Gegenüberstellung der Festbettvergaser
In Tabelle 3.11 sind die Merkmale der vorgestellten Festbettvergaserbauarten zusammengefasst und die Leistungsbereiche dieser Vergaser sowie typische Produktgaszusammensetzungen bei der atmosphärischen Vergasung von trockenem Holz (Wassergehalt 10–15 %) mit Luft gegenübergestellt.

Wirbelschichtvergaser
Wirbelschichtvergaser lassen sich wie die Wirbelschichtfeuerungen in stationäre Wirbelschichtvergaser und zirkulierende Wirbelschichtvergaser unterteilen (vgl. Abb. 3.43). Darüber hinaus können bei der allothermen Vergasung auch zwei Wirbelschichten miteinander gekoppelt werden; dann spricht man von einer Zweibettwirbelschicht.

Wirbelschichtvergaser besitzen ein Bett aus feinem Schüttgut, das auf einem Anströmboden ruht. Außerdem kann anstelle von Quarzsand ein katalytisch aktives Bettmaterial verwendet und dadurch die primär gewünschten Vergasungsreaktionen gefördert werden (siehe AER-Zweibettwirbelschicht). Beispiele für natürlich vorkommende katalytisch aktive Materialien sind Kalkstein, Dolomit oder Olivin. Darüber hinaus befinden sich Katalysatoren für den Einsatz in Wirbelschichten in der Entwicklung, bei denen üblicherweise Nickel (Ni) als aktiver Stoff eingesetzt wird. Analog zur Wirbelschichtverbrennung (siehe Kapitel 3.2.3) entsteht die Wirbelschicht, wenn das Vergasungsmittel oder das Trägergas hinreichend rasch durch den Vergaser strömt, das Bettmaterial aufwirbelt und dabei den zugegebenen Brennstoff umströmt. Der Brennstoff wird entweder in die Wirbelschicht eingespeist oder oberhalb des Wirbelbettes meist mittels einer Schnecke auf die Wirbelschicht geworfen (vgl. Abb. 3.20 und Abb. 3.21). Aufgrund der guten Durchmischung und daraus folgenden Wärmeübertragungseigenschaften und Stoffaustausch zwischen Brennstoffteilchen und Bettmaterial bilden sich nicht wie beim Festbettvergaser Reaktionszonen aus, sondern die Vergasungsteilreaktionen laufen in Wirbelschichtvergasern parallel ab. Die Vergasungstemperatur ist daher gut regelbar und liegt im Bereich zwischen 700 °C (AER) bis 900 °C. Als Vergasungsmittel werden typischerweise Luft, Dampf oder Sauerstoff-Dampf-Mischungen eingesetzt. Die Vergasung kann unter atmosphärischem oder unter erhöhtem Druck erfolgen. Jedoch ist eine druckaufgeladene Wirbelschichtvergasung (z. B. 30 bar) wegen des dafür erforderlichen sehr hohen anlagentechnischen Aufwandes nur für größere Anlagenleistungen interessant.

Nachteile derartiger Vergaser bestehen in den hohen Gastemperaturen, die beim Austritt des Produktgases aus dem Reaktor bei über 700 °C liegen. Dies macht eine technisch aufwendige Wärmerückgewinnung notwendig, da sonst nur vergleichsweise geringe Vergasungswirkungsgrade möglich sind. Weiterhin können biogene Brennstoffe mit niedrigen Ascheerweichungstemperaturen (z. B. Getreidestroh) in Wirbelschichten nur bedingt eingesetzt werden, da sich Agglomerate bilden können und somit die Wirbelschicht zum Erliegen kommt. Der Teergehalt des Produktgases aus Wirbelschichtvergasern ist in der Regel höher als bei Gleichstromvergasern, aber deutlich niedriger als bei Gegenstromvergasern. Im Gegensatz dazu ist der Partikelgehalt im Produktgas deutlich höher als bei Festbettvergasern, da feinkörniger Brennstoff, feinkörnige Asche oder abgeriebenes Bettmaterial bei der Wirbelschichtvergasung mit dem Produktgas mitgerissen werden.

Stationäre Wirbelschichtvergaser (vgl. stationäre Wirbelschichtfeuerung in Kapitel 3.2.3).
Aufgrund der geringen Anströmgeschwindigkeit des Vergasungsmediums kommt es zu keinem Wirbelbettaustrag, wodurch eine definierte Wirbelbettgrenze entsteht. Oberhalb des Wirbelbettes können die austretenden Gase in der heißen Freeboardzone (vgl. Abb. 3.43) in homogenen Gas/Gas- bzw. heterogenen Gas/Feststoff(Koks)-Reaktionen weiterreagieren. Je größer die Verweilzeit der Gase in dieser heißen Zone, desto geringer sind der Teergehalt und desto mehr nähert sich die Gaszusammensetzung dem chemischen Gleichgewicht bei den jeweiligen Reaktionsbedingungen an. Weil bei der Wirbelschicht im gesamten Reaktionsraum weitgehend einheitliche Reaktionsbedingungen vorherrschen, kann eine Maßstabsvergrößerung durchgeführt werden und es können entsprechend größere thermische Leistungen im Vergleich zu den Festbettvarianten bewältigt werden.

TAB. 3.11: MERKMALE, LEISTUNGSBEREICHE UND PRODUKTGASZUSAMMENSETZUNG VERSCHIEDENER FESTBETTVERGASER

	Gegenstrom	Gleichstrom	Mehrstufig
Leistungsbereich	0,1–10 MW_{th}	0,05–3 MW_{th}	k. A.
Technische Merkmale der Vergaserbauart	• Geringe Anforderungen an Brennstoffaufbereitung: Brennstoffflexibilität in Stückigkeit (20–200mm) und Feuchte (bis 60 %) • Hoher Vergasungswirkungsgrad, da Produktgas relativ kalt	• Hohe Anforderungen an Brennstoffaufbereitung: geringe Brennstoffflexibilität in Stückigkeit (nur stückiges Holz) und Feuchte (< 20 %) • Gefahr der Verschlackung der Oxidationszone und somit keine Gasdurchlässigkeit • Sehr hohe Produktgastemperatur (600–800 °C) muss genutzt werden, um einen hohen Vergasungswirkungsgrad zu erzielen	• Räumliche Entkopplung der einzelnen Prozessschritte, dadurch hohe Flexibilität in der Prozessführung • Hoher apparativer Aufwand und Komplexität
Merkmale der Vergaserbauart zur Schadstoffentstehung	• Geringe Alkaligehalte im Produktgas aufgrund der niedrigen Produktgasaustrittstemperatur • Geringer Partikelgehalt im Produktgas, da kein Austrag von Asche und Koks • Hohe Teerbeladung aufgrund der Durchströmung des Produktgases durch die Pyrolysezone	• Geringe Teergehalte aufgrund der Durchströmung des Pyrolyse-/Produktgases durch die heiße Oxidations-/Reduktionszone	• Durch die Gasphasenoxidation können niedrige Teergehalte erreicht werden
Partikelgehalt	0,1–3 $g/m^3_{i.N.}$	0,1–8 $g/m^3_{i.N.}$	k. A.
C-Gehalt	gering	sehr hoch	sehr hoch
Teergehalt	10–150 $g/m^3_{i.N.}$	0,1–6 $g/m^3_{i.N.}$	k. A.
H_2	10–14 Vol.-%	15–21 Vol.-%	k. A.
CO	15–20 Vol.-%	10–22 Vol.-%	k. A.
CO_2	8–10 Vol.-%	11–13 Vol.-%	k. A.
CH_4	2–3 Vol.-%	1–5 Vol.-%	k. A.
N_2	53–65 Vol.-%	39–63 Vol.-%	k. A.
Heizwert[a]	3,7–5,1 $MJ/m^3_{i.N.}$	4,0–5,6 $MJ/m^3_{i.N.}$	k. A.

Quelle: /Strehlow 1998/

[a] *unterer Heizwert: berechnet aus den Heizwerten von Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und Methan*

Stand der Technik

Die Wirbelschichtvergasung in einer stationären Wirbelschicht bei atmosphärischem Druck kann heute als Stand der Technik angesehen werden. Bei Druckbetrieb steht die erfolgreiche Demonstration aber noch weitgehend aus /Kaltschmitt et al. 2009/. Da in Wirbelschichtreaktoren sehr konstante Reaktionsbedingungen eingestellt werden können, werden sie häufig für Grundlagenuntersuchungen im Labor-/Technikumsmaßstab eingesetzt.

Zirkulierende Wirbelschichtvergaser (vgl. zirkulierende Wirbelschichtfeuerung in Kapitel 3.2.3)

Im Unterschied zur stationären Wirbelschicht ist bei der zirkulierenden Wirbelschicht die Anströmgeschwindigkeit des Vergasungsmittels so hoch, dass das Bettmaterial aus dem Vergaser ausgetragen wird. Dieses wird mit einem Zyklon von der Gasphase getrennt und dem Vergaser wieder zurückgeführt. Aufgrund der umfangreicheren Prozesssteuerung und aufwendigeren Anlagentechnik eignen sich zirkulierende Wirbelschichtvergaser vor allem für Anlagen mit thermischen Leistungen von mehr als 10 MW Brennstoffwärmeleistung /Kaltschmitt et al. 2009/. Die thermische Leistung derartiger Vergaser kann bei weit über 100 MW liegen.

Stand der Technik

Bei der zirkulierenden Wirbelschichtvergasung handelt es sich um ein bereits mehrfach kommerziell erprobtes Verfahren; beispielsweise sind Biomasse-Wirbelschichtvergasungsanlagen zur Wärmeerzeugung seit Jahren im Einsatz (z. B. im Rahmen der Papier- und Zellstoffherstellung, zum Kalkbrennen, zur Zementherstellung).

Zweibettwirbelschicht

Bei der allothermen Wasserdampfvergasung in einer Zweibettwirbelschicht wird die für die Vergasung benötigte Energie in einer parallel betriebenen Verbrennungswirbelschicht erzeugt. Der Wärmetransport von der Verbrennungs- in die Vergasungswirbelschicht kann entweder durch einen umlaufenden Wärmeträger oder mithilfe eines Hochtemperatur-Wärmeübertragers erfolgen. Beide Systeme werden nachfolgend näher behandelt.

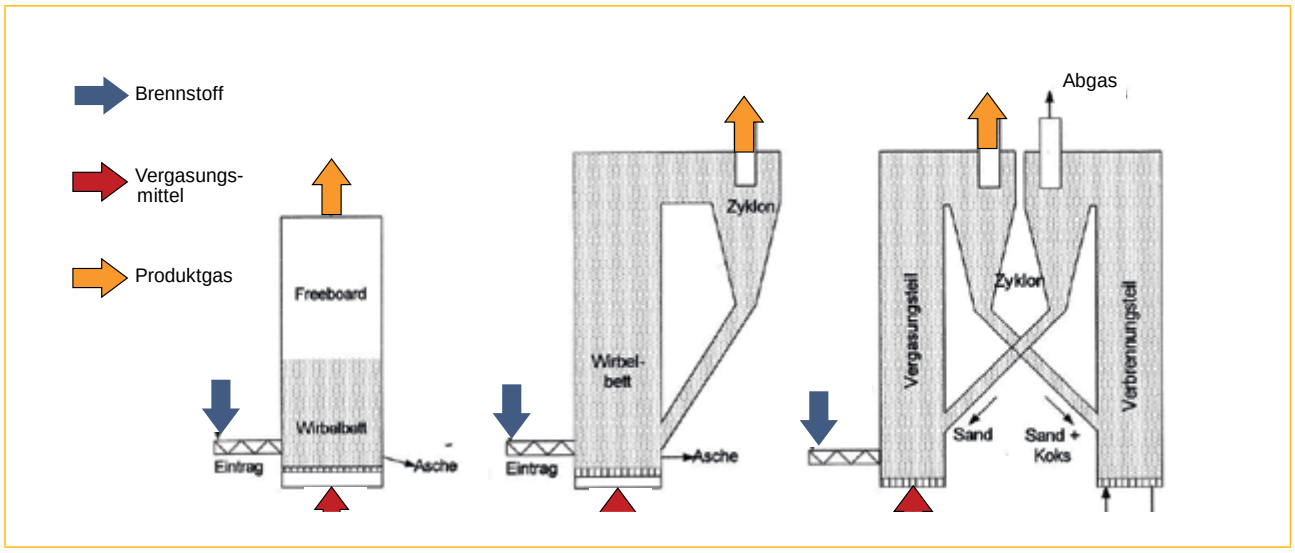


Abb. 3.43: Grundformen von Wirbelschichtvergasern: stationäre Wirbelschicht (links), zirkulierende Wirbelschicht (Mitte), Zweibettwirbelschicht (rechts) /Kaltschmitt et al. 2009/

Zweibettwirbelschicht mit umlaufendem Wärmeträger

Die Biomasse wird in die Vergasungswirbelschicht eingebracht und dort mittels Wasserdampf vergast. Die für die Vergasung notwendige Wärme wird in einer Verbrennungswirbelschicht generiert und über das zwischen den beiden Wirbelschichten umlaufende Bettmaterial in die Vergasungswirbelschicht übertragen. Die Verbrennungswirbelschicht arbeitet typischerweise bei einer um 50 bis 150 °C höheren Temperatur als die Vergasungswirbelschicht und wird mit dem Oxidationsmittel Luft fluidisiert. Der Pyrolysekoks, der sich nicht im Vergaser umgesetzt hat, wird mit dem Bettmaterial aus der Vergasungszone in die Verbrennungszone transportiert und steht dort für die Verbrennung als Brennstoff zur Verfügung. Falls erforderlich, kann zusätzlich Brennstoff in die Verbrennungszone eingebracht werden. Das bei der Verbrennung entstehende Abgas wird getrennt vom Produktgas aus der Verbrennungswirbelschicht abgezogen. Nachteilig ist die erhöhte Komplexität derartiger Systeme mit einer zweiten Wirbelschicht und einem zusätzlichen Gasstrom aus der Verbrennungswirbelschicht (d. h. einem Abgasvolumenstrom) /Kaltschmitt et al. 2009/.

Stand der Technik: Zweibettwirbelschicht mit umlaufendem Wärmeträger

Gekoppelte endotherme und exotherme Reaktorsysteme hatten ihre Anfänge im sogenannten Fluidized-Catalytic-Cracking-(FCC-)Prozess zur Umwandlung schwerer Erdölfraktionen in wertvolleres Benzin. Basierend auf diesem FCC-Reaktorsystem entwickelten sich vor ca. 30 Jahren die ersten Wirbelschichtvergasungsanlagen mit zirkulierendem Feststoff als wärmeübertragendem Medium und mit Luft und Wasserdampf als Vergasungsmittel zur Vergasung von Hausmüllresten. Ende des letzten Jahrhunderts wurden die gekoppelten Vergaser in Form verschiedener Demonstrationsanlagen wieder aufgegriffen (bspw. FERCO in Burlington Vermont). Daraufhin wurde der Fast-Internally-Circulating-Fluidized-Bed-(FICFB-)Vergaser entwickelt, welcher auch die Basis für den derzeit erfolgreich kommerziell arbeitenden gekoppelten 8-MW_{th}-Wirbelschichtvergaser in Güssing mit Olivin als zirkulierendem Bettmaterial war. Basierend auf diesem Konzept ging 2009 in Oberwarth eine 9-MW_{th}-Zweibettwirbelschicht-Vergasungsanlage mit integriertem ORC-Prozess ans Netz. Angelehnt an diese Technologie wird vorausichtlich 2012 in Ulm (Baden-Württemberg) eine DFB-Vergasungsanlage mit einer elektrischen Leistung von ca. 5,0 MW und einer thermischen Leistung von 6,4 MW ans Strom- und Fernwärmenetz gehen.

AER-Zweibettwirbelschicht-Vergasung

Im Gegensatz zur Wasserdampfvergasung von Biomasse in einem Zweibettwirbelschichtreaktor mit inertem Bettmaterial wird bei der Adsorption-Enhanced-Reforming-Wasserdampfvergasung gebrannter Kalk (CaO) als CO_2-adsorptionsaktives Bettmaterial verwendet. Aufgrund der Temperaturabhängigkeit des chemischen Gleichgewichts der CO_2-Adsorption mit CaO als Adsorptionsmittel ist die Vergasungstemperatur beim AER-Verfahren auf ein Temperaturfenster von etwa 650 °C bis 725 °C beschränkt. Durch die In-situ-CO_2-Einbindung wird das chemische Gleichgewicht der Wasser-Gas-Shift- und Wasser-Gas-Reaktion auf die Wasserstoff-Produktseite verschoben.

$$CO_2\text{-Adsorption:}\quad CaO_{(s)} + CO_{2(g)} \leftrightarrow CaCO_{3,(s)} \quad -170\ kJ/mol_{650°C}$$

Hierdurch wird ein Produktgas mit einem geringen Anteil an Kohlenstoffmonoxid und -dioxid (< 10 Vol-%) und einer hohen Wasserstoffkonzentration von über 75 Vol.-% erzeugt. Aufgrund der niedrigen Vergasungstemperatur kommt es trotz der katalytischen Wirkung des Bettmaterials zu hohen Teerbeladungen im Produktgas, sodass für nachfolgende Anwendungen eine Gaswäsche notwendig wird.

Oberhalb einer Temperatur von 800 °C kommt es zur Rückreaktion, wobei das $CaCO_3$ das gebundene CO_2 desorbiert. Dieser Vorgang wird auch als Kalzinierung bezeichnet. Die Eigenschaft, dass die Ad- und Desorption auf unterschiedlichem Temperaturniveau stattfinden, wird in der kontinuierlich arbeitenden adsorptionsunterstützten Reformierung ausgenutzt (vgl.

Abb. 3.44): 1. Die Wasserdampfvergasung findet in einem Temperaturbereich zwischen 650 und 725 °C in Anwesenheit von CaO als Bettmaterial statt. 2. Der bei der Vergasung entstehende Koks, das mit CO_2 beladene Bettmaterial ($CaCO_3$) und das noch unverbrauchte CaO werden in die Verbrennungszone (zirkulierende Wirbelschicht) transportiert. 3. In der Brennkammer brennt der Pyrolysekoks unter Luftatmosphäre ab. Die Brennkammertemperatur liegt zwischen 850 °C und 900 °C, wodurch das in der Vergasung gebildete $CaCO_3$ zu CaO regeneriert wird. 4. Das heiße, regenerierte CaO wird zurück in den Vergaser transportiert und steht dort wieder für die In-situ-CO_2-Adsorption zu Verfügung. Zusätzlich zum Wärmetransport aus der Regenerations-/Verbrennungszone mittels CaO wird der Energiebedarf im Vergaser auch durch die exotherme CO_2-Adsorption gedeckt.

Stand der Technik: AER-Zweibettwirbelschicht-Vergasung
Die AER-Vergasung wurde von verschiedenen Forschungsgruppen im Technikumsmaßstab bis 200 kW_{th} erfolgreich erprobt und demonstriert. Darüber hinaus konnte im Rahmen des EU-Forschungsprojekts AER-Gas II in der Zweibettwirbelschichtanlage in Güssing eine AER-Versuchskampagne erfolgreich durchgeführt werden. Dennoch befindet sich die AER-Technologie noch in der Übergangsphase zur Kommerzialisierung /AER-Gas II 2009/.

Zweibettwirbelschichten mit Hochtemperatur-Wärmeübertrager
Alternativ zum Wärmeaustausch über ein umlaufendes Wärmeträgermedium können auch Hochtemperatur-Wärmeaustauscher (z. B. Heatpipes) eingesetzt werden. Dabei wird bei solchen Anlagen die feste Biomasse ebenfalls in einem Wirbelschichtreaktor allotherm vergast. Die dafür notwendige Wärme wird in einem zweiten Reaktor durch die Verbrennung eines Teils des in der Vergasungswirbelschicht eingesetzten Brennstoffes oder eines Zusatzbrennstoffes bereitgestellt. Die Biomasseverbrennung in dieser Wirbelschicht stellt so die Wärme bereit, die schließlich mittels Heatpipes in die Vergasungswirbelschicht übertragen wird. Bei Heatpipes handelt es sich um geschlossene Rohre, die mit einem Arbeitsfluid – beispielsweise Natrium oder Kalium – gefüllt sind. Durch den Wärmeeintrag – in diesem Fall in der Wirbelschichtbrennkammer – wird dieses Arbeitsfluid verdampft. Der heiße Dampf des Arbeitsfluids kondensiert dann in der sogenannten Kühlzone der Heatpipes und gibt dort Wärme ab – hier an das Bettmaterial des Wirbelschichtvergasers. Ziel dieser Entwicklung ist – wie bei den Zweibettwirbelschichten mit umlaufendem Wärmeträger – auch hier die Erzeugung eines wasserstoffreichen Produktgases ohne Sauerstoffbereitstellung. Dabei soll durch das veränderte Prinzip des Wärmeeintrags ein Einsatz im kleinen Leistungsbereich (kW-Maßstab) ermöglicht werden. Zweibettwirbelschichten mit Hochtemperatur-Wärmeübertrager befinden sich noch in der Entwicklung. Erste Betriebserfahrungen wurden aber an einem Prototyp gesammelt. Ein weiteres Upscaling sowie die Erhebung von Langzeiterfahrungen sind daher zur Weiterentwicklung dieser Technologie erforderlich /Kaltschmitt et al. 2009/.

Gegenüberstellung der Wirbelschichtvergaser
In Tabelle 3.12 sind die Merkmale der vorgestellten Wirbelschichtvergaserbauarten zusammengefasst und die Leistungsbereiche dieser Vergaser sowie typische Produktgaszusammensetzungen bei der atmosphärischen Vergasung mit Luft und Wasserdampf sowie mit CO_2-Sorbens als Bettmaterial (AER-Prozess) gegenübergestellt.

Flugstromvergaser
Bei der Flugstromvergasung wird der fein gemahlene bzw. pastöse biogene Brennstoff zusammen mit dem Vergasungsmittel bei Temperaturen über 1.200 °C (bis maximal 2.000 °C) im Gleichstrom durch einen relativ langen Reaktor geblasen (vgl. Abb. 3.45). Bedingt durch die hohen Prozesstemperaturen kommt es zu einem nahezu vollständigen Brennstoffumsatz und einem teerfreien Gas, wodurch die anschließende Gasreinigung erleichtert wird. Aufgrund der kurzen Verweilzeit sind auch hohe Vergaserleistungen möglich. Die Brennstoffasche wird bei der Flugstromvergasung flüssig abgezogen, sodass auch Brennstoffe mit einem niedrigen Ascheschmelzpunkt eingesetzt werden können. Von Nachteil ist aber der relativ hohe technische Aufwand, der zur Beherrschung der sehr hohen Temperaturen notwendig ist. Weiterhin muss die Biomasse aufbereitet werden, damit sie in einem Flugstromvergaser eingesetzt werden kann, was einen erheblichen Energieaufwand erfordert. Flugstromvergaser werden ökonomisch sinnvoll nur in sehr großen Anlagen eingesetzt und eignen sich am besten in der Kombination mit Methanol- bzw. Fischer-Tropsch-Synthesen. Damit verbunden muss als Vergasungsmittel Sauerstoff bzw. Wasserdampf/Sauerstoff eingesetzt werden, was ebenfalls erst bei sehr großen Anlagen ökonomisch sinnvoll ist /Cluster I 2012/.

Stand der Technik
Aufgrund der benötigten Anlagengröße und der begrenzten Biomasseverfügbarkeit ist die Flugstromvergasung von Biomasse bisher – verglichen mit den anderen Vergasungstechniken – nur von untergeordneter Bedeutung. Beispielsweise wurde über viele Jahre ein Flugstromvergasungsreaktor mit einer thermischen Leistung von 130 MW in der Anlage „Schwarze Pumpe“ mit Kunststoffabfällen, Klärschlamm und Althölzern eingesetzt. Vereinzelt werden auch in Laboranlagen Flugstromreaktoren zu Versuchszwecken betrieben /Kaltschmitt et al. 2009/.

3.3.4 Gasreinigung

Je nach Vergasungsverfahren, eingesetztem Brennstoff und den Prozessparametern fallen unterschiedliche Konzentrationen an Schadstoffkomponenten an (vgl. Kapitel 3.3.1). Wie Abb. 3.1 zeigt, kann das Produktgas neben der Verbrennung in einem Wärmekessel zur Bereitstellung von Nutzwärme eingesetzt werden, es kann in einer Gasturbine (GUD) oder in einem Gasmotor (BHKW) verstromt werden bzw. kann es in einer Brennstoffzelle direkt verstromt oder in einem Syntheseschritt zu Biokraftstoffen synthetisiert werden. Gemäß dem gewählten Nutzungspfad muss das Rohgas nach der Vergasung auf die entsprechenden Grenzwerte gereinigt werden.

Tabelle 3.14 enthält die Minimalanforderungen an das gereinigte Produktgas für die vorgestellten Nutzungspfade. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass viele Brennstoffzellentypen

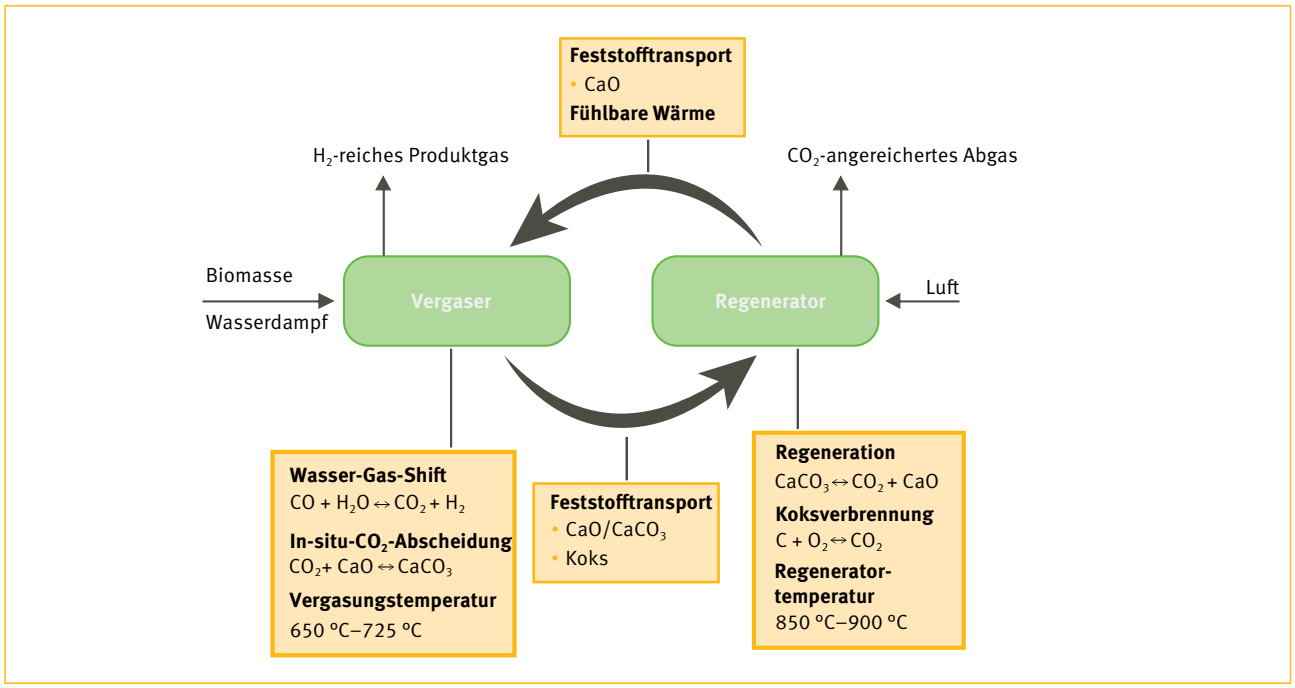


Abb. 3.44: Prozessschema AER-Verfahren /Poboss 2010/

noch nicht hinsichtlich aller verfahrenstechnischen Aspekte ausgereift und großtechnisch verfügbar sind. Daher liegen keine Langzeiterfahrungen mit einem Betrieb von Produktgas in Brennstoffzellen vor, sodass auch hier kaum quantitative Festlegungen möglich sind. Neben den dargestellten Nutzungspfaden kann das Produktgas auch direkt zur Wärmebereitstellung genutzt werden, wobei aufgrund der Robustheit und Unempfindlichkeit vorhandener Brenner eine Reinigung des Produktgases beim Einsatz in Gasbrennern im Regelfall nicht erforderlich ist. Der notwendige Gasreinigungsaufwand wird damit im Wesentlichen von den zulässigen (meist gesetzlich geregelten) Schadstoffgrenzwerten der Abgase bestimmt (z. B. Emissionsvorschriften oder Reinheitsanforderungen an das „Heizgas“) und wurde daher nicht in Tabelle 3.14 aufgenommen.

Die Gasreinigung erfolgt in mehreren aufeinanderfolgenden Prozessschritten. Zum Beispiel kann nach der Partikelentfernung (Zyklon und Filter) die Teerwäsche mittels Wäscher oder Absorber ausgeführt werden. Dabei wird unterschieden zwischen nasser Gasreinigung bei niedriger Temperatur (auch als Kaltgasreinigung bezeichnet) und trockener Gasreinigung (auch

TAB. 3.12: ZUSAMMENSETZUNG UND HEIZWERTE VON PRODUKTGASEN AUS DER ATMOSPHÄRISCHEN VERGASUNG IN VERSCHIEDENEN WIRBELSCHICHTVERGASERN

	Stationäre Wirbelschicht	Zirkulierende Wirbelschicht	Allotherme Zweibettwirbelschicht	AER-Zweibettwirbel-schicht
Vergasungsmedium	Luft	Luft	Wasserdampf	Wasserdampf
Bettmaterial	Sand	Sand	Olivin	CaO
Leistungsbereich	3–10 MW_{th}	> 10 MW_{th}	> 10 MW_{th}	> 10 MW_{th}
H_2	11–20 Vol.-%		35–40 Vol.-%	67–75 Vol.-%
CO	12–19 Vol.-%		22–25 Vol.-%	5–7 Vol.-%
CO_2	10–15 Vol.-%		20–25 Vol.-%	5–8 Vol.-%
CH_4	2–5 Vol.-%		9–11 Vol.-%	9–11 Vol.-%
N_2	45–60 Vol.-%		< 1 Vol.-%	< 1 Vol.-%
Heizwert[a]	4–6 $MJ/m^3_{i.N.}$		12 –14 $MJ/m^3_{i.N.}$	12 –14 $MJ/m^3_{i.N.}$
Partikelgehalt	1–100 $g/m^3_{i.N.}$	8–100 $g/m^3_{i.N.}$	1–100 $g/m^3_{i.N.}$	50–100 $g/m^3_{i.N.}$
C-Gehalt	gering	hoch	hoch	sehr hoch
Teergehalt	1–23 $g/m^3_{i.N.}$	1–30 $g/m^3_{i.N.}$	2–5 $g/m^3_{i.N.}$	5–20 $g/m^3_{i.N.}$

Quelle: /Kaltschmitt et al. 2009/

[a] *unterer Heizwert: berechnet aus den Heizwerten von Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und Methan*

TAB. 3.13: ZUSAMMENSETZUNG UND HEIZWERTE VON PRODUKTGASEN AUS DER ATMOSPHÄRISCHEN VERGASUNG IN EINEM SAUERSTOFFGEBLASENEN FLUGSTROMVERGASER

Autotherme Sauerstoff-Flugstromvergasung	
H_2	29–35 Vol.-%
CO	35–44 Vol.-%
CO_2	17–22 Vol.-%
CH_4	< 1 Vol.-%
N_2	3–9 Vol.-%
Heizwert H_u [a]	9–11 MJ/$m^3_{i.N.}$
Partikelgehalt	50–100 g/$m^3_{i.N.}$
C-Gehalt	sehr niedrig
Teergehalt	sehr niedrig

Quelle: /Kaltschmitt et al. 2009/

[a] *unterer Heizwert: berechnet aus den Heizwerten von Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und Methan*

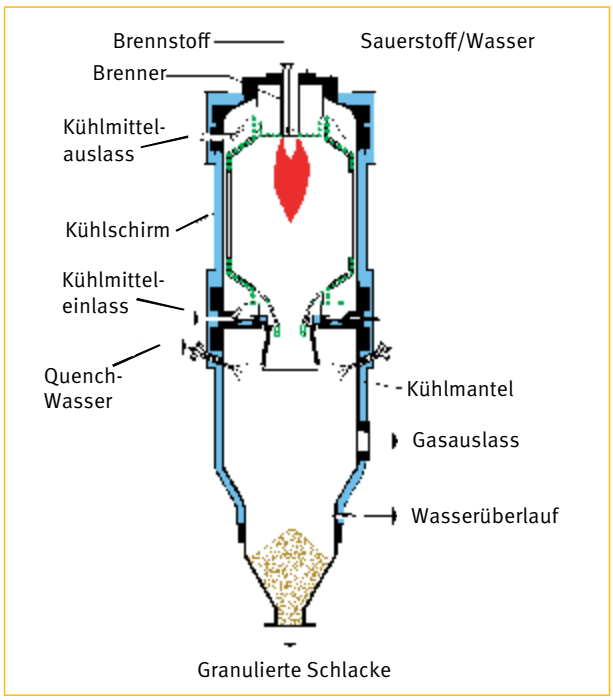


Abb. 3.45: Schema eines Flugstromvergasers /Schingnitz 2003/

als Heißgasreinigung bezeichnet). Die Auswahl des Temperaturbereiches der Abscheidung wird dabei aber letztlich von der Gasnutzung vorgegeben. So sind beispielsweise für Gasmotoren niedrige Eintrittstemperaturen des Produktgases notwendig; daher kommt hier im Regelfall eine Kaltgasreinigung zum Einsatz. Die Heißgasreinigung ist hingegen dann vorteilhaft, wenn das Produktgas bei hohen Temperaturen weiterverwendet werden kann (z. B. Einsatz in Gasturbinen) und eine Abkühlung thermodynamisch ungünstig wäre /Kaltschmitt et al. 2009/.

Nachfolgend werden einzelne Techniken zur Abscheidung der wichtigsten Schadkomponenten kurz erläutert.

Partikel

Die Partikelabscheidung aus dem Vergasungsproduktgas kann analog zur Entstaubung aus Feuerungsanlagen erfolgen (vgl. Kapitel 3.2.8). Entsprechend den Anforderungen kommen meist Zyklone, Filter mit Filtermedium, elektrostatische Filter oder Wäscher zum Einsatz. Die Abscheidetechniken unterscheiden sich im erzeugten Druckverlust, in der Grenzpartikelgröße, der Abscheideleistung und in den Anschaffungskosten.

Alkalien

Stand der Technik der Alkalientfernung ist es, das Produktgas auf unter 600 °C abzukühlen und dann die entstandenen Partikel mit den Methoden der Partikelabscheidung (siehe oben) zu entfernen. Dieses Verfahren hat den großen Nachteil, dass durch die Kühlung des Gases fühlbare Wärme verloren geht, was den Wirkungsgrad der Anlage vermindern kann /FNR 2006/.

Teere können physikalisch, thermisch oder katalytisch aus dem Produktgas entfernt werden.

- Physikalische Teerentfernung: Dazu werden zumeist Wäscher, Elektrofilter oder Filter mit Filtermedium eingesetzt. Das erfordert eine Kühlung des Gases vor der Abscheidung der Teere in kondensierter Form. Der Wäscher stellt die am häufigsten angewendete Methode der Teerentfernung dar, obwohl dieser mit Wasser betrieben keine guten Abscheidegrade für Teere erreicht. Das Gas wird gesättigt und gekühlt, die entstandenen Teertröpfchen werden im nachfolgenden Wäscher durch Kollision mit Wasser vergrößert, bevor diese vom Gasstrom abgetrennt werden. Mit einem Wasserwäscher können Teerwerte im Reingas von 20 bis 40 mg/$m^3_{i.N.}$ erreicht werden. Dabei ist nach dem Wäscher zusätzlich ein Tropfenabscheider notwendig. Für die Teerentfernung werden verschiedene Wäschertypen (vgl. Abb. 3.36) eingesetzt. Wird Öl als Waschmedium verwendet, können aufgrund der Teerlöslichkeit im Waschmedium Reingaswerte um 10 g/$m^3_{i.N.}$ erreicht werden. Gleichzeitig kann das beladene Waschmedium thermisch (d. h. durch Verbrennen) genutzt bzw. entsorgt und damit ein Abwasseranfall (mit allen damit verbundenen Konsequenzen) vermieden werden. Unabhängig vom eingesetzten Waschmittel führen Waschverfahren aufgrund der Abkühlung zu einer Verringerung des Systemwirkungsgrades /FNR 2006/. Bei Nasselektroabscheidern werden für die Teerentfernung aus Produktgasen im Allgemeinen Draht-Röhren-Elektroabscheider den Platten-Elektroabscheidern vorgezogen. Das Gas wird vor dem Eintritt in den Elektroabscheider mit Wasser gesättigt. Die entstandenen Flüssigkeitströpfchen und Partikel werden danach im Elektroabscheider abgeschieden. Zur Entfernung der kondensierten Teere von den Elektroden des Abscheiders wird meist Wasser eingesetzt, wobei die erforderliche Wassermenge und damit der Aufwand zur Wasseraufbereitung je nach Teerart variiert. Ein Vorteil dieses Gasreinigungsverfahrens ist die Möglichkeit einer kombinierten Staub- und Teerabscheidung, mit der sehr hohe Reinheitsgrade erreicht werden können (< 10 mg/$m^3_{i.N.}$) /Kaltschmitt et al. 2009/.

TAB. 3.14: VERWENDUNGSSPEZIFISCHE MINIMALANFORDERUNGEN AN PRODUKTGASE

(Nicht alle Anforderungen wurden bisher definiert; Angaben beziehen sich auf trockenes Gas und Normzustand.)

	Gasmotor (BHKW)	Gasturbine (GUD)	Synthese zu Biokraftstoffen	Brennstoffzelle
Partikelgehalt	< 50 mg/m³$_{i.N.}$	< 30 mg/m³$_{i.N.}$	< 0,1 mg/m³$_{i.N.}$	k. A.
Partikelgröße	< 3 µm	< 5 µm	k. A.	k. A.
Teergehalt	< 100 mg/m³$_{i.N.}$	k. A.	< 0,1 mg/m³$_{i.N.}$	< 100 mg/m³$_{i.N.}$
Alkaligehalt	< 50 mg/m³$_{i.N.}$	< 0,25 mg/m³$_{i.N.}$	< 10 ppb	k. A.
NH_3-Gehalt	< 55 mg/m³$_{i.N.}$	k. A.	< 1 ppm	< 0,1 mg/m³$_{i.N.}$
S-Gehalt	< 1.150 mg/m³$_{i.N.}$	k. A.	< 0,1 ppm	< 200 ppm
Cl-Gehalt	< 500 mg/m³$_{i.N.}$	k. A.	< 0,1 ppm	< 1 ppm

Quelle: /Kaltschmitt et al. 2009/

- Thermische Teerentfernung: Teere können auch ohne Katalysatoren thermisch zerstört werden, wofür sehr hohe Temperaturen notwendig sind. Allerdings ist es schwer, Teere aus Biomassevergasungsreaktoren vollständig thermisch zu cracken. Durch die erforderlichen hohen Temperaturen ist der Spagat zwischen Wirtschaftlichkeit, Betriebssicherheit und vollständiger Teerzerstörung fast nicht zu bewerkstelligen /FNR 2006/.
- Katalytische Teerentfernung: Bei der katalytischen Teerabscheidung wird der Teer mit einem Katalysator bei 800 bis 900 °C umgesetzt und zerstört. Nicht metallische Katalysatoren, wie zum Beispiel Dolomite, Zeolithe und Kalkspat, sind relativ kostengünstig und gegenüber Verunreinigungen unempfindlich. Metallische Katalysatoren werden kommerziell in der Petrochemie eingesetzt. Typische Vertreter sind Ni, Ni/Mo, Ni/Co/Mo, NiO, Pt, Ru. Diese Katalysatoren haben den Vorteil, dass sie neben der Teerentfernung auch in der Lage sind, das im Produktgas vorhandene Ammoniak zu zerstören. Jedoch ist die Lebensdauer dieser Katalysatoren in der Biomassevergasung noch nicht ausreichend getestet und sie sind teuer.

Stickstoffverbindungen

Als Standard zur Entfernung von Stickstoffverbindungen aus dem Produktgasstrom wird heutzutage die Nasswäsche eingesetzt, die ein kommerziell erprobtes Verfahren darstellt. Dabei wird das Produktgas zuerst gekühlt und dann mit einem Wäscher von den Stickstoffverbindungen gereinigt /FNR 2006/.

Alternativ dazu können die Stickstoffverbindungen auch auf katalytischem Weg mithilfe von Katalysatoren auf Dolomit-, Nickel- und Eisenbasis im gleichen Temperaturbereich umgesetzt werden, in dem diese auch Teer cracken können. Bei dieser Variante konnten im Labormaßstab bei 900 °C über 99 % der Stickstoffverbindungen zerstört werden. Großtechnische Erfahrungen fehlen jedoch bisher. Ein Problem stellen dabei Katalysatorgifte (Schwefel, Halogene) dar, die den Katalysator schädigen /FNR 2006/, /Kaltschmitt et al. 2009/.

Schwefelverbindungen

Eine Entfernung der Schwefelverbindungen kann mit zwei Verfahrensarten erfolgen:

- Absorptive Verfahren: Zur Entfernung der Schwefelverbindungen kann ein basischer Wäscher mit einem Lösungsmittel (Rectisol, Purisol, Diethanolamin [DEA], Methyldiethanolamin [MDEA]) verwendet werden. Jedoch rechnet sich der Aufwand nur bei Großanlagen beziehungsweise bei Anlagen, die in einen Chemieverbund integriert sind /FNR 2006/.
- Adsorptive Verfahren: Ein kommerzieller Prozess, der sich auch für kleine Schwefelfrachten eignet, ist die Adsorption von Schwefel in einem Zink-Oxid-Bett bei 350 bis 450 °C. Das Zinksulfid, welches bei der Adsorption entsteht, muss entsorgt werden. Dieser Prozess hat den Vorteil, dass neben dem Erreichen von äußerst niedrigen Schwefelkonzentrationen im ppb-Bereich die fühlbare Wärme des Gases weitgehend erhalten wird. Allerdings ist auch dieser Prozess nicht reststofffrei /FNR 2006/.

Halogenverbindungen

Zur Entfernung von Halogenen werden meist Wäscher eingesetzt. Diese Technologie ist kommerziell verfügbar und erprobt. Auch kann die Entfernung gleichzeitig mit der von Schwefelverbindungen erfolgen, dabei können Sorptionsmittel wie zum Beispiel Kalk eingesetzt werden. Auch diese Technologie ist erprobt und verfügbar. Beide Technologien liefern allerdings einen Rückstand, der entsorgt beziehungsweise aufgearbeitet werden muss /FNR 2006/.

In Tabelle 3.15 sind für die auftretenden Schadkomponenten die entsprechenden Möglichkeiten zu Abscheidung mit den jeweiligen Vor- und Nachteilen zusammengefasst.

3.3.5 Produktgasnutzung

Im Folgenden werden verschiedene erfolgreich umgesetzte Vergasungskonzepte und Gasnutzungspfade vorgestellt. Hierbei liegt der Fokus auf der Produktgasnutzung für:

- die Wärmebereitstellung mit einem Gegenstromfestbettvergaser,
- KWK mit einem Gegenstrom- und Gleichstromfestbettvergaser,
- KWK mit Zweibettwirbelschicht-Dampfvergasung.

Produktgasnutzung für die Wärmebereitstellung mit einem Gegenstromfestbettvergaser

Soll das Produktgas ausschließlich zur Wärmebereitstellung in einem Gasbrenner eingesetzt werden, ist meistens keine aufwendige Gasreinigung notwendig. Die Brenner müssen jedoch für das Produktgas entsprechend angepasst werden /Schuster 2011/. Das Produktgas wird in einem Heizkessel verbrannt und die Abgase werden zur Warmwassererzeugung verwendet. Das erwärmte Wasser kann dann z. B. in ein Nah- oder Fernwärmesystem verteilt werden.

Vom Typ Bioneer wurden in der ersten Hälfte der 1980er-Jahre insgesamt neun kommerzielle Anlagen mit einer thermischen Leistung von je etwa 5 MW in Finnland und Schweden installiert; einzelne dieser Anlagen sind nach wie vor zur Bereitstellung von Nah- und Fernwärme in Betrieb /VTT 2012/. Abbildung 3.46 zeigt schematisch den grundsätzlichen Aufbau eines Bioneer-Gegenstromvergasers. Aus einem überdachten Brennstofflager wird der Brennstoff zum Kopf des Vergasers transportiert, wo er über ein Beschickungssystem dem Reaktor zugeführt wird. Dabei handelt es sich um einen Gegenstromvergaser, der einen Drehrost besitzt. Luft, die als Vergasungsmittel dient, wird mittels Gebläse angesaugt, befeuchtet und von unten dem Reaktor zugeführt. In der Schüttung bilden sich die verschiedenen Reaktionszonen aus. Der Brennstoff wandert damit von oben nach unten durch den Reaktor und wird dabei vergast. Das produzierte Gas tritt im oberen Bereich des Vergasungsreaktors aus. Ohne Gasreinigung bzw. Abkühlung wird das Produktgas dem Brenner des Kessels zugeführt, wo heißes Wasser erzeugt wird, das zur Versorgung eines Fernwärmenetzes dient. Aufgrund der ausschließlichen Wärmebereitstellung verursacht der erhebliche Teergehalt des in Gegenstromvergasern produzierten Produktgases keine Probleme. Die zurückbleibende Asche wird am Boden des Vergasers ausgetragen und in einem Aschebunker gelagert /Kaltschmitt et al. 2009/.

Produktgasnutzung für KWK mit einem Gegenstromfestbettvergaser

Bei der Anlage „Harboore“ (Dänemark) (Abb. 3.47) wird gehäckseltes, unbehandeltes Waldholz angeliefert und direkt über ein automatisches Kransystem und eine Schnecke dem Vergasungsreaktor zugeführt. Der Vergasungsreaktor arbeitet autotherm im Gegenstromprinzip und besitzt eine thermische Leistung von 5,2 MW /Teislev 2001/. Als Vergasungsmittel wird Luft eingesetzt, die mit der thermischen Energie aus dem Waschwasser der Gasreinigung vorgewärmt wird. Das am Vergasungsreaktorkopf abgezogene Produktgas wird zur Reduzierung des Wasser- und Teergehaltes einem Wäscher und einem Elektroabscheider zugeführt. Der Teer wird anschließend vom Waschwasser gravimetrisch getrennt, in einem Tank zwischengelagert und im Winter zur Bereitstellung von Wärme in einem Kessel verbrannt; dazu muss der Teertank kontinuierlich auf 50 bis 60 °C beheizt sein, um die Viskosität auf das für die Pumpfähigkeit erforderliche Maß zu reduzieren. Das gereinigte Produktgas wird in zwei Motoren verstromt. Da die Anlage wärmegeführt gefahren wird, ist im Sommer nur ein Motor in Betrieb. Trotz des Gegenstromprinzips der Vergasung, das wegen der hohen Teergehalte eher zur ausschließlichen Wärmebereitstellung geeignet ist, überzeugt diese Vergasungsanlage durch eine hohe Betriebsstundenzahl des Vergasungsreaktors und der Motoren. Dabei erweist sich der Betrieb des Vergasungsreaktors als unempfindlich gegenüber schwankender und hoher Brennstofffeuchte. Die speziell für das Anlagenkonzept konzipierte thermische Abwassernachbehandlung mittels Teerspaltung ermöglicht einen Dauerbetrieb der Anlage /Kaltschmitt et al. 2009/.

Produktgasnutzung für KWK mit einem Gleichstromfestbettvergaser

Derartige Anlagen werden für kleine elektrische Leistungen (50–500 kW_{el}) entwickelt und am Markt angeboten. Das einge-

TAB. 3.15: EIGENSCHAFTEN AUSGEWÄHLTER ABSCHEIDETECHNIKEN ZUR ROHGASREINIGUNG

Abscheidertyp	Schadkomponente	Vorteile	Nachteile
Zyklon	Staub, (Teer): dp[a] > 5 µm	niedriger Druckverlust, hohe Temperatur, geringe Kosten	geringe Abscheideleistung bei dp < 5 µm
Gewebefilter	Staub, Teer, Alkalien: dp < 0,5 µm	hohe Abscheideleistung	hoher Druckverlust, Abkühlung auf < 350 °C erforderlich
Wäscher	Teer, Staub, Alkalien, Stickstoff-, Schwefel-Verbindungen	kommerziell erprobt, universell einsetzbar	Abwasseranfall bei Wassereinsatz, Abkühlung erforderlich, hoher Druckverlust
Elektroabscheider	Teer, Staub, Alkalien	hohe Abscheideleistung, geringer Druckverlust	Abscheideminimum bei dp = 5 µm, teuer in Anschaffung, Abwasseranfall (bei Nasselektroabscheider)
Heißgasfilter	Staub, (Teer), Alkalien: dp < 0,5 µm	Temperatur ≤ 900 °C, hoher Abscheidegrad	hoher Druckverlust, teuer, Problem mit Teer (Verkleben), Alkalien (Korrosion)
Katalysatoren	Teer, Stickstoffverbindungen	kein Abwasser, keine Kühlung	Deaktivierung durch Katalysatorgifte, noch im F&E-Stadium, hohe Kosten
Thermische Teerentfernung	Teer	kein Abwasser	wirkungsgradmindernd (Teilverbrennung), unvollständige Teerzerstörung

Quelle: /FNR 2006/, /Kaltschmitt et al. 2009/

[a] *Partikeldurchmesser*

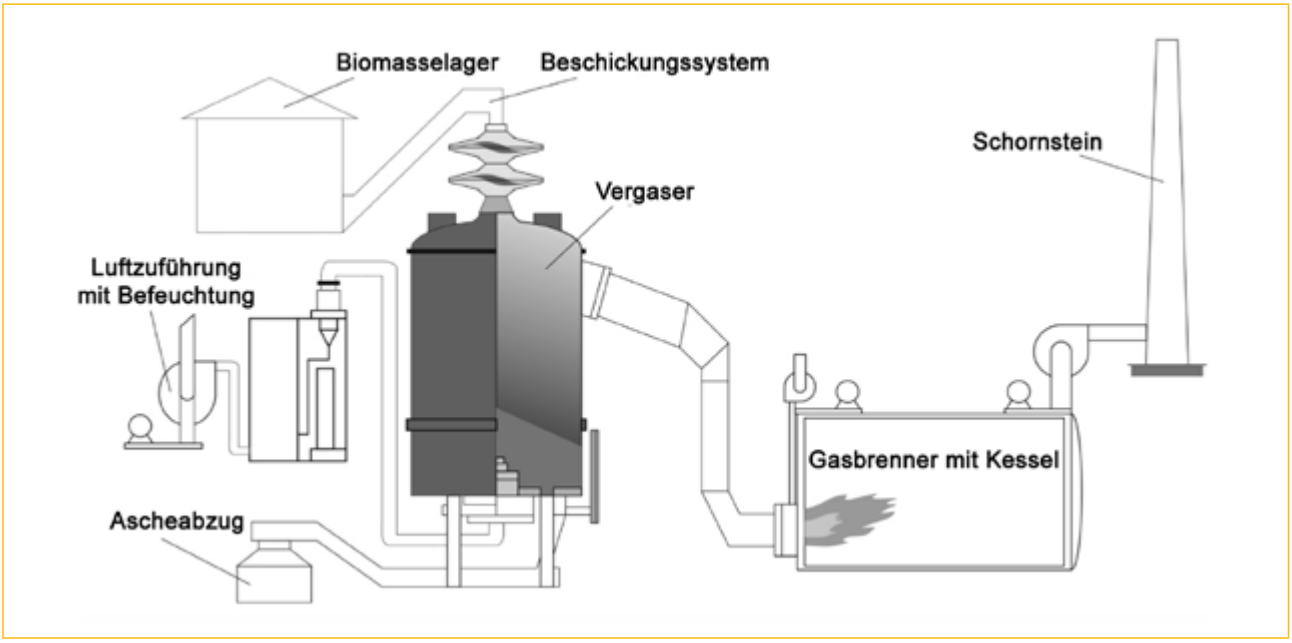


Abb. 3.46: Aufbau eines Gegenstromfestbettvergasers zur Wärmebereitstellung (Bioneer-Vergaser), in Anlehnung an /VTT 2012/

setzte Holz wird zerkleinert (und vorgetrocknet) angeliefert und in einem Bunker zwischengelagert. Über ein Lageraustrage- und ein Zufuhrsystem wird der Brennstoff in den Vergasungsreaktor befördert. Nach Beschickung über eine Schleuse erfolgt dort die Vergasung autotherm mit Luft in einem Gleichstromreaktor. Die anfallende Asche gelangt durch einen Rost in den unteren Reaktorteil, in dem durch eine weitere Luftzugabe der noch in der Asche befindliche Kohlenstoff nachvergast wird. Das Produktgas passiert zur Reinigung beispielweise zunächst einen Zyklon und dann einen Wärmeübertrager. Danach erfolgt eine Partikelabscheidung und in einem nachfolgenden Wäscher wird das Gas unter den Taupunkt abgekühlt und weiter gereinigt. Die Verstromung des Reingases erfolgt in einem Motoren-BHKW /Kaltschmitt et al. 2009/. Derartige Anlagenkonzepte sind auf dem Markt verfügbar und werden in /CARMEN 2012/ zusammengefasst aufgeführt.

Produktgasnutzung für KWK mit Zweibettwirbelschicht-Dampfvergasung

Abb. 3.48 zeigt das Fließbild des 8 MW_{th}-Biomassekraftwerks mit Kraft-Wärme-Kopplung in Güssing. Die Biomasse wird in den Biomassevergaser aufgegeben und dort zusammen mit dem Bettmaterial mit überhitztem Wasserdampf bei einer Vergasungstemperatur von ca. 850 °C fluidisiert. Als Bettmaterial wird natürliches Olivin eingesetzt, welches sich durch die Eigenschaft, Teere zu reduzieren, auszeichnet. Der Wirbelschichtvergaser arbeitet als stationäre Wirbelschicht. Der bei der Vergasung entstehende Koks wird zusammen mit dem Olivin durch einen fluidisierten Verbindungskanal zum Verbrennungsreaktor geleitet. Der Verbrennungsreaktor ist eine zirkulierende Wirbelschicht, welche mit Luft mehrstufig fluidisiert wird. Die Temperatur in der Brennkammer beträgt 950 °C, wobei der Koks abbrennt und das Bettmaterial aufheizt. Um die Vergasungstemperatur zu regeln, wird ein gewisser Anteil des im Vergaser produzierten Gases in der Brennkammer als Stützfeuer verbrannt bzw. ein Zusatzbrennstoff verwendet. Das Rauchgas aus der Brennkammer wird in einem Heißgaszyklon entstaubt und die abgeschiedenen Partikel werden über einen Siphon in den Vergasungsteil zurückgefördert, wo sie die Energie für die endotherme Vergasung bereitstellen. Das Rauchgas gelangt in eine Nachbrennkammer, wodurch aufgrund der notwendigen Verweilzeit gewährleistet wird, dass die vorgegebenen Abgasemissionswerte erreicht werden. Die anfallende Bettasche wird ausgeschleust, gekühlt und in Container verfüllt. Die Rauchgaskühlung erfolgt über drei Wärmetauscherstufen, wobei nacheinander die Verbrennungsluft vorgewärmt, der Sattdampf überhitzt und die Fernwärme erzeugt wird. Das 150 °C heiße Rauchgas wird im Gewebefilter entstaubt und mit einem Rauchgasgebläse zusammen mit den Abgasen des Gasmotors in den Kamin abgeleitet.

Das Produktgas verlässt den Vergasungsreaktor mit ca. 850 °C und wird im anschließenden Produktgaskühler abgekühlt. Die Wärme wird ins Fernwärmenetz eingespeist. Die Entstaubung erfolgt im Produktgasfilter, wobei der Flugkoks in die Brennkammer zurückgeführt wird. Die Teere und der Wasserdampf werden in einem Rapsöl-Methylester-(RME-)-Teerwäscher gewaschen bzw. auskondensiert, wobei das Kondensat zur Dampferzeugung genutzt wird. Am Eintritt in den Gasmotor besitzt das Reingas eine Temperatur von ca. 45 °C und einen Teergehalt < 0,05 g/m³. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt knapp über 20 %, der Nutzungsgrad (Strom und Wärme) ca. 75 % /Kaltschmitt et al. 2009/, /Rauch et al. 2007/. Die Anlage wurde vor ca. 10 Jahren gebaut und ist bis heute erfolgreich in Betrieb.

3.4 Elektro- und Leittechnik

Elektrotechnik

Generell umfasst die Elektrotechnik einer Biomasseanlage die elektrotechnische Ausrüstung der Anlage zur Versorgung der elektrischen Verbraucher, welche nach DIN EN 50156-1,

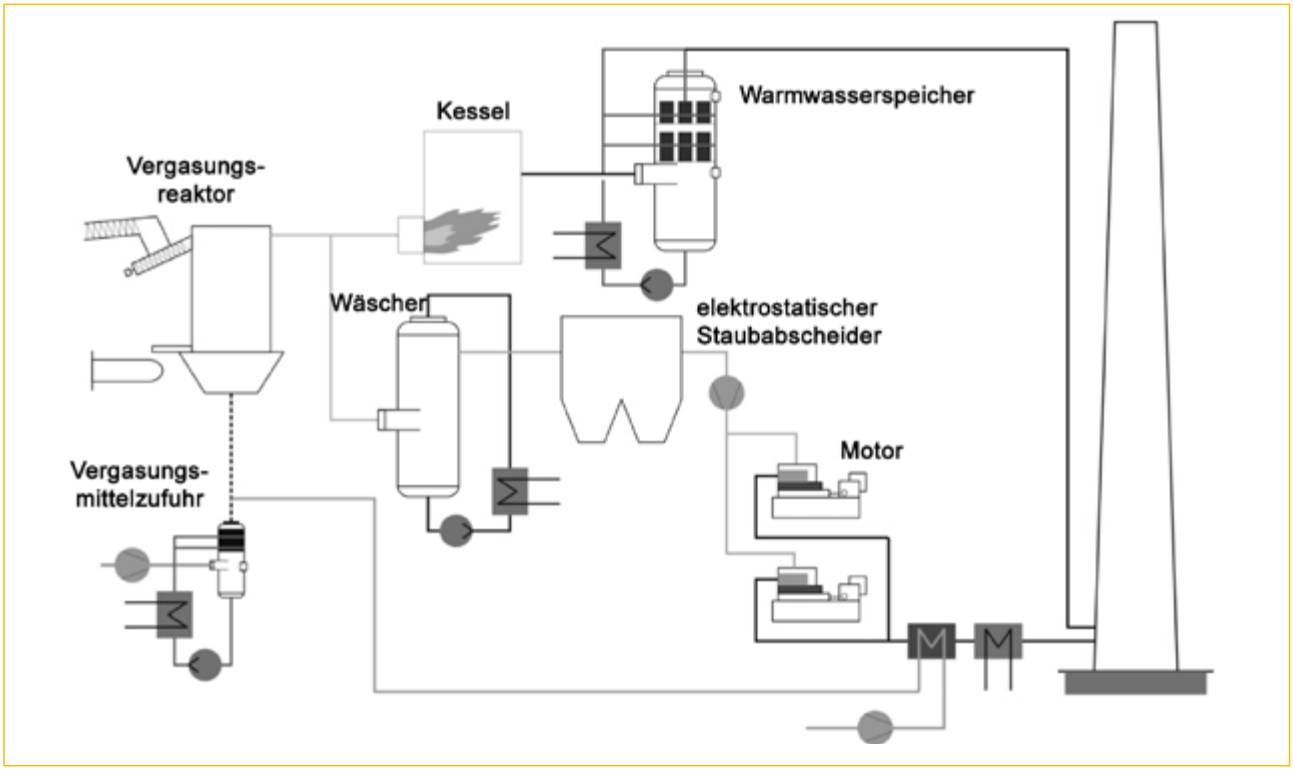


Abb. 3.47: Anlagenschema einer KWK-Anlage mit Gegenstromvergasung und Gasmotor (Harboore), in Anlehnung an /Lunftorp 2009/

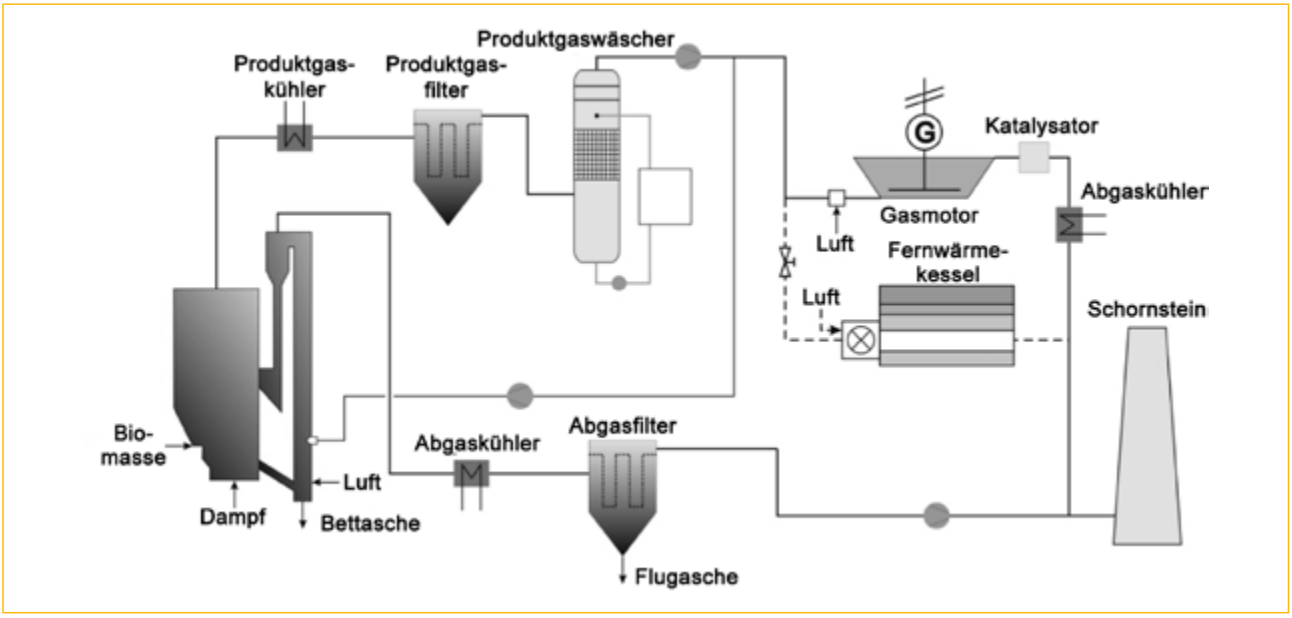


Abb. 3.48: Anlagenschema einer KWK-Anlage mit allothermer Wirbelschichtdampfvergasung und Gasmotor, in Anlehnung an /Güssing 2012/

VDE 116-1 auszuführen sind, sowie – bei Anlagen zur Stromerzeugung – die Einspeisung der erzeugten elektrischen Energie in das öffentliche Netz oder in das Werksnetz des Betreibers /DIN EN 50156-1/.

Elektrotechnische Ausrüstung

Die Versorgung der elektrischen Verbraucher (Pumpen, Ventilatoren etc.) erfolgt üblicherweise über eine 230 V/400 V-Niederspannungsschaltanlage. Zur Stromversorgung der leittechnischen Einrichtungen ist mit Gleich- und Wechselrichtern eine 24-V-Gleichspannungsversorgung aufzubauen. Bei größeren Anlagen mit hohen Anforderungen an die Anlagenverfügbarkeit ist eine unterbrechungslose Stromversorgung mittels Batteriepufferung vorzusehen. Weiterhin ist ein Blitzschutz und eine Erdung zu installieren.

Netzeinspeisung

Zur Einspeisung der erzeugten elektrischen Energie kann bei

kleineren Leistungen eine Niederspannungsschaltanlage (z. B. auf 0,4 oder 1 kV, je nach Spannungsniveau) vorgesehen werden. Ab einer elektrischen Leistung von etwa 1 MW_{el} sollte jedoch die Einspeisung auf Mittelspannungsniveau (3, 6, 10 oder 20 kV, je nach Spannungsniveau am Einbindepunkt) erfolgen. Je nach Nennspannung des Generators (bei Leistungen bis 5 MW_{el} üblicherweise 6 kV) ist zudem ein Transformator erforderlich.

Leittechnik

Die Leittechnik mit ihren Elementen dient dem gezielten Einwirken auf den Prozessablauf:

- Messwerterfassung/Stellgrößenausgabe: Hierzu werden die Ein-/Ausgabe-(E/A-)-Baugruppen der Steuerungen, Messumformer und die Stellglieder als Schnittstelle zwischen den prozess- und den leittechnischen Komponenten benötigt.
- Steuerungen: Die Steuerung stellt eine offene Wirkungskette dar; es findet keine Überprüfung der erreichten Beeinflussung des Prozesses statt.
- Regelungen: Bei der Regelung handelt es sich im Gegensatz zur Steuerkette um einen geschlossenen Wirkungskreis. Soll- und Istwert werden im Regelkreislauf verglichen. Der Reglerausgang wirkt derart auf den Prozess, dass die Abweichung verringert wird.
- Personen- und Anlagenschutz: Verriegelungen dienen dazu, die Anlage im Falle des Ansprechens von Schutzbedingungen (Übertemperatur, Druck etc.) in einen sicheren Zustand zu fahren (fail/safe). Bei Ausfall eines Aggregats oder Anlagenteils darf kein Personaleinsatz notwendig sein. Die Auswirkungen von Störungen einer Teilanlage auf die Gesamtanlage sind zu minimieren. Die Anlage ist entsprechend den technischen Regeln für Betriebssicherheit zu planen, die auf der Rechtsgrundlage der Betriebssicherheitsverordnung beruht /BetrSichV 2011/.
- Bedienung und Beobachtung: Die Schnittstelle zur Überwachung und Bedienung der Anlagen kann je nach Komplexität und Kundenanforderungen durch Schalter, Leuchtmelder, LCD-Zeilendisplays oder dynamisierte Bildschirmbilder realisiert werden.

Im Interesse der Betriebssicherheit ist es vorteilhaft, die leittechnischen Einrichtungen modular zu strukturieren und die Aufgabe aufzuteilen in:

- zentrale Leittechnik mit Schnittstelle zur Datenübertragung an Fremdwarte (Option),
- Aggregateleittechnik für konventionelle Anlagen,
- Aggregateleittechnik des Biomassekessels/Vergasungsreaktors.

Vorteil dieser modularen Konzeption ist, dass ein Einzeldefekt eines Aggregates nicht zu einem Ausfall der Gesamtanlage führt. Ein manueller bzw. teilautomatischer Betrieb der Anlagen ist auch bei Einzelaggregateausfall möglich. Abbildung 3.49 stellt die erläuterte Struktur in vereinfachter Form dar.

Zentrale Leittechnik

Die zentrale Leittechnik dient der übergeordneten Erfassung und Verarbeitung von Bedarfsanforderungen und Störfällen. Hierzu wird meist eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) eingesetzt, die die An- und Abwahl von Aggregaten mit Sollleistungsvorgaben etc. auslöst. Ziel ist die Sicherstellung eines störungsfreien und weitgehend automatischen Anlagenbetriebs. Hierzu zählt auch die übergeordnete Bedienung und Beobachtung der Gesamtanlage mit Datenarchivierung und Auswertung.

Für den Datenaustausch innerhalb der Anlage sollten Schnittstellen definiert werden, die möglichst durchgängig für alle Teilgewerke vorzuschreiben sind. Bei kleineren Anlagen oder geringeren Anforderungen an die zu übertragenden Datenumfänge (Sammelstörmeldungen, wichtige Messwerte, Sollwertvorgaben) wird häufig noch die konventionelle Datenübertragung (potenzialfreie Kontakte, 4- bis 20-mA-Signale) vorgesehen. Falls eine übergeordnete Auswertung, Protokollierung und Archivierung in der zentralen Leittechnik durchgeführt wird, ergibt sich ein entsprechend höherer Datenumfang (Einzelalarme etc.), was bei konventioneller Verdrahtung zu hohen Kosten führt. Deshalb ist in diesem Fall die serielle Datenübertragung (Busverbindung) zu empfehlen. Um elektromagnetische Störeinflüsse auszuschalten, kann als physikalisches Medium ein Lichtwellenleiter verwendet werden.

Bei nicht dauerhaft besetzten Anlagen ist es vorteilhaft, zumindest Störmeldungen von der autark arbeitenden Biomasseanlage per Datenfernübertragung an eine durchgehend besetzte Warte abzusetzen. Auf telefonischem Wege können ferner detaillierte Störungsmeldungen (Klartextansage) an Mitarbeiter übertragen werden, die beispielsweise mehrere Anlagen gleichzeitig betreuen.

Aggregateleittechnik für konventionelle Anlagenteile

Hierfür werden vielfach bewährte Standardlösungen eingesetzt. Dabei sind die zum autarken Betrieb des Einzelaggregates (konventioneller Kessel, Dampfturbine, Netzumwälzpumpen usw.) erforderlichen leittechnischen Einrichtungen in einer zugehörigen Komponentenleittechnik zusammengefasst, die vom Hersteller des Aggregates normalerweise mitgeliefert wird.

Aggregateleittechnik des Biomassekessels

Die Komponentenleittechnik des Kessels umfasst zunächst alle üblichen, vor allem sicherheitstechnischen Regel- und Steuerfunktionen. Daneben sind die Regelung der Leistung, die Regelung zur Verbrennungsoptimierung und die Abgasregelung für den optimalen Betrieb eines Biomassekessels erforderlich. Diese werden bei Kesseln im Leistungsbereich von etwa 0,5 bis 10 MW meist wie folgt ausgeführt:

- Leistungsregelung: Diese dient der Anpassung der Wärmeproduktion des Kessels an die vom Betreiber bzw. von den Wärmeabnehmern geforderte Wärmemenge. Sie erfolgt modulierend über eine Messung der Vorlauftemperatur des Heizwassers mit Ansteuerung der Luftmengen (Primär- und Sekundärluft). Die Vorlauftemperatur wird je nach Wärmenachfrage, die maßgeblich von den äußeren Witterungsbedingungen und der Tageszeit bestimmt wird, als Sollwert vorgegeben.
- Regelung zur Verbrennungsoptimierung: Ein optimales Verhältnis zwischen Brennstoffmenge und Verbrennungsluft ist Voraussetzung für eine schadstoffarme Verbrennung. So führt ein zu großer Luftüberschuss aufgrund der verminderten Verbrennungstemperatur zu einem Anstieg der Schadstoffe, während ein zu geringer Luftüberschuss einen Schad-

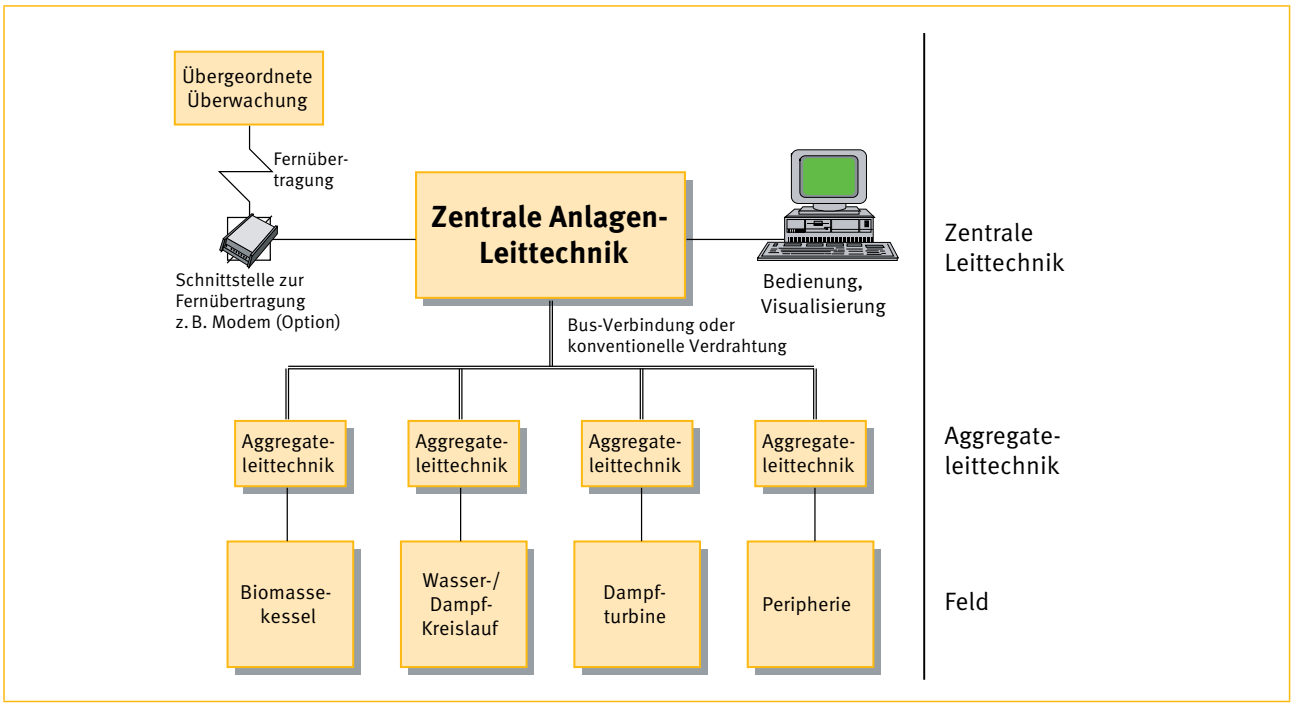


Abb. 3.49: Beispiel für eine Leittechnik-Konfiguration /Fichtner 2000/

stoffanstieg infolge örtlichen Sauerstoffmangels bewirkt. Daher ist insbesondere bei schwankender Brennstoffzusammensetzung der Einsatz einer geeigneten Regelung zur Verbrennungsoptimierung erforderlich. Hierfür sind folgende drei Varianten im Einsatz:

1. Lambda-Regelung mittels O_2- bzw. Lambda-Sonden mit Ansteuerung der Brennstoffmenge.
2. Messung der Verbrennungstemperatur (mithilfe von Thermoelementen oder Infrarot-Kamera) mit dem Brennstoffmengenstrom als Leitgröße.
3. CO/Lambda-Regelung (CO-Messung nach dem Infrarotmessprinzip oder mittels Sensoren beruhend auf katalytischen Effekten) mit Ansteuerung vorwiegend der Sekundärluft. Dieses Verfahren ist vorteilhaft gegenüber der Lambda-Regelung durch Ansteuerung der Brennstoffmenge (siehe oben), sofern große Variationen der Brennstoffeigenschaften (Wassergehalt, Zusammensetzung, Schüttdichte) oder der Leistung vorliegen.

- Abgasregelungen: Zur Abgasregelung erfolgt eine Messung des Unterdrucks im Feuerraum. Die Drehzahl des Abgasventilators wird z. B. über Frequenzumformer geregelt.

Kessel größerer Leistung (ab etwa 5 MW) verfügen je nach Ausführung über weitere Regelkreise (wie Frischdampftemperatur-Regelung, Abgas-Rezirkulationsmengenregelung) sowie über zusätzliche Steuerungen (für das Rußblasen, für die Abschlämmung etc.).

Bei Anlagen, die ohne ständige Beaufsichtigung (BOB-Betrieb) betrieben werden sollen, ist die leittechnische Ausrüstung hinsichtlich höherer Zuverlässigkeit der Geräte, der Unabhängigkeit von Regel- und Begrenzungseinrichtungen etc. vorzusehen. Je nach Ausführung der Einzelmaßnahmen ist es möglich, ein Inspektionsintervall von 24 bzw. 72 Std. zu erreichen, sodass für den übrigen Betrieb als Personal ein einschichtig arbeitender Kesselwärter eingesetzt werden kann. Alle Funktionen sind häufig in einer speicherprogrammierbaren Steuerung integriert.

3.5 Aufstellung von Bioenergieanlagen, erforderliche Gebäude, Platzbedarf und Brandschutz

Zur Auswahl geeigneter Standorte für Bioenergieanlagen sowie zur Bewertung der Eignung eventuell vorhandener Räumlichkeiten für deren Errichtung ist eine Aufstellungsplanung vorzunehmen. Nachfolgend sind Angaben zum Platzbedarf der wesentlichen Anlagenteile von Bioenergieanlagen sowie zu beachtende Aspekte in Bezug auf die Anordnung der Anlagenteile zueinander aufgeführt. Grundsätzlich prägen die individuellen örtlichen Gegebenheiten die Aufstellungsplanung, sodass allgemeingültige Aussagen nur eingeschränkt möglich sind.

Bei der Aufstellungsplanung von Bioenergieanlagen sind vor allem die Komponenten Brennstoffanlieferung und -lagerung, Ascheentsorgung und Abgasentstaubung zu berücksichtigen. Einen Schwerpunkt bei der Aufstellungsplanung bildet die Konzipierung des Brennstofflagers in Verbindung mit der Kesselaufstellung. Eine einfache Brennstoffentladung und Kesselbeschickung sollte sichergestellt werden, wobei die maschinentechnischen Komponenten vorwiegend aus sicherheitstechnischen Aspekten baulich getrennt von der Lagerhalle aufgestellt werden müssen.

Im Wesentlichen können bei der Aufstellungsplanung die drei Bereiche unterschieden werden:

- Brennstofflager,
- Kessel-/Maschinenhaus,
- Außenanlagen/Zuwegung.

In Bezug auf die Errichtung von Heizkraftwerken sind zahlreiche Gesetze, Verordnungen und technische Regeln zu berücksichtigen. Diese beziehen sich vorwiegend auf Anlagen, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden (zu Vorschriften vgl. z. B. Kapitel 4).

Brennstofflager

Die Möglichkeiten der Gestaltung des Brennstofflagers und die daran gestellten Anforderungen sind Kapitel 3.2.2 zu entnehmen. Nachfolgend sind die für die Gesamtaufstellungsplanung wesentlichen Aspekte aufgeführt.

Der Platzbedarf des Brennstofflagers wird überwiegend von der vorgesehenen Lagerkapazität bestimmt. Diese richtet sich nach der Örtlichkeit und dem Logistikkonzept und sollte die Brennstoffversorgung der Feuerungs- bzw. Vergasungsanlage für zumindest 3 bis 5 Tage sicherstellen. Für eine Lagerkapazität für einen 5-tägigen Volllastbetrieb der Anlage ergeben sich beispielhaft die in Tabelle 3.16 dargestellten erforderlichen Lagervolumina und der daraus resultierende Platzbedarf. Bei der beispielhaften Bestimmung des Platzbedarfs zur Lagerung ist keine Stellfläche für Beschickungs- und Austragvorrichtungen berücksichtigt.

Wie aus Tabelle 3.16 ersichtlich, ergeben sich bei Strohballen durch die niedrigere Energiedichte und den flächenintensiveren Umschlagprozess wesentlich größere Lagerflächen als bei Hackschnitzeln. Die Entladung von Halmgutballen erfolgt häufig in der Halle, wofür – je nach Hallenabmessungen – zusätzlich etwa 100 bis 200 m² Fläche benötigt werden. Weiterhin sind bei Halmgütern etwa 100 bis 150 m² Fläche für die meist im Lagergebäude aufgestellte Beschickungseinrichtung des Kessels bzw. für einen Ballenauflöser zu veranschlagen.

Demgegenüber ist der Platzbedarf von Beschickungs- und Austragseinrichtungen bei Hackschnitzeln für eine Abschätzung von untergeordneter Bedeutung. Erfolgt dagegen die Hackschnitzel-Herstellung vor Ort, ist hierfür zu den in Tabelle 3.16 genannten Werten ein Zuschlag von etwa 100 m² erforderlich.

Bei der Festlegung der Aufstellungsfläche des Biomasselagers auf einem vorhandenen Standort sind die folgenden Aspekte zu beachten:

- Logistisch einfache und weitgehend störungsfreie Anlieferung und Einlagerung der Brennstoffe. Dies betrifft insbesondere die relative Lage des Brennstofflagers zur Einfahrt in die Anlage. Dabei ist zu bedenken, dass eine Brennstoffversorgung auch bei schlechter Witterung möglich sein muss.
- Möglichst kurzer „Brennstoff-Weg“ vom Lager zum Kessel zur Kostenminimierung der Transport- und Beschickungseinrichtungen unter Beachtung der Höhenlage von Lager und Kesselraum.

Zusätzlich ist zu beachten, dass der Brennstoff häufig vor der Einlagerung gewogen werden muss. Teilweise ist auch eine Probeentnahme zur Brennstoffanalyse zweckmäßig (u. a. zur Bestimmung des Wassergehaltes).

Kessel- und Maschinenhaus

Während die Aufstellung bei Anlagen mit einer Leistung bis etwa 500 kW häufig in einem vorhandenen Heizraum erfolgt, ist bei größeren Leistungen meist die Errichtung eines Kessel- und Maschinenhauses erforderlich. Die wesentlichen maschinentechnischen Komponenten, die in einem Kessel- und Maschinenhaus aufgestellt werden, umfassen:

- Kesselbeschickungsanlage (Stokerschnecke etc.),
- Biomassekessel bzw. Vergasungsreaktor mit Verbrennungsluftgebläse,
- Produktgasentstaubungsanlage (Zyklon, Gewebe- bzw. Elektrofilter usw.), eventuell Saugzuggebläse,
- Schornstein (neben Kessel- und Maschinenhaus),
- Ascheaustragesystem,
- Dampfturbine, Gasturbine, Gasmotor usw. mit Generator,
- Wärmespeicher (als Pufferspeicher), Umwälzpumpen zur Wärmeauskopplung,
- Spitzenlastkessel auf der Basis von Heizöl oder Erdgas, je nach Versorgungsstrategie inklusive Öllagertank bzw. Erdgaseinspeisestation,
- Wasseraufbereitungsanlage (für größere Anlagen bzw. bei Nahwärmenetzen),
- Schaltanlage/Leittechnik mit Warte,
- Brandschutzsystem.

Eine Außenaufstellung von Gewebefilter bzw. Elektrofilter und Wärmespeicher sollte aus Kostengründen bevorzugt werden. Alle anderen Komponenten sind in einem von der Lagerhalle getrennten, jedoch möglichst angrenzenden Gebäude unterzubringen. Die Größe des Schornsteins wird bei Anlagen, die in den Geltungsbereich der TA Luft fallen, auf der Basis von Ausbreitungsberechnungen ermittelt, wobei eine Höhe von mindestens 10 m über Grund sowie ein Dachfirstüberstand von mindestens 3 m eingehalten werden muss /TA Luft 2002/.

Die erforderlichen Abmessungen des Kessel- und Maschinenhauses werden wesentlich von den Maßen des Biomassekessels bzw. Vergasungsreaktors bestimmt. Tabelle 3.17 zeigt Richtwerte für die Abmessungen von Holz- und Strohkesseln (ohne Entstaubungssysteme). Generell sind die Abmessungen von Holzkesseln ca. 50 bis 80 % größer als die von Öl- und Gaskesseln vergleichbarer Feuerungswärmeleistung. Zusammen mit den Entstaubungsanlagen ergibt sich etwa der doppelte Platzbedarf für Biomassekessel gegenüber mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kesseln.

Außenanlagen, Zuwegung

Die Außenanlagen um die Gebäude sind so zu bemessen und zu gestalten, dass

- eine störungsfreie Brennstoffanlieferung,
- ein störungsfreier Ascheabtransport,
- eine sinnvolle Aufstellung der für eine Außenaufstellung vorgesehenen Anlagenteile (z. B. Wärmespeicher)

möglich ist. Weiterhin sind beim Flächenbedarf der Außenanlagen behördliche Auflagen wie Feuerwehrzufahrt des Kesselhauses, eventuelles Anlegen eines Löschteiches, Parkplätze für Pkw etc. zu berücksichtigen. Die Gewährleistung einer störungsfreien Brennstoffanlieferung und Ascheentsorgung betrifft vorwiegend die Gestaltung der Zuwegung der Anlage. Dazu zählt – insbesondere bei größeren Anlagen – ausreichender Platz zum Wenden von Fahrzeugen. Außerdem sollten Parkmöglichkeiten für Lkw bzw. Schlepper für den Fall von Wartezeiten bei der Brennstoffentladung vorhanden sein. Bei großen Anlagen sind Möglichkeiten der Anlieferung per Schiene oder Schiff zu prüfen.

TAB. 3.16: BEISPIEL ZUR ERMITTLUNG DES PLATZBEDARFS ZUR BRENNSTOFFLAGERUNG FÜR EINEN 5-MW_{TH}-BIOMASSEKESSEL

	Einheit	Kurzzeichen	Rechengang	Biomassekessel mit 5 MW Feuerungswärmeleistung	
				Hackschnitzel	Stroh (Ballen)
Brennstoffbedarf für 5 Tage	MWh	B	5 MW × 24 h × 5	600	600
Heizwert	MWh/t	H_u		3,8	3,8
Schütt- bzw. Pressdichte	t/m³	D		0,25	0,15
Bevorratungsmenge	t m³	m V	B/H_u m/d	160 640	160 1.100
Vorrat Strohballen[a]	Anzahl	A	V/3,744[b]	–	294
Lager-, Stapelhöhe	m	H		3	3,9[e]
Erforderliche Fläche[c]	m²		V/H	200	400[d]

Quelle: /Fichtner 2000/

[a] *für Quaderballen B × L × H = 1,2 × 2,4 × 1,3 m*
[b] *3,744 m³ je Ballen*
[c] *ohne Fläche für Beschickungs- und Austragungseinrichtungen*
[d] *davon 300 m² reine Fläche für Ballen zuzüglich etwa 100 m² Platz zwischen den Ballen*
[e] *Stapelung 3-lagig*

Die detaillierte Gestaltung der Zuwege wird stark durch die individuellen Gegebenheiten wie Abmessungen und Schnitt des verfügbaren Grundstücks, Topografie, relative Lage zu öffentlichen Straßen, vorhandene Infrastruktur etc. bestimmt. Günstig ist eine getrennte Zu- und Abfahrt, was häufig nur bei entsprechender Anordnung zu öffentlichen Straßen ohne unverhältnismäßig hohen Kostenaufwand ermöglicht werden kann (z. B. verfügbarer Standort an einer Kreuzung zwischen zwei Straßen). Richtwerte für den anzusetzenden Flächen- und Raumbedarf von Biomasseheiz(kraft)werken unterschiedlicher Wärmeleistung inklusive Spitzenlastkessel sind in Tabelle 3.18 und Tabelle 3.19 zusammengestellt.

Brandschutz

Generell gilt für Biomasseanlagen analog zu mit fossilen Brennstoffen befeuerten Anlagen eine erhöhte Brandgefahr für Heizräume und Brennstofflager. Daher werden besondere brandschutztechnische Anforderungen gestellt. Diese sind in den Feuerungsverordnungen bzw. Heizraum-Richtlinien der Bundesländer näher bestimmt und betreffen /FeuAO 1990/:

- die Sicherung der Rettungsmöglichkeit für die in Heizräumen anwesenden Personen,
- die brandsicherheitliche Trennung der Heizräume von den übrigen Gebäudeteilen,
- die Vorbeugemaßnahmen gegen die Gefahr einer Brandentstehung und -entwicklung.

Brennbare Stoffe dürfen in Heizräumen nur in begrenzter Menge vorhanden sein und müssen vor Entzündung geschützt werden. Besondere Anforderungen bestehen bezüglich der Brennstofflagerung. Zweck dieser Anforderungen ist das Ausschließen von Zündgefahren. Darüber hinaus müssen Brandschutzvorrichtungen zur Verhinderung des Übergreifens von Feuer im Kessel auf das Lager berücksichtigt werden. Diese Anforderungen beinhalten:

- den Schutz gegen Rückbrennen (Brandschleuse bei der Kesselbeschickung),
- die Dichtigkeit gegen das Rückbrennen von Abgas und Glut,
- den Schutz vor einem Übergreifen des Feuers auf das Lager (Brandschneise).

Beim Einsatz von Waldhackschnitzeln mit einem Wassergehalt bis 40 % (frisch geschlagenes Waldholz) ist die Brandgefahr vergleichsweise gering. Dennoch muss eine Rückbrandsicherung (luftdichte Sperre) bei der Kesselbeschickung vorgesehen werden. Diese besteht im Regelfall aus einem stromunabhängigen Temperaturfühler an der Transportschnecke zwischen Brennstofflager und Kessel, der bei Rückbrand eine Sprinkleranlage in der Transportschnecke auslöst.

Beim Einsatz von Stroh sind ebenfalls entsprechende Brandschleusen bei der Kesselbeschickung erforderlich. Eine bauliche Trennung von Maschinentechnik und Lagerhalle ist notwendig. Teilweise kann das Anlegen eines Löschteiches erforderlich sein.

Weitere Informationen zum Brandschutz in der Kraftwerkstechnik finden sich in /VGB 2009/.

TAB. 3.17: ABMESSUNGEN VON BIOMASSEKESSELN (OHNE ABGASENTSTAUBUNG)

	Leistung in kW	Länge in m	Breite in m	Höhe in m
Holzkessel	50	1,6	0,8	1,4
	100	1,8	1,3	1,5
	200	2,6	1,3	2,2
	500	3,3	1,5	3,1
	1.000	3,8	2,3	4,0
	2.000	4,1	2,5	4,0–5,0
	5.000	5,0	3,5	4,0–5,0
Strohkessel	1.000	6,0	2,0	4,0
	3.000	8,0	2,6	4,5
	4.000	8,5	2,8	4,5
	6.000	10,0	3,5	4,5

Quelle: /Fichtner 2000/

TAB. 3.18: RICHTWERTE FÜR DIE ERFORDERLICHEN FLÄCHEN UND VOLUMINA VON HACKSCHNITZELHEIZ(KRAFT)WERKEN

	Einheit	Wärmeleistung Holzkessel in MW		
		0,3	5	25
Lagerhalle für 5 Tage	m^3	40	750	3.000
• Grundfläche inkl. Handling	m^2	35	250	650
Kesselhaus u. Verwaltung/Betrieb[a]	m^3	100–150	500–700	1.500–2.000
• Grundfläche ohne Verwaltung/Betrieb	m^2	40	110	–
• Verwaltungstrakt/Betrieb[b]	m^2	–	30–50	ca. 100
Außenanlagen[b]	m^2	100–150	300–500	ca. 2.000

Quelle: nach /Fichtner 2000/

[a] *inkl. Spitzenlastkessel*
[b] *je nach Anforderung*

TAB. 3.19: RICHTWERTE FÜR DIE ERFORDERLICHEN FLÄCHEN UND VOLUMINA EINES STROHHEIZWERKES 4 MW_{TH}

	Einheit	
Lagerhalle für 5 Tage	m^3	3.000
• Grundfläche inkl. Handling	m^2	500
Kesselhaus u. Verwaltung/Betrieb[a]	m^3	900–1.200
• Grundfläche ohne Verwaltung/Betrieb	m^2	250
• Verwaltungstrakt/Betrieb[b]	m^2	30–50
Außenanlagen[b]	m^2	300–500

Quelle: /Fichtner 2000/

[a] *inkl. Spitzenlastkessel*
[b] *je nach Anforderung*

3.6 Literaturverzeichnis

/AER-Gas II 2009/
AER-Gas II – Biomass Fluidised Bed Gasificationwith in-situ Hot Gas Cleaning. No. 518309 (SES6) STREP. Publishable Final Activity Report. 2006.

/Arlt 2010/
Arlt, M.: Schwachstellenanalyse von ORC-Biomasseheizkraftwerken in Deutschland. Masterarbeit (unveröffentlicht), Juli 2010.

/Baumbach 1990/
Baumbach, G.: Luftreinhaltung. Berlin; Heidelberg: Springer Verlag, 1990.

/BetrSichV 2011/
Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Bereitstellung von Arbeitsmitteln und deren Benutzung bei der Arbeit, über Sicherheit beim Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen und über die Organisation des betrieblichen Arbeitsschutzes (Betriebssicherheitsverordnung – BetrSichV) vom 27.09.2002, zuletzt geändert am 8. November 2011. URL: www.gesetze-im-internet.de/betrsichv/index.html [Stand: 02.04.2012].

/BioAbfV 2013/
Verordnung über die Verwertung von Bioabfällen auf landwirtschaftlich, forstwirtschaftlich und gärtnerisch genutzten Böden (Bioabfallverordnung – BioAbfV) vom 21.09.1998, zuletzt geändert am 05.12.2013.

/BiomasseV 2012/
Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) vom 21. Juni 2001, zuletzt geändert am 24.2.2012.

/BIZ 2002/
Biomasse Info-Zentrum (BIZ)(Hrsg.): Holzpellets. Energie, die nachwächst. Informationsbroschüre. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IE), Universtität Stuttgart 2002.

/BLU 2009/
Bayerisches Landesamt für Umwelt (BLU) (Hrsg.): Merkblatt – Verwertung und Beseitigung von Holzaschen. Augsburg 2009.

/Bräkow et al. 2010/
Bräkow, D.; Oettel, E.; Zschunke, T.: Zur Entwicklung der thermochemischen Vergasung von Biomasse zum Zwecke der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland in den Jahren 2008/2009. DGMK-Tagungsbericht 2010.

/CARMEN 2012/
Energetische Biomassenutzung. Hersteller von Holzvergasungsanlagen. URL: www.holzgas-info.de/Seiten/Hersteller.htm [Stand:02.05.2012].

/Cluster I 2012/
Cluster I: Systemanalyse Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg. Zwischenbericht, 2012.

/DBFZ 2012/
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) (Hrsg.): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Kurztitel: Stromerzeugung aus Biomasse (FZK: 03MAP138) DBFZ, Endbericht, März 2012.

/DENA 2011/
Vogel, C. et al.: Die Mitverbrennung holzartiger Biomasse in Kohlekraftwerken – Ein Beitrag zur Energiewende und zum Klimaschutz? Hrsg.: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin 2011.

/DepV 2009/
Verordnung über Deponien und Langzeitlager (Deponieverordnung – DepV) vom 27.04.2009.

/DIANE 8 1994/
Nussbaumer, T.; Hasler, P.; Jenni, A.; Erny, M.; Vock, W.: Emissionsarme Altholznutzung in 1–10 MW Anlagen. DIANE Energie 2000 Programm. Eidgenössische Drucksachen- und Materialzentrale, EDMZ-Nr. 805 180 d, 1994.

/DIN EN 14961-1/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): Feste Biobrennstoffe – Brennstoffspezifikationen und -klassen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen. Deutsche Fassung EN 14961-1:2010. Berlin: Beuth Verlag, 2010.

/DIN EN 14961-4/
DIN Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): Feste Biobrennstoffe – Brennstoffspezifikationen und -klassen – Teil 4: Holzhackschnitzel für nichtindustrielle Verwendung. Deutsche Fassung EN 14961-4:2011. Berlin: Beuth Verlag, 2011.

/DIN EN 50156-1/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): Elektrische Ausrüstung von Feuerungsanlagen – Teil 1: Bestimmungen für die Anwendungsplanung und Errichtung. Deutsche Fassung EN 50156-1:2004. Berlin: Beuth Verlag, 2004.

/Duminil 2009/
Duminil, E. et al.: Economical aspect and environmental impact of renewable trigeneration in urban areas Scharnhauser Park case study, Proceedings of the International Conference Renewable Energy Technologies and Polygeneration. Poznan, Poland, 2009.

/DüMV 2012/
Verordnung über das Inverkehrbringen von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln (Düngemittelverordnung – DüMV). Stand 2012.

/EEG 2010/
Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2010 Teil 1 Nr. 4, ausgegeben zu Bonn am 17. August 2010.

/EEG 2012/
Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil 1 Nr. 42, ausgegeben zu Bonn am 4. August 2011.

/Eicker 2004/
Eicker, U.: Perspektiven und Entwicklungstendenzen für Solares Kühlen. In: Drittes Symposium Solares Kühlen in der Praxis, Fachhochschule Stuttgart – Hochschule für Technik. Stuttgart 2004.

/1. BImSchV2010/
Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen – 1. BImSchV) vom 26. Januar 2010. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bimschv_1_2010/gesamt.pdf [Stand: 20.12.2013].

/FeuAO 1990/
Anordnung über Feuerungsanlagen, Anlagen zur Verteilung von Wärme und zur Warmwasserversorgung sowie Brennstofflagerung (Feuerungsanordnung – FeuAO). Ausfertigungsdatum: 10.09.1990. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/feuao/gesamt.pdf [Stand: 10.08.2012].

/Fichtner 2000/
Fichtner GmbH & Co. KG, Stuttgart. In: FNR (Hrsg.): Leitfaden Bioenergie, Sonderpublikation des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BMELV) und der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Gülzow 2000.

/Flößer 2012/
Flößer, H.: Mit Wärme kühlen – OSTFILDERN: Im Scharnhauser Park gibt es einige energietechnische Besonderheiten. Eßlinger Zeitung 2012.

/FNR 2006/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) (Hrsg.): Analyse und Evaluierung der thermo-chemischen Vergasung von Biomasse. Schriftreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 26, Münster 2006.

/FNR 2012/
Stanev, A.; Hansen, H.; Gabriel, T. (FNR): Zusammenfassung der 2. Internationalen Tagung Strohenergie, Berlin 29.–30.03.2012.

/FNR 2013/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Strohheizungsanlage Gülzow. 1. Auflage 2013, Gülzow.

/FNR 2014/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Datensammlung Bioenergie. URL: http://mediathek.fnr.de/leitfaden-bioenergie [Stand: April 2014].

/Gaderer 1996/
Gaderer, M.: Ash behaviour in Biomass Combustion Plants. MS-thesis, Royal Institute of Technology, Stockholm and Institute of Chemical Engeneering, University of Technology, Graz 1996.

/Gaderer 2011/
Gaderer, M.; Spliethoff, H.: Thermische Nutzung von Biomasse und Reststoffen in Deutschland. In: Chemie Ingenieur Technik, 83(2011).

/Gasification Guideline 2009/
Guideline for Safe and Eco-friendly Biomass Gasification, Intelligent Energy for Europe Programme (contract number EIE-06078). November 2009.

/Greul 1998/
Greul, U.: Experimentelle Untersuchung feuerungstechnischer NO_x-Minderungsverfahren bei der Kohlestaubverbrennung. Fortschrittsberichte VDI, Reihe 6: Energietechnik, Nr. 388, 1998.

/Güssing 2012/
Repotec: Biomassekraftwerk Güssing.
URL: www.repotec.at [Stand: August 2012].

/Hagenmaier 1989/
Hagenmaier, H.: Polychlorierte Dibenzodioxine und polychlorierte Dibenzofurane – Bestandsaufnahme und Handlungsbedarf. VDI Bericht 745, 1989

/Hartmann 2001/
Hartmann, H.: Transport, Lagerung, Konservierung und Trocknung. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. Berlin: Springer Verlag, 2001, S. 197–238.

/Hartmann 2003/
Hartmann, H. (Hrsg.): Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen. Sonderpublikation des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) und der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Gülzow 2003.

/Hartmann 2007/
Hartmann, H.; Reisinger, K.: Feuerungen und Anlagentechnik. In: Hartmann, H. (Hrsg.): Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen. 2. vollst. überarb. Aufl. Sonderpublikation des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) und der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Gülzow 2007, S. 75–130.

/Hartmann et al. 2004/
Hartmann, H.; Schmid, V.; Link, H.; von Puttkamer, T.; Unterberger, S.; Hering, T.; M., P.; Thrän, D.; Härdtlein, M.: Verbrennung. In: Härdtlein, M.; Eltrop, L.; Thrän, D. (Hrsg.): Voraussetzungen zur Standardisierung biogener Festbrennstoffe. Teil 1: Brennstoffeigenschaften, Auswirkungen und Einflussnahmemöglichkeiten. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, Bd. 23. Münster: Landwirtschaftsverlag, 2004.

/Henning 2004/
Henning, H.-M.: Klimatisieren mit Sonne und Wärme, Fachinformationszentrum Karlsruhe. Hrsg: Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information mbH. BINE Informationsdienst I/04, 2004.

/Hering 2012/
Hering, Th.: Aktueller Stand der Kompaktierung von Stroh in Deutschland – eine Marktübersicht. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, Bad Hersfeld 2012.

/hessenENERGIE 2012/
hessenENERGIE GmbH (Hrsg.): Heizen mit Holzhackschnitzeln – Ergänzende Informationen zu Beratungsleistungen. URL: www.hessenenergie.de/Infob/Erneuer/ern-biom/biom-holz/Infobrosch_032010.pdf [Stand: Mai 2012].

/Hickey 2001/
Hickey, R.; Semedard, J.-C.; Scheffknecht, G.: Clean Solid Fuel Power Generation – Circulating Fluidized Bed Technology for the Future, Power Gen Europe 2001, 29.–31.05.2001. Bruxelles.

/Hofbauer 2002/
Hofbauer, W.: Rauchgasseitige Wärmetauscherkorrosion bei Biomassekesseln. In: C.A.R.M.E.N. (Hrsg.): Tagungsband zum 3. Internationalen Stammtisch für Betreiber von Biomasse-Heizwerken. Herrsching 2002.

/Hofbauer 2007/
Hofbauer, H.: Conversion technologies: Gasification overview 15th European Biomass Conference & Exhibition, 7–11 May 2007. Berlin.

/IFK 2011/
Ergebnisse der Verbrennungsversuche an einer 20-MW-Rostfeuerungsanlage eines Müllkraftwerkes zur Folgenutzung als Biomassekraftwerk. IFK 2011.

/Kaltschmitt et al. 2009/
Kaltschmitt et al.: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. Berlin u. a.: Springer Verlag, 2009.

/Kilburg2012/
Kilburg, S.: Stand der Technik und Wirtschaftlichkeit von Holzvergasungsanlagen. C.A.R.M.E.N. e. V., Bayreuth 2012.

/KrWG 2012/
Gesetz zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz – KrWG) vom 24.02.2012.

/Kuba 2007/
Kuba, T.: Verwertung von Holzasche als Zuschlagsstoff zu Kompost. Diplomarbeit, Leopold-Franzens Universität Innsbruck, 2007.

/Kübel 2007/
Kübel, M.: Teerbildung und Teerkonversion bei der Biomassevergasung – Anwendung der nasschemischen Teerbestimmung nach CEN-Standard. Dissertation, Universität Stuttgart 2007.

/KWA 2006/
Holzheizkraftwerk Scharnhauser Park und Finanzierungskonzepte der KWA. Vortrag bei der Tagung der Akademie Ländlicher Raum. Stuttgart 2006.

/LIN-KA 2012/
LIN-KA Maschinenfabrik, Lem, Dänemark.
URL: www.linka.dk/media%2837,1030%29/UK_-_HALM.pdf [Stand: August 2012].

/LUBW 2011/
LUBW-Kolloquium: Vollzugsfragen aus der Abfallwirtschaft. Tischvorlage, Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz Baden-Württemberg 2011.

/Lundtorp 2009/
Lundtorp, K.: Update on the Harboøre Updraft Gasification Technology, Babcock & Wilcox Volund, Stockholm, 2009.

/Müller 2007/
Müller, M.: Gas Phase Emissions. Europena Summer School on Analysis and Treatment in Thermo-chemical Conversion of Biomass, 27–31. August 2007, Jülich 2007.

/MVV 2002/
MVV Erneuerbare Energien GmbH in Mannheim. 2002.

/Nussbaumer 1997/
Nussbaumer, T.: Verbrennung und Vergasung von Energiegras und Feldholz. Bern: Bundesamt für Energiewirtschaft, 1997.

/Nussbaumer 2001/
Nussbaumer, T.: Direkte Thermische Umwandlung (Verbrennung) – Grundlagen. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken, Verfahren. Berlin: Springer Verlag 2001, S. 288–322.

/Nussbaumer und Hartmann 2001/
Nussbaumer, T.; Hartmann, H.: Automatisch beschickte Feuerungen. In: Kaltschmitt, M; Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken, Verfahren. Berlin: Springer Verlag, 2001, S. 345–363.

/Obernberger und Hammerschmid 2001/
Obernberger, I.; Hammerschmid, A.: Biomasse-KWK mit ORC-Prozessen. In: Biomasse KWK Tagung. Leipzig 2001.

/Obernberger et al. 1995a/
Obernberger, I.; Widmann, W.; Wurst, F.; Wörgetter, M.: Beurteilung der Umweltverträglichkeit des Einsatzes von Einjahresganzpflanzen und Stroh zur Fernwärmeerzeugung. Jahresbericht zum gleichnamigen Forschungsprojekt. Institut für Verfahrenstechnik, Technische Universität Graz, 1995.

/Obernberger et al. 1995b/
Obernberger, I.; Biedermann, F.; Kohlbach, W.: FRACTIO – Fraktionierte Schwermetallabscheidung in Biomasseheizwerken. Jahresbericht zum gleichnamigen ITF-Projekt mit Unterstützung der Bund-Bundesländerkooperation. Technische Universität Graz, 1995.

/Obernberger et al. 1997/
Obernberger, I.: Nutzung fester Biomasse in Verbrennungsanlagen unter besonderer Berücksichtigung des Verhaltens aschebildender Elemente. Habilitation am Institut für Verfahrenstechnik, Technische Universität Graz. Schriftenreihe Thermische Biomassenutzung, Band 1. Graz: dbv-Verlag, 1997.

/ÖNORM M 7133/
Österreichisches Normungsinstitut (ÖNORM): Holzhackgut für energetische Zwecke – Anforderungen und Prüfbestimmungen. Wien 1998.

/Peisker 2008/
Peisker, D.: Das Strohheizwerk Schkölen – Erfahrungen aus 13 Jahren Betrieb. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL). Präsentation, Jena 2008. URL: www.tll.de/ainfo/pdf/stroh/str10_08.pdf [Stand: 16.01.2014].

/Poboss 2010/
Poboss, N.; Zieba, M.; Scheffknecht, G.: Wasserstofferzeugung aus Biomasse mittels einer adsorptionsunterstützten Reformierung in einer dual zirkulierenden Wirbelschichtanlage. In: Erdöl Erdgas Kohle European Magazine, 127. Jg. (2011), Nr. 2, S. 84.

/Rauch et al. 2007/
Rauch, R.: The Güssing project, International Conference Thermo-chemical biomass gasification for an efficient provision of electricity and fuels – state of knowledge. Leipzig 2007.

/Richarz 2010/
Richarz, V.: Rechtliche Rahmenbedingungen für die Verwertung von Asche als Düngemittel – Rechtliche Rahmenbedingungen für die Verwertung von Asche als Düngemittel. Workshop „Ascheverwertung bei der energetischen Biomassenutzung zur Schließung von Stoffkreisläufen“ am ZSW Stuttgart. DBFZ 2010.

/Ruckenbauer et al. 1996/
Ruckenbauer, P.; Obernberger, I.; Holzner, H.: Erforschung der Verwendungsmöglichkeiten von Aschen aus Hackgut- und Rindenfeuerungen, Endbericht der Projektphase II, Forschungsprojekt StU 48 der Bund-Bundesländerkooperation. Institut für Pflanzenbau und Pflanzenzüchtung, Universität Wien, 1996.

/Sattler und Schibel 2011/
Sattler, G.; Schibel, T.: Planungshandbuch Dampfkessel. Hrsg.: Viessmann Werke, Allendorf (Eder) 2011.

/Schäfer 2009/
Schäfer, V.: Planung und Betrieb von Biomasse-Heizkraftwerken. Acht Jahre Betriebserfahrung beim Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen. VDI Arbeitskreis Energietechnik, TU München, 2009.

/Schingnitz 2003 /
Schingnitz, M.: Possibilities of entrained-flow gasification of biomass. Möglichkeiten zur Vergasung von Biomasse im Flugstrom. In: Foerdergemeinschaft Oekologische Stoffverwertung e. V., Halle, Dec 2003, S. 47–57.

/Schulze 2002/
Schulze, D.: Charakterisierung von mineralischen Rückständen aus der Verbrennung nachwachsender Rohstoffe. Schlussbericht zum gleichnamigen Forschungsvorhaben. Fraunhofer Institut für Holzforschung – Wilhelm-Klauditz-Institut (WKI), Braunschweig 2002.

/Schuster 2011/
Schuster, Anja: Entwicklung eines Schwachgasbrenners basierend auf der Flammlosen Oxidation zur Optimierung einer Vorofenfeuerung und thermischen Verwertung von biogenen Reststoffen im dezentralen Bereich. Dissertation Universität Stuttgart. Göttingen: Cuvillier, 2011.

/Seeger 1989/
Seeger, K.: Energietechnik in der Holzverarbeitung. Stuttgart: DRW-Verlag, 1989.

/Siegle 2000/
Siegle, V.: Biogene Brennstoffe in Aufbereitung und Verbrennung. Dissertation. Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen. Universität Stuttgart, 2000.

/Siegle et al. 1997/
Siegle, V.; Spliethoff, H.; Hein, K. R. G.: Versuche zur Mitverbrennung von Biomasse in einer Kohlenstaubfeuerung. In: Maier, J. et al. (Hrsg.): Anbau von Energiepflanzen – Ganzpflanzengewinnung mit verschiedenen Beerntungsmethoden (ein- und mehrjährige Pflanzenarten); Schwachholzverwertung. Abschlußbericht zum Forschungsvorhaben (Ord.-Nr. 22-94.11). Stuttgart: Ministerium Ländlicher Raum, 1997,S. 43 ff.

/Siegle et al. 1998/
Siegle, V.; Spliethoff, H.; Hein, K. R. G.: Characterisation and preparation of biomass for co-combustion with coal. In: 215th ACS national meeting, Devision of fuel chemistry. Vol. 43, No. 1, 1998.

/Spliethoff 2000/
Spliethoff, H.: Verbrennung fester Brennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung. Fortschritts-Bericht VDI, Reihe 6, Nr. 443, 2000.

/Strehlow 1998/
Strehlow, R.A.: Combustion Fundamentals, JANAF Thermochemical Tables, 2nd edition. New York: McGraw-Hill, 1998.

/SWU 2010/
SWU Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH (Hrsg.): Geschäftsbericht 2010.

/TA Luft 2002/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) vom 24. Juli 2002.

/TBU Stubenvoll GmbH 2012/
TBU Stubenvoll GmbH: Wirbelschichtfeuerung. URL: www.tbu.at/pdf/Praesentation%20TBU_Wirbelschichtfeuerung_DE.pdf [Stand: Mai 2012].

/Teislev 2001/
Teislev, B.: Harboore – Woodchips updraft gasifier and 1500 kW gas engines operating at 32 % power efficiency in CHP configuration, Proceedings of the 12th European Biomass Conference 17–21. Amsterdam 2001.

/Treiber und Schroth 1992/
Treiber, H.; Schroth, H.: Die Klärschlamm-Wirbelschicht-Verbrennungsanlage II im Hauptklärwerk Stuttgart-Mühlhausen. BWK/TÜ/UT – Special, Heft 10/1992.

/Turegg 1997/
Turegg, R. v.: Richtige und effiziente Staubabscheidung – Technologien und Potentiale. VDI-Berichte 1319, Düsseldorf 1997.

/Turn et al. 1998/
Turn, S. Q.; Kinoshita, C. M.; Ishimura, D. M.; Zhou, J.: The Fate of Inorganic Constituents of Biomass in Fluidized Bed Gasification. In: Fuel 777 (1998), 3, S. 135–146.

/VersatzV 2012/
Verordnung über den Versatz von Abfällen unter Tage (Versatzverordnung – VersatzV). Stand vom 24.02.2012.

/VGB 2009/
VGB PowerTech e.V.: Brandschutz im Kraftwerk – Richtlinie VGB-R 108, Essen 2009.

/Vogel 2007/
Vogel, A.: Dezentrale Strom- und Warmeerzeugung aus biogenen Festbrennstoffen: Eine technische und ökonomische Bewertung der Vergasung im Vergleich zur Verbrennung. IE-Report, Band 2. Dissertation, Leipzig 2007.

/VTT 2012/
Hannula, I.; Kurkela, E.: Biomass Gasification – IEA Task 33 Country Report – Finland, VTT, Istanbul, Turkey, 2012.

/Wörgetter 1995/
Wörgetter, M.: Logistik an der biomassebetriebenen Feuerungsanlage. In: FNR (Hrsg.): Logistik bei der Nutzung biogener Festbrennstoffe. Internationale Tagung am 30./31. Mai in Stuttgart, Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 5. Münster: Landwirtschaftsverlag 1995, S. 93–105.

/Zieba et al. 2012/
Zieba, M.; Fink, M.; Schuster, A.; Scheffknecht, G.; Berger, R.: The fate of ammonia and hydrogen cyanide during flameless combustion of low calorific value gases. In: International Journal of Thermodynamics (IJoT), Heft 1/2012, S. 35–41.

4 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

In diesem Kapitel werden die rechtlichen Rahmenbedingungen zur Errichtung und zum Betrieb von Anlagen zur energetischen Verwertung fester Biobrennstoffe dargestellt. Zunächst wird in Kap. 4.1 ein Überblick über die für Bioenergievorhaben relevanten Regelwerke gegeben, bevor in Kap. 4.2 auf das Genehmigungsrecht für die verschiedenen Anlagenklassen und unterschiedlichen Brennstoffe im Detail eingegangen wird. Kap. 4.3 stellt die wesentlichen Regelwerke vor, die zur Förderung der Strom- und Wärmeerzeugung aus Bioenergie zum Einsatz kommen. Abschließend werden in Kap. 4.4 Brennstofflieferverträge und Wärmelieferverträge erörtert.

4.1 Überblick über die für Bioenergievorhaben relevanten Regelwerke

Für die Genehmigung von Bioenergieanlagen von zentraler Bedeutung ist das Bundes-Immissionsschutzgesetz /BImSchG 2012/ sowie die dazu gehörigen Verordnungen. Dieses „Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge“ aus dem Jahr 1974 wurde zuletzt im Juni 2012 geändert.

Eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung nach dem BImSchG ist für alle Anlagen erforderlich, die „auf Grund ihrer Beschaffenheit oder ihres Betriebes in besonderem Maße geeignet sind, schädliche Umwelteinwirkungen hervorzurufen oder in anderer Weise die Allgemeinheit oder die Nachbarschaft zu gefährden, erheblich zu benachteiligen oder erheblich zu belästigen“ /BImSchG 2012/.

Zum BImSchG wurden diverse Verordnungen zur Durchführung sowie Verwaltungsvorschriften erlassen, von denen die folgenden für Feuerungsanlagen von besonderer Bedeutung sind:

- 1. BImSchV (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen /1. BImSchV 2010/): Anforderungen an Feuerungsanlagen, die nicht genehmigungspflichtig sind.
- 4. BImSchV (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen /4. BImSchV 2012/): Beschreibung der Anlagen, die genehmigungspflichtig sind.
- 9. BImSchV (Verordnung über das Genehmigungsverfahren /9. BImSchV 2007/): Regelungen über die Durchführung von Genehmigungsverfahren sowie Anforderungen an die Antragsunterlagen.
- 13. BImSchV (Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen /13. BImSchV 2009/): Anforderung an Großfeuerungsanlagen
- 17. BImSchV (Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen /17. BImSchV 2009/): Anforderung an Feuerungsanlagen zur Verbrennung von Abfällen.
- TA Luft (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft /TA Luft 2002/): Festlegung von Immissionswerten für bestimmte Luftschadstoffe und von Emissionsgrenzwerten für genehmigungspflichtige Anlagen.

Die für Bioenergieanlagen zutreffenden Regelungen sind in Tabelle 4.1 zusammengestellt. Gemäß BImSchG ist abhängig von der Art des Brennstoffs und der Feuerungswärmeleistung zu unterscheiden in nicht genehmigungsbedürftige Anlagen (vgl. § 22 BImSchG) sowie in genehmigungsbedürftige Anlagen (vgl. § 4 BImSchG). Liegt eine Genehmigungsbedürftigkeit vor, erfolgt wieder je nach Brennstoff und Leistung eine Zuordnung zum vereinfachten (ohne Beteiligung der Öffentlichkeit) oder zum förmlichen Verfahren. Durchgeführt wird diese Zuordnung nach dem Anhang der 4. BImSchV.

Aus Tabelle 4.1 ist zu ersehen, dass insbesondere Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 1 MW in der Regel nicht genehmigungsbedürftig sind (Ausnahme z. B. energetische Verwertung von Stroh). Die Anforderungen an diese Anlagen sind in der 1. BImSchV geregelt.

Für Anlagen mit größeren Feuerungswärmeleistungen liegt die Grenze, ab der ein förmliches Verfahren gemäß § 10 BImSchG erforderlich ist, bei 50 MW.

In Abb. 4.1 wird das Zusammenwirken der Regelwerke dargestellt. Auf Gesetzesebene wird z. B. die Genehmigungsbedürftigkeit geregelt, während in den nachgeordneten Verordnungen Ausführungsvorschriften festgelegt werden. So werden in der 4. BImSchV die Kriterien des Genehmigungsverfahrens und in der 9. BImSchV der Ablauf dieses Verfahrens beschrieben. In den Verwaltungsvorschriften sind die allgemeingültigen Grenzwerte enthalten und schließlich sind noch eine Reihe von

TAB. 4.1: REGELUNGEN DER 4. BIMSCHV ZUR IMMISSIONSSCHUTZRECHTLICHEN GENEHMIGUNGSPFLICHT VON BIOENERGIEANLAGEN

Brennstoffbeschreibung		Genehmigungsverfahren		
Art	Brennstoffzuordnung nach Anhang zur 4. BImSchV	nicht genehmigungsbedürftig nach § 22 BImSchG → 1. BImSchV	genehmigungsbedürftig nach § 4 BImSchG → vereinfachtes Verfahren nach § 19 BImSchG	genehmigungsbedürftig nach § 4 BImSchG → förmliches Verfahren nach § 10 BImSchG
		Feuerungswärmeleistung in MW		
Naturbelassenes Holz	1.2 a 1.1	< 1[a] –	1 bis < 50 –	– ≥ 50
Holz, gestrichen, lackiert, beschichtet, Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten sowie deren Reste ohne halogenorganische Beschichtungen und Holzschutzmittel	8.2 a oder 8.2 b	< 1[a]	1 bis < 50	≥ 50
Sonstige Biobrennstoffe[b]	1.3	< 0,1[a]	≥ 0,1 bis < 50	–

[a] *Emissionsgrenzwerte und Mindestwirkungsgrade, vgl. 1. BImSchV*
[b] *in 4. BImSchV nicht näher spezifiziert*

technischen Regeln zu beachten. Für spezielle Brennstoffe oder Leistungsklassen sind teilweise gesonderte Vorschriften in den dafür erlassenen Verordnungen (13. und 17. BImSchV) enthalten. Ist eine Anlage nicht genehmigungspflichtig, werden die einzuhaltenden Regeln in der 1. BImSchV erläutert.

Neben dem Bundes-Immisionsschutzgesetz kommen noch eine Reihe weiterer Regelwerke zum Tragen. Notwendig sind u. a.:

- Genehmigung der baulichen Anlagen und der Feuerungs- und Heizungsanlage nach den Landesbauordnungen (Baugenehmigung),
- Prüfung nach der Betriebssicherheitsverordnung /BetrSichV 2011/,
- Prüfung nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung /UVPG 2012/,
- Genehmigung nach dem Energiewirtschaftsgesetz /EnWG 2012/ (für Stromerzeugungs- oder KWK-Anlagen).

Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung schließt aufgrund der sogenannten „Konzentrationswirkung“ andere die Anlage betreffende behördliche Entscheidungen ein, insbesondere auch die Baugenehmigung oder die Erlaubnis nach Betriebssicherheitsverordnung. Dies bedeutet, dass hierfür keine separaten Verfahren erforderlich sind, sondern dass vielmehr die Einhaltung der entsprechenden Anforderungen im Rahmen des BImSchG-Verfahrens geprüft wird.

Nicht im BImSchG-Verfahren eingeschlossen sind u. a. Planfeststellungen, Verfahren nach dem Energiewirtschaftsgesetz, Entscheidungen aufgrund wasserrechtlicher Vorschriften sowie Prüfungen entsprechend dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung.

Im Folgenden wird zunächst das Verfahren für nicht genehmigungspflichtige Anlagen beschrieben, für deren Errichtung, Beschaffenheit und Betrieb die Anforderungen der 1. BImSchV (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen) einzuhalten sind (vgl. Kap. 4.2.1).

Der Ablauf und die wesentlichen einzuhaltenden Vorschriften einer Genehmigung nach BImSchG sind in Kapitel 4.2.2 dargestellt. In diesem Kontext wird auch das Verfahren nach UVPG vorgestellt. Kap. 4.2.3 gibt eine Zusammenfassung der Vorschriften nach BImSchG sowie der einzuhaltenden Emissionsgrenzwerte.

Daran schließt sich in Kap. 4.2.4 eine kurze Darstellung weiterer für Bioenergieanlagen relevanter Regelwerke an. Hierzu gehören das Energiewirtschaftsgesetz sowie – bedingt für bestimmte Fälle der Errichtung bzw. des Betriebs von Bioenergieanlagen – das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz sowie das Treibhaus-Emissionshandelsgesetz.

4.2 Genehmigungsrecht

4.2.1 Verfahren für nach BImSchG nicht genehmigungspflichtige Anlagen

Für Anlagen, die nach dem BImSchG nicht genehmigungspflichtig sind, ist in vielen Fällen eine bauaufsichtliche Genehmigung (Baugenehmigung) erforderlich. Weiterhin sind für die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb derartiger Anlagen die Anforderungen der 1. BImSchV (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen /1. BImSchV 2010/) einzuhalten.

Baugenehmigungsverfahren

Die bauaufsichtlichen Bestimmungen für die Errichtung von Feuerungsanlagen unterliegen den entsprechenden Vorschriften der einzelnen Bundesländer (insbesondere Landesbauordnung, Feuerungsverordnung).

Die Vorschriften über das Baugenehmigungs- oder Anzeigeverfahren bei Kleinanlagen sind in den einzelnen Bundesländern unterschiedlich. In Baden-Württemberg beispielsweise bedürfen Feuerungsanlagen unabhängig von der Anlagengröße keiner Baugenehmigung, sofern dem Bezirksschornsteinfeger mindestens zehn Tage vor Beginn der Ausführung die erforderlichen technischen Angaben vorgelegt werden und er vor Inbetriebnahme die Brandsicherheit und die sichere Abführung

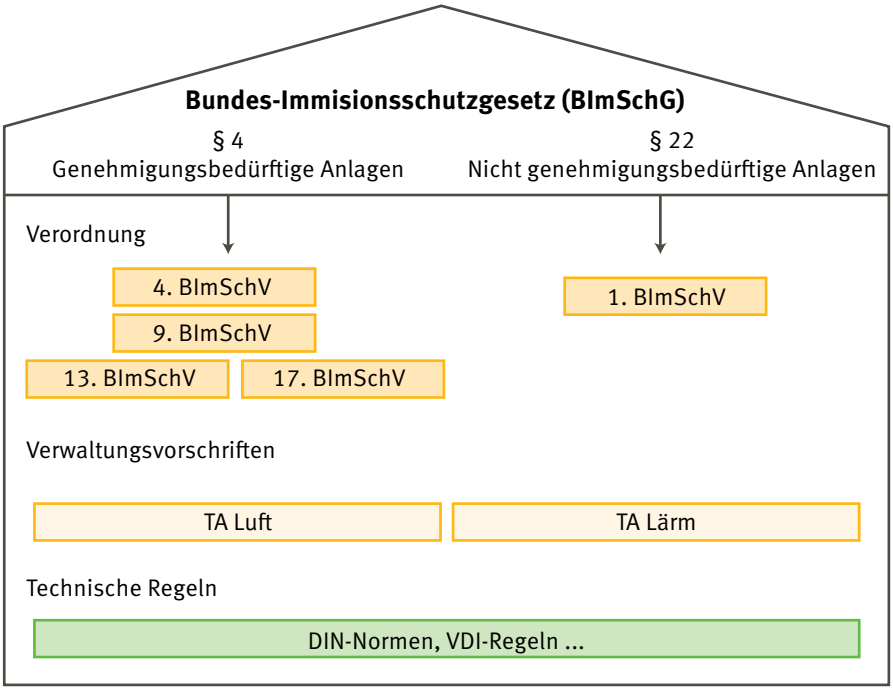


Abb. 4.1: Übersicht über den Zusammenhang zwischen dem BImSchG und ausgewählten Verordnungen, Verwaltungsvorschriften sowie den technischen Regeln

der Verbrennungsgase bescheinigt (vgl. Landesbauordnung für Baden-Württemberg /LBO 2012/).

Wird die Errichtung eines Gebäudes (Heizraum bzw. Heizhaus, Brennstofflager) geplant, ist normalerweise eine Baugenehmigung, teils im vereinfachten Verfahren, erforderlich. Zu beachten sind zudem die Bestimmungen weiterer Verordnungen und Richtlinien, insbesondere der Feuerungsverordnungen und Heizraumrichtlinien der Bundesländer und die VDI-Richtlinie 2050 „Anforderungen an Technikzentralen".

Anforderungen der 1. BImSchV

Die 1. BImSchV /2010/ regelt die Errichtung, die Beschaffenheit und den Betrieb von Anlagen, die keiner Genehmigung nach BImSchG bedürfen. Die in solchen Anlagen nutzbaren Biobrennstoffe sind in Tabelle 4.1 aufgeführt. Die Anforderungen der 1. BImSchV für neu errichtete Anlagen zeigen Tabelle 4.2 und Tabelle 4.3. Demnach ist der Einsatz von Hölzern mit halogenorganischen Beschichtungen oder mit Holzschutzmitteln nicht erlaubt. Halogenfrei beschichtetes Holz kann in Anlagen ≥ 30 kW Wärmeleistung und nur in Betrieben der Holzbe- und -verarbeitung eingesetzt werden. Für bestehende Feuerungsanlagen gelten Übergangsregelungen mit entsprechenden Grenzwerten, die in § 25 der 1. BImSchV 2010 im Detail aufgelistet sind.

Die Emissionsmessungen werden vom zuständigen Bezirksschornsteinfeger durchgeführt und sind bei Neuerrichtung und bei wesentlichen Änderungen innerhalb von vier Wochen nach Inbetriebnahme vorzunehmen. Im laufenden Betrieb sind die Emissionen einmal jährlich durch wiederkehrende Messungen zu überwachen.

4.2.2 Immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren

Die Betreiber genehmigungspflichtiger Anlagen müssen zunächst die in § 5 BImSchG /2012/ genannten Grundpflichten erfüllen. Danach sind die Anlagen so zu errichten und zu betreiben, dass

- schädliche Umwelteinwirkungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft nicht hervorgerufen werden können,
- Vorsorge gegen schädliche Umwelteinwirkungen getroffen wird, insbesondere durch die dem Stand der Technik entsprechenden Maßnahmen,
- Abfälle vermieden, nicht zu vermeidende Abfälle verwertet und nicht zu verwertende Abfälle beseitigt werden und
- Energie sparsam und effizient verwendet wird.

Bei Neuerrichtungen sowie bei wesentlichen Änderungen von Feuerungsanlagen wird im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens geprüft, ob diese Betreiberpflichten erfüllt werden. Dieses Genehmigungsverfahren ist daher grundsätzlich vor der Errichtung oder der wesentlichen Änderung der Anlage durchzuführen.

Durchführung und Ablauf des Genehmigungsverfahrens

Der Ablauf des Genehmigungsverfahrens ergibt sich aus den Vorgaben des BImSchG sowie insbesondere aus der 9. BImSchV /2007/, in der die Grundsätze des Genehmigungsverfahrens geregelt sind. Hierbei wird wie bereits angeführt unterschieden zwischen

- dem förmlichen Genehmigungsverfahren gemäß § 10 BImSchG und
- dem vereinfachten Genehmigungsverfahren ohne Beteiligung der Öffentlichkeit gemäß § 19 BImSchG.

TAB. 4.2: EMISSIONSGRENZWERTE NACH DER 1. BIMSCHV FÜR ANLAGEN, DIE AB DEM 22.03.2010 UND VOR DEM 31.12.2014 ERRICHTET WERDEN

Brennstoff	Nennwärmeleistung kW	Sauerstoffbezugswert %	Emissionsgrenzwerte	
			Staub g/Nm³	CO g/Nm³
Naturbelassenes stückiges Holz, insbes. in Form von Scheitholz und Hackschnitzeln; naturbelassenes nicht stückiges Holz (z. B. Sägemehl)	≥ 4, ≤ 500 > 500	13	0,10 0,10	1,0 0,5
Presslinge aus naturbelassenem Holz (z. B. Holzpellets)	≥ 4, ≤ 500 > 500	13	0,06 0,06	0,8 0,5
Holz, gestrichen, lackiert, beschichtet, Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten sowie deren Reste ohne halogenorganische Beschichtungen und Holzschutzmittel[a]	≥ 30, ≤ 100 > 100, ≤ 500 > 500	13	0,10 0,10 0,10	0,8 0,5 0,3
Stroh und ähnliche pflanzliche Stoffe	≥ 4, < 100	13	0,10	1,0

[a] *Einsatz verboten bei einer Nennwärmeleistung < 30 kW, Einsatz nur in Betrieben der Holzbe- und -verarbeitung*

TAB. 4.3: EMISSIONSGRENZWERTE NACH DER 1. BIMSCHV FÜR ANLAGEN, DIE NACH DEM 31.12.2014 ERRICHTET WERDEN

Brennstoff	Nennwärmeleistung kW	Sauerstoffbezugswert %	Emissionsgrenzwerte	
			Staub g/Nm³	CO g/Nm³
Naturbelassenes stückiges Holz, insbes. in Form von Scheitholz und Hackschnitzeln; naturbelassendes nicht stückiges Holz (z.B. Sägemehl); Presslinge aus naturbelassenem Holz (z.B. Holzpellets)	≥ 4	13	0,02	0,4
Holz, gestrichen, lackiert, beschichtet, Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten sowie deren Reste ohne halogenorganische Beschichtungen und Holzschutzmittel[a]	≥ 30, ≤ 500 > 500	13	0,02 0,02	0,4 0,3
Stroh und ähnliche pflanzliche Stoffe	≥ 4, < 100	13	0,02	0,4

[a] *Einsatz verboten bei einer Nennwärmeleistung < 30 kW, Einsatz nur in Betrieben der Holzbe- und -verarbeitung*

Die Zuordnung zu diesen Verfahren ist im Wesentlichen von der Brennstoffart und der Anlagenleistung abhängig. Die für Biomasse zutreffenden Abgrenzungen sind Tabelle 4.1 zu entnehmen.

Nach § 1 Abs. 2 der 4. BImSchV erstreckt sich das Genehmigungserfordernis auf alle vorgesehenen Anlagenteile und Verfahrensschritte, die zum Betrieb notwendig sind, und alle Nebeneinrichtungen, die mit den Anlagenteilen und Verfahrensschritten in einem räumlichen und betriebstechnischen Zusammenhang stehen. Nebeneinrichtungen bei Feuerungsanlagen sind z. B. das Brennstofflager, die Brennstoffaufbereitung, die Abgasreinigungsanlage etc.

Umweltverträglichkeitsprüfung

Die Einbeziehung der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) in das Genehmigungsverfahren einer Anlage ist in der Verordnung über das Genehmigungsverfahren /9. BImSchV 2007/ geregelt. Zweck der Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) nach § 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung ist es, „sicherzustellen, dass bei bestimmten öffentlichen und privaten Vorhaben zur wirksamen Umweltvorsorge nach einheitlichen Grundsätzen

- die Auswirkungen auf die Umwelt frühzeitig und umfassend ermittelt, beschrieben und bewertet werden,
- das Ergebnis der UVP so früh wie möglich bei allen behördlichen Entscheidungen über die Zulässigkeit berücksichtigt wird“ /UVPG 2012/.

Bioenergieanlagen unterliegen einer Umweltverträglichkeitsprüfung, wenn die Anlagenart in Anlage 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung /UVPG 2012/ aufgelistet ist und die Kapazität der Anlage die entsprechenden Größen- und Leistungswerte erreicht. Die Umweltverträglichkeitsprüfung ist unselbstständiger Teil des förmlichen Genehmigungsverfahrens. Tabelle 4.4 nennt die Vorhaben, die beim Einsatz von festen Bioenergieträgern zur Energieerzeugung von diesen Pflichten betroffen sind.

TAB. 4.4: UVP-PFLICHTIGE VORHABEN SOWIE VORHABEN MIT UVP-VORPRÜFUNG NACH ANLAGE 1 UVPG BEI ERRICHTUNG UND BETRIEB VON ANLAGEN ZUR WÄRME- ODER STROMERZEUGUNG AUS FESTEN BIOENERGIETRÄGERN

Einsatzstoffe		Feuerungs-wärmeleistung MW	UVP-pflichtig	Vorprüfung der UVP-Pflicht	
				allgemein	standortbezogen
Brennstoffe	Feste Biobrennstoffe allgemein (Anlage 1, Nr. 1.1.1 und 1.1.2 UVPG 2012)	> 200	X	–	–
		50–200	–	X	–
	Naturbelassenes Holz (Anlage 1, Nr. 1.1.5 UVPG 2012)	1 bis < 50	–	–	X
	Sonstige feste Biobrennstoffe (Anlage 1, Nr. 1.1.6 und 1.1.7 UVPG 2012)	1 bis < 50	–	X	–
		0,1–1	–	–	X
Abfälle	Holz, gestrichen, lackiert, beschichtet, Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten sowie deren Reste ohne halogenorganische Beschichtungen und Holzschutzmittel (Anlage 1, Nr. 8.2 UVPG 2012)	≥ 50	X	–	–
		1 bis < 50	–	–	X

Quelle: /UVPG 2012/

TAB. 4.5: EMISSIONSGRENZWERTE FÜR BIOMASSE-FEUERUNGSANLAGEN NACH TA LUFT

	Feuerungs-wärme-leistung MW	Sauerstoff-bezugswert %	Emissionsgrenzwerte						
			Staub	CO	NO_x [a]	Ges.-C	HCL	SO_2	Dioxine/ Furane
			mg/Nm³						ng/Nm³
Naturbelassenes Holz	1 bis < 2,5 2,5 bis < 5 5 bis < 50	11	100 50 20	150 [b]	250	10	–	–	–
Holz, gestrichen, lackiert, beschichtet, Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten sowie deren Reste ohne halogenorganische Beschichtungen und Holzschutzmittel	1 bis < 2,5 2,5 bis < 5 5 bis < 50	11	50 50 20	150 [b]	400 [c]	10	–	–	–
Stroh oder ähnliche pflanzliche Stoffe [d]	0,1 bis < 1 1 bis < 50	11	50 20	250	500 400	50	30	350	0,1

[a] *angegeben als Stickstoffdioxid (NO_2)*
[b] *bis 2,5 MW Feuerungswärmeleistung gilt der Emissionswert nur bei Betrieb mit Nennlast*
[c] *für Altanlagen gilt ein Grenzwert von 500 mg/Nm³*
[d] *z. B. Getreidepflanzen, Gräser, Miscanthus*

Der Verfahrensablauf einer UVP ist im UVPG festgelegt:

- Unterrichtung des Trägers eines Vorhabens über voraussichtlich beizubringende Unterlagen durch die zuständige Behörde (Scoping),
- Vorlage entscheidungserheblicher Unterlagen über die Umweltauswirkungen des Vorhabens durch den Träger,
- Prüfung der Unterlagen durch die Behörde unter Beteiligung anderer Behörden, deren umweltbezogener Aufgabenbereich berührt wird, und der Öffentlichkeit,
- zusammenfassende Darstellung der Umweltauswirkungen durch die Behörde,
- Bewertung der Umweltauswirkungen und Berücksichtigung des Bewertungsergebnisses bei der Entscheidung.

Anforderungen zur Luftreinhaltung

Die Anforderungen zur Luftreinhaltung beim Betrieb von Feuerungsanlagen sind abhängig von der Brennstoffkategorie und der Feuerungswärmeleistung (FWL). Die Maßnahmen zur Luftreinhaltung betreffen dabei im Wesentlichen Anforderungen an die einzusetzenden Brennstoffe, die Feuerungstechnik, die Abgasreinigung und an die Emissionsüberwachung.

Für immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen für Biomassen (Tabelle 4.1) ergeben sich die Anforderungen bis zu einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW aus der „Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft“ /TA Luft 2002/. Die einzuhaltenden Emissionsgrenzwerte für Holz und Stroh zeigt Tabelle 4.5.

Weitere Vorschriften zur Luftreinhaltung

Für Großanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von über 50 MW richten sich die Anforderungen im Wesentlichen nach den Vorgaben der Verordnung über Großfeuerungsanlagen – 13. BImSchV.

Für Feuerungsanlagen mit Rest- und Altholz, das mit Holzschutzmitteln behandelt ist, gelten die Anforderungen der 17. BImSchV.

Die Klassifizierung von Rest- und Altholz erfolgt über die „Verordnung über Anforderungen an die Verwertung und Beseitigung von Altholz“ (Altholzverordnung – AltholzV) aus dem Jahr 2002, die zuletzt 2012 geändert wurde.

Die AltholzV regelt die stoffliche und energetische Verwertung von Rest- und Altholz sowie deren Beseitigung und gilt sowohl für die Erzeuger und Besitzer von Altholz als auch für die Betreiber von Anlagen, in denen Altholz verwertet oder beseitigt wird.

Tabelle 4.6 nennt die wesentlichen Begriffsbestimmungen und die Definitionen der Altholzverordnung. Besonders hinzuweisen ist auf die Tatsache, dass unter Altholz nicht nur Gebrauchtholz, sondern auch Industrierestholz zu verstehen ist, wenn derartiges Holz in den Handel kommt. Die Altholzverordnung unterteilt Altholz in vier Altholzkategorien A I bis A IV entsprechend ihren Schadstoffgehalten von naturbelassen bis kontaminiert. Darüber hinaus wird PCB-haltiges Altholz unterschieden.

Ein Betreiber einer Altholzbehandlungsanlage hat sicherzustellen, dass bei der vorgesehenen Verwertung nur die hierfür zugelassenen Altholzkategorien eingesetzt werden und das eingesetzte Altholz von Störstoffen entfrachtet und frei von PCB-Altholz ist. Die energetische Verwertung von Altholz hat entsprechend den Regelungen des BImSchG und der zugehörigen BImSchV zu erfolgen.

Eine detaillierte Zuordnung gängiger Altholzsortimente zu den entsprechenden Altholzkategorien findet sich in Anhang VI zur AltholzV.

Emissionsrechtlich fällt Altholz der Kategorien A I und A II bei Anlagen mit Feuerungsleistungen bis 1 MW unter die 1. BImSchV und bei größeren Anlagen unter die 4. BImSchV. Ab Feuerungswärmeleistungen von 50 MW fällt die energetische Verwertung von Altholz der Kategorien A I und A II unter die 13. BImSchV. Altholz der Kategorien A III und A IV fällt dagegen stets unter die 17. BImSchV.

4.2.3 Zusammenfassende Übersicht über die Vorschriften nach BImSchG und die Emissionsgrenzwerte

Ausgehend von den Ausführungen der vorangegangenen Abschnitte zeigt Abb. 4.2 eine Übersicht über die je nach Brennstoff und Feuerungswärmeleistung gültigen Verordnungen. Tabelle 4.7 enthält eine Übersicht über die Vorschriften nach BImSchG und AltholzV sowie die Emissionsgrenzwerte für feste Biobrennstoffe.

4.2.4 Weitere relevante Regelwerke

Neben den vorgestellten Gesetzen und Verordnungen, welche die wesentlichen Vorschriften für die Genehmigung enthalten, existiert eine Reihe weiterer Regelwerke für die Errichtung und den Betrieb von Bioenergieanlagen, die im Folgenden kurz vorgestellt werden.

Für sämtliche Anlagen ist das Energiewirtschaftsgesetz von Bedeutung, während das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und das Treibhaus-Emissionshandelsgesetz nur in Ausnahmefällen von Relevanz sein werden.

TAB. 4.6: BEGRIFFSBESTIMMUNGEN DER ALTHOLZVERORDNUNG /ALTHOLZV 2002/

Altholz	Industrierestholz und Gebrauchtholz, soweit diese Abfall im Sinne von § 3 Abs. 1 des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes sind[a]
Industrierestholz	die in Betrieben der Holzbe- und -verarbeitung anfallenden Holzreste einschließlich der in Betrieben der Holzwerkstoffindustrie anfallenden Holzwerkstoffreste sowie anfallende Verbundstoffe mit überwiegendem Holzanteil (mehr als 50 Masseprozent)
Gebrauchtholz	gebrauchte Erzeugnisse aus Massivholz, Holzwerkstoffen oder Verbundstoffen mit überwiegendem Holzanteil (mehr als 50 Masseprozent)
Altholzkategorien	
Altholzkategorie A I	naturbelassenes oder lediglich mechanisch bearbeitetes Altholz, das bei seiner Verwendung nicht mehr als unerheblich mit holzfremden Stoffen verunreinigt wurde
Altholzkategorie A II	verleimtes, gestrichenes, beschichtetes, lackiertes oder anderweitig behandeltes Altholz ohne halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung und ohne Holzschutzmittel
Altholzkategorie A III	Altholz mit halogenorganischen Verbindungen in der Beschichtung ohne Holzschutzmittel
Altholzkategorie A IV	mit Holzschutzmitteln behandeltes Altholz, wie Bahnschwellen, Leitungsmasten, Hopfenstangen, Rebpfähle, sowie sonstiges Altholz, das aufgrund seiner Schadstoffbelastung nicht den Altholzkategorien A I, A II oder A III zugeordnet werden kann, ausgenommen PCB-Altholz
PCB-Altholz	Altholz, das PCB im Sinne der PCB/PCT-Abfallverordnung ist und nach deren Vorschriften zu entsorgen ist, insbesondere Dämm- und Schallschutzplatten, die mit Mitteln behandelt wurden, die polychlorierte Biphenyle enthalten

[a] *„Abfälle im Sinne dieses Gesetzes sind alle beweglichen Sachen, deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss“*

TAB. 4.7: ÜBERSICHT ÜBER DIE VORSCHRIFTEN NACH BIMSCHG UND ALTHOLZV SOWIE ÜBER DIE EMISSIONSGRENZWERTE FÜR BIOMASSEBRENNSTOFFE

	Anlagenleistung	Genehmigungsverfahren	Altholzkategorie	relevante Vorschrift	O_2-Bezugswert %	Emissionsgrenzwerte										
						Staub	CO	Ges.-C	NO_x	SO_2	HF	HCL	Dioxine/ Furane	Quecksilber	Cd./ Thall.	and. Schwermetalle
						mg/Nm³							ng/Nm³	mg/Nm³		
Naturbelassenes Holz	**FWL < 1 MW** NWL 4 bis ≤ 500 kW[a] NWL 4 bis ≤ 500 kW[b] NWL > 500 kW[a] NWL > 500 kW[b]	nicht genehmigungsbedürftig	keine oder A I	1. BImSchV	13	100 60 100 60	1.000 800 500 500	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	FWL 1–50 MW FWL < 2,5 MW FWL 2,5 bis < 5 MW FWL ≥ 5 MW	vereinf. Verf. (§ 19 BImSchG)	keine oder A I	TA Luft	11	100 50 20	150	10	250	–	–	–	–	–	–	–
	FWL ≥ 50 MW (- 100 MW)	förml. Verf. (§ 10 BImSchG)	keine oder A I	13. BImSchV	6	20	150	-	250	200	-	-	0,1	0,03	0,05	0,5
Holz, gestrichen, lackiert, beschichtet, Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten sowie deren Reste ohne halogenorganische Beschichtungen und Holzschutzmittel	**FWL < 1 MW** NWL ≥ 30, ≤ 100 kW NWL > 100, ≤ 500 kW NWL > 500 kW	nicht genehmigungspflichtig	A II	1. BImSchV	13	100	800 500 300	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	FWL 1–50 MW FWL 1 bis < 2,5 MW FWL 2,5 bis < 5 MW FWL 5 bis < 50 MW	vereinf. Verf. (§ 19 BImSchG)	A II	TA Luft	11	50 50 20	150	10	400	–	–	–	–	–	–	–
Stroh oder ähnliche pflanzliche Stoffe	**FWL 4 bis < 100 kW**	nicht genehmigungspflichtig	–	1. BImSchV	13	100	1.000	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	FWL 0,1–50 MW FWL 0,1 bis < 1 MW FWL 1 bis < 50 MW	vereinf. Verf. (§ 19 BImSchG)	–	TA Luft	11	50 20	250	50	500 400	350	–	30	0,1	–	–	–
	FWL ≥ 50 MW	förml. Verf. (§ 10 BImSchG)		13. BImSchV	6	20	150	–	250	200	–	–	0,1	0,03	0,05	0,5
Holz mit Holzschutzmitteln bzw. halogenorganischer Beschichtung	**alle Anlagengrößen**	förml. Verf. (§ 10 BImSchG)	A III + A IV	17. BImSchV	11	10	50	10	200	50	1	10	0,1	0,03	0,05	0,5

FWL: Feuerungswärmeleistung, NWL: Nennwärmeleistung

[a] *Naturbelassenes stückiges Holz, insbes. in Form von Scheitholz und Hackschnitzeln; naturbelassendes nicht stückiges Holz (z. B. Sägemehl); Grenzwerte gelten für Anlagen, die ab dem 22.03.2010 und vor dem 31.12.2014 errichtet werden*

[b] *Presslinge aus naturbelassenem Holz (z. B. Holzpellets); Grenzwerte gelten für Anlagen, die ab dem 22.03.2010 und vor dem 31.12.2014 errichtet werden*

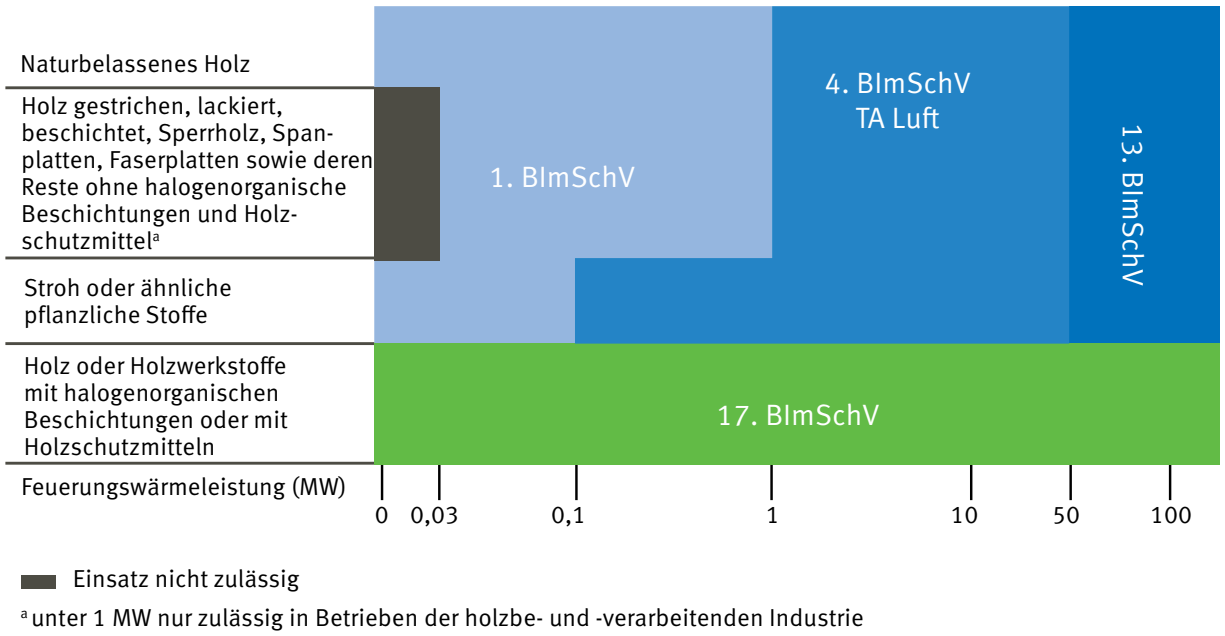


Abb. 4.2: Emissionsrechtliche Grundlagen in Abhängigkeit von Brennstoff und Feuerungswärmeleistung

Energiewirtschaftsgesetz

Gemäß § 4 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) /EnWG 2012/ aus dem Jahr 2005, das zuletzt 2012 geändert wurde, ist für die Energieversorgung anderer eine Genehmigung erforderlich. Davon ausgenommen ist die Erzeugung von elektrischer Energie zur Deckung des Eigenbedarfs oder zur Einspeisung in das Netz eines Energieversorgungsunternehmens, wobei jedoch im zweitgenannten Fall eine Abstimmung mit dem zuständigen Energieversorgungsunternehmen zu empfehlen ist.

Diese Genehmigung erfolgt gesondert neben dem Verfahren nach BImSchG. Zuständig hierfür sind die Energieaufsichtsbehörden der Bundesländer, d. h. die Wirtschaftsministerien. Für das Verfahren existieren keine speziellen gesetzlichen Vorschriften. Daher empfiehlt sich zunächst ein Gespräch mit der zuständigen Behörde zur Vorstellung des Vorhabens und zur Abstimmung der einzureichenden Unterlagen.

Auf die Erteilung einer Genehmigung besteht gemäß § 4 Abs. 2 EnWG grundsätzlich ein Anspruch. Die Genehmigung darf nur dann versagt werden, wenn die vorgesehene Energieversorgung Dritter mit der Zielrichtung des EnWG nicht vereinbar wäre.

Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 hat zum Ziel, den „Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent zu erhöhen“ (§ 1 EEWärmeG).

Eigentümer neuer Gebäude müssen ebenso wie die öffentliche Hand bei grundlegend renovierten Gebäuden gemäß dem EEWärmeG den Wärme- und Kältebedarf anteilig mittels erneuerbarer Energien decken.

Als erneuerbare Energien im Sinne des Gesetzes gelten Geothermie, Umweltwärme, solare Strahlungsenergie, feste, flüssige und gasförmige Biomasse zur Wärmeerzeugung, Deponie- und Klärgas, biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus Haushalten und Industrie sowie Klärschlamm und Pflanzenmethylester.

Bei der Nutzung von fester Biomasse schreibt das EEWärmeG beispielsweise für Neubauten eine Deckung des Wärme- und Kältebdarfs von mindestens 50 % vor (vgl. § 5 EEWärmeG). Eine Kombination verschiedener erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärme- und Kältebdarfs ist dabei ebenso möglich wie die Durchführung von Ersatzmaßnahmen (vgl. §§ 7–8 EEWärmeG). Details hinsichtlich der Pflichterfüllung und Anforderungen an Umwandlungswirkungsgrade oder Brennstoffnachweis finden sich in § 10 EEWärmeG sowie in der zugehörigen Anlage zum Gesetz.

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz kommt mithin bei der Errichtung von Neubauten bzw. bei grundlegenden Renovierungen zur Anwendung. Es bezieht sich dagegen nicht auf die isolierte Errichtung von Bioenergieanlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung.

Auf Länderebene besteht teilweise auch für Bestandsgebäude die Pflicht zum Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärmeversorgung. So betrifft in Baden-Württemberg beispielsweise das Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) die Eigentümer bestehender Wohngebäude, sofern die Heizungsanlage ab dem 01.01.2010 ausgetauscht wird /EWärmeG 2007/.

Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)

Das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21. Juli 2011 /TEHG 2011/ schafft und regelt die Grundlagen für den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen und

kommt damit u. a. für die Betreiber von Anlagen zur Strom- und Wärmebereitstellung mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW und mehr zum Tragen. Die Emissionshandelspflicht wird von der Landesgenehmigungsbehörde festgestellt (vgl. § 4 und § 19 Abs. 1 TEHG).

Gemäß § 2 Abs. 5 gilt das Gesetz jedoch nicht für Anlagen, die „nach § 4 Absatz 1 Satz 3 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes genehmigungsbedürftig sind und bei denen nach ihrer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung außer für Zwecke der Zünd- und Stützfeuerung als Brennstoff nur Klärgas, Deponiegas, Biogas oder Biomasse im Sinne des Artikels 2 Absatz 2 Satz 2 Buchstabe a und e der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments [...] eingesetzt werden darf“ /TEHG 2011/.

Nach /Richtlinie 2009/28/EG 2009/ bezeichnet Biomasse „den biologisch abbaubaren 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 aus Industrie und Haushalten“.

Aus dieser Definition folgt, dass Anlagen, die ausschließlich naturbelassenes Holz einsetzen, vom TEHG ausgenommen sind. Immissionsschutzrechtlich genehmigte Anlagen dagegen, die Altholz einsetzen dürfen, können unter das TEHG fallen, da hier in der Regel biologisch nicht abbaubare Biomasse mit verwertet wird. Eine Ausnahme diesbezüglich bilden Anlagen, die überwiegend gefährliche Abfälle einsetzen (z. B. Altholz der Kategorien A III und A IV). Solche Anlagen sind gemäß § 2 Abs. 5 ebenfalls vom TEHG ausgenommen.

Beim Einsatz von Altholz gemäß /AltholzV 2012/ ist im Einzelfall also stets zu prüfen, ob die Anlagen dem TEHG unterliegen.

4.3 Förderungsrecht

In diesem Kapitel werden die verschiedenen Regelwerke vorgestellt, die für die Förderung der Strom- und Wärmeerzeugung aus Bioenergieanlagen zum Tragen kommen. Von zentraler Bedeutung ist dabei das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Verbindung mit der Biomasseverordnung (vgl. Kap. 4.3.1). Darüber hinaus wird das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz vorgestellt, das insbesondere für Bioenergieanlagen mit einer Leistung von mehr als 20 MW_{el} von Bedeutung ist (vgl. Kap. 4.3.2). Weitere Möglichkeiten zur Förderung der energetischen Nutzung fester Biomasse u. a. auf Bundes- und Länderebene sind im Dachleitfaden zusammengefasst.

4.3.1 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) ist zum 1. April 2000 in Kraft getreten und wurde in den Jahren 2004, 2009 und 2012 novelliert. Es hat zum Ziel, „im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen“ (§ 1 Abs. 1 EEG 2012) und den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 (2050) auf mindestens 35 % (80 %) zu erhöhen. Derzeit wird eine weitere Novellierung vorbereitet. Das geplante EEG 2014 wird voraussichtlich Mitte 2014 in Kraft treten.

Das EEG regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom aus erneuerbaren Energien und löste damit im Jahr 2000 das zuvor gültige Stromeinspeisungsgesetz ab. Gemäß § 5 EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an ihr Netz anzuschließen, den gesamten Strom aus diesen Anlagen vorrangig abzunehmen und den eingespeisten Strom zu vergüten.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz schreibt Festpreise für die Vergütung des Stroms aus Anlagen anspruchsberechtigter Anlagenbetreiber fest. Dafür gibt es im /EEG 2012/ für Strom aus Biomasse vier Leistungsklassen mit gestaffelten Vergütungssätzen. Im EEG nicht erfasst wird die Einspeisung von Strom aus Bioenergie-Anlagen mit einer installierten Generatorleistung über 20 MW. Die Vergütungszahlung wird im EEG für einen Zeitraum von 20 Jahren garantiert. Für neu in Betrieb genommene Anlagen sinken die Grundvergütungen ab dem Jahr 2013 jeweils um 2,0 % gegenüber Anlagen, die im Vorjahr in Betrieb genommen wurden.

Die Definitionen für anerkannte Biomassen, mit denen Strom entsprechend den Vorgaben des EEG 2012 produziert werden kann, finden sich in der Biomasseverordnung (vgl. § 2 BiomasseV 2012). Hierzu gehören u. a. Planzen und Pflanzenbestandteile sowie daraus hergestellte Energieträger, Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft und Bioabfälle. Dementsprechend erfolgt mit Inkrafttreten des /EEG 2012/ keine Vergütung mehr für Strom aus Neuanlagen, die Altholz (mit Ausnahme von Industrieresthol z) verbrennen.

Die Struktur des EEG 2012 lässt sich unterteilen in eine **Grundvergütung**, gestaffelt nach der installierten elektrischen Leistung, und eine zusätzliche **Rohstoffvergütung**, welche die eingesetzten Brennstoffe erfasst.

Die **Grundvergütung** umfasst vier Vergütungsstufen, wobei die Leistungsschwellen bei 150 kW, 500 kW, 5 MW und 20 MW elektrischer Leistung liegen. Es erfolgt eine anteilsmäßige Berechnung der Vergütungssätze, d. h., auch größere Anlagen profitieren bis zur jeweiligen Schwelle von den höheren Grundvergütungen.

Die **Rohstoffvergütung** ist abhängig vom Einsatzstoff gemäß Biomasseverordnung /BiomasseV 2012/, siehe Tab. 4.8. Die einsatzstoffabhängige Vergütung unterliegt nicht der Degression.

Die Tabelle 4.9 stellt die Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Leistungsklassen und den konkreten Vergütungssätzen gemäß /EEG 2012/ und /BiomasseV 2012/ dar. Ein Vergütungsanspruch besteht gemäß /EEG 2012/ nur, wenn ab dem zweiten auf die erstmalige Erzeugung von Strom in der Anlage folgenden Jahr mindestens 60 % des erzeugten Stroms aus Kraft-Wärme-Kopplung stammen (bis zum Ende des ersten Jahres mindestens 25 %). Ferner besteht der Vergütungsanspruch nur, wenn der Anlagenbetreiber durch eine Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs detaillierte Nachweise zu Art, Menge und Herkunft der eingesetzten Stoffe erbringt. Die entsprechenden Details sind in § 27 EEG geregelt. Alternativ zur Einspeisevergütung besteht für Anlagenbetreiber auch die Möglichkeit, den erzeugten Strom direkt zu vermarkten, um die Marktprämie

TAB. 4.8: EINSATZSTOFFE ZUR FESTSTOFFVERBRENNUNG DER EINSATZSTOFFVERGÜTUNGSKLASSEN I UND II NACH § 2 UND ANLAGEN 2 UND 3 DER BIOMASSEVERORDNUNG 2012

Einsatzstoffe zur Feststoffverbrennung der Einsatzstoffvergütungsklasse I nach Anlage 2 BiomasseV	Einsatzstoffe zur Feststoffverbrennung der Einsatzstoffvergütungsklasse II nach Anlage 3 BiomasseV
• Getreide (Ganzpflanze) • Gras einschließlich Ackergras • Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) mit Ausnahme von Holz aus KUP gemäß Anlage 3 BiomasseV. Als KUP gelten Anpflanzungen mehrjähriger Gehölzkulturen mit einer Umtriebszeit von mindestens drei und höchstens 20 Jahren auf landwirtschaftlichen Flächen, die allein oder im Rahmen einer agroforstlichen Nutzung der Energieholzgewinnung dienen und die nicht Wald im Sinne des Bundeswaldgesetzes sind, einschließlich Rinde. • Miscanthus • Rinde • Waldrestholz. Als Waldrestholz gelten das Kronenderbholz, das X-Holz, das zwar bearbeitet wird, jedoch keiner abnehmerorientierten Sortierung entspricht, sowie der oberirdische Bestandteil des Stockholzes, einschließlich Rinde. Nicht als Waldrestholz im Sinne eines vergütungsfähigen Rohstoffs gelten Stubben, Blätter und Nadeln.	• Holz aus KUP im Sinne von Anlage 2, sofern die KUP nicht auf Grünlandflächen (mit oder ohne Grünlandumbruch), in Naturschutzgebieten, in Natura-2000-Gebieten oder in Nationalparks angepflanzt wurden und sofern keine zusammenhängende Fläche von mehr als 10 ha in Anspruch genommen wurde, einschließlich Rinde. • Baum- und Strauchschnitt, der bei Maßnahmen anfällt, die nicht vorrangig und überwiegend den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes dienen, z. B. Straßenbegleitholz. Nicht hierzu gehören Garten- und Parkabfälle. • Landschaftspflegematerial einschließlich Landschaftspflegegras. Als Landschaftspflegematerial gelten alle Materialien, die bei Maßnahmen anfallen, die vorrangig und überwiegend den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftspflege im Sinne des Bundesnaturschutzgesetzes dienen und nicht gezielt angebaut wurden. • Stroh. Als Stroh gilt das halmgutartige Nebenernteprodukt von Getreide, Ölsaaten oder Körnerleguminosen, wenn das Hauptprodukt (Korn) nicht energetisch genutzt wird und das halmgutartige Nebenernteprodukt vom Korn separiert vorliegt.

Quelle: /BiomasseV 2012/

in Anspruch zu nehmen. Die Details zu den Direktvermarktungsmöglichkeiten regelt § 33 EEG. Ab dem 01.01.2014 ist die Direktvermarktung für Neuanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung ab 750 kW verbindlich. Gegenüber dem EEG 2009 haben sich einige Änderungen ergeben: Der frühere NawaRo-Bonus wurde überführt in die beiden Einsatzstoffvergütungsklassen I und II. Der KWK-Bonus wurde abgeschafft, sodass gemäß EEG 2012 nur noch Anlagen in den Genuss der Einspeisevergütung kommen, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden. Die KWK-Nutzung wurde damit im EEG 2012 zwingend vorgeschrieben. Ferner wurde die Förderung für eine Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse gestrichen. Ein Vergütungsanspruch für Strom aus Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, existiert nur noch für den Stromanteil aus flüssiger Biomasse, die zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist (vgl. § 27 Abs. 5 Nr. 3 EEG). Altholz mit Ausnahme von Industrierestholz wird im EEG 2012 nicht länger als Biomasse anerkannt.

Aktuelle Informationen zur EEG-Novelle 2014 können auf www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html abgerufen werden.

4.3.2 Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz

Das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) hat zum Ziel, „im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung einen Beitrag zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland auf 25 % bis zum Jahr 2020“ (§ 1 KWKG) zu erreichen.

Das Gesetz regelt die Abnahme und Vergütung von KWK-Strom, wobei KWK-Strom, der nach dem Erneuerbare-Energie-Gesetz vergütet wird, nicht in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes fällt (vgl. § 2 KWKG).

Analog zum EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, hocheffiziente KWK-Anlagen an das Netz anzuschließen und den Strom vorrangig abzunehmen (vgl. § 4 Abs. 1 KWKG).

Ein Anspruch auf Abnahme des KWK-Stroms besteht u. a. für neu errichtete Anlagen mit einer Leistung von mehr als 2 MW, die zwischen dem 01.01.2009 und dem 31.12.2020 in Dauerbetrieb genommen werden, sofern die Anlage hocheffizient ist und keine bereits bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen verdrängt (vgl. § 5 Abs. 2 KWKG).

Betreiber hocheffizienter Neuanlagen haben Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags für KWK-Strom für 30.000 Vollbenutzungsstunden (vgl. § 7 Abs. 4 KWKG). Tabelle 4.10 zeigt die Höhe des Zuschlags in Abhängigkeit der Leistungsklasse. Ab dem 01.01.2013 erhöht sich der Zuschlag für KWK-Anlagen im Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes, die ab diesem Datum in Betrieb genommen werden, um weitere 0,3 ct/kWh (vgl. § 7 Abs. 4 KWKG).

Die jährlichen Zuschlagszahlungen dürfen gemäß § 7 Abs. 7 KWKG die Summe von 750 Mio. € nicht überschreiten. Im Fall einer Überschreitung werden die Zuschlagszahlungen für Anlagen mit mehr als 10 MW Leistung gekürzt. Eine vollständige Nachzahlung der gekürzten Zuschläge erfolgt in den Folgejahren.

Eine Vergütung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz kommt für Bioenergieanlagen infrage, die keine Vergütung über das Erneuerbare-Energie-Gesetz erhalten bzw. für Bioenergieanlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 20 MW_{el}. Aufgrund der deutlich geringeren Vergütungssätze und der Beschränkung auf 30.000 Vollbenutzungsstunden im KWKG ist die Inanspruchnahme des EEG jedoch deutlich attraktiver, weshalb neue Bioenergieanlagen in der Regel auf maximal 20 MW_{el} ausgelegt werden.

TAB. 4.9: ÜBERSICHT ÜBER GRUND- UND ROHSTOFFVERGÜTUNG FÜR DIE STROMERZEUGUNG AUS ANLAGEN ZUR NUTZUNG FESTER BIOMASSE ZUR STROMERZEUGUNG GEMÄSS /EEG 2012/

Leistungsklasse	≤ 150 kW_{el}	≤ 500 kW_{el}	≤ 5 MW_{el}	≤ 20 MW_{el}
Grundvergütung [ct/kWh]	14,3	12,3	11,0	6,0
Rohstoffvergütung: Einsatzstoffvergütungsklasse I[a]	≤ 500 kW_{el} 6,0 ct/kWh ≤ 750 kW_{el} 5,0 ct/kWh ≤ 5 MW_{el} 4,0 ct/kWh			
Rohstoffvergütung: Einsatzstoffvergütungsklasse II	≤ 5 MW_{el} 8,0 ct/kWh			

[a] *für Strom aus Rinde oder Waldrestholz: 2,5 ct/kWh für Anlagen > 500 kW_{el} und ≤ 5 MW_{el}*

TAB. 4.10: ÜBERSICHT ÜBER DEN ZUSCHLAG FÜR ANLAGEN IN KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG GEMÄSS /KWKG 2012/

Leistungsklasse	≤ 50 kW_{el}	≤ 250 kW_{el}	≤ 2 MW_{el}	≥ 2 MW_{el}
KWK-Zuschlag [ct/kWh] (für 30.000 Vollbenutzungsstunden)	5,41	4,00	2,40	1,80

4.4 Brennstoff- und Wärmelieferverträge

Zwischen dem Betreiber des Heiz(kraft)werks und dem Biobrennstofflieferanten einerseits sowie den Wärmeabnehmern andererseits sind – soweit es sich hierbei um verschiedene juristische Personen handelt – die gegenseitigen Rechte und Pflichten schriftlich zu fixieren. Nachfolgend ist eine Beschreibung der wesentlichen Inhalte von Brennstofflieferverträgen und Wärmelieferverträgen aufgeführt.

4.4.1 Brennstoffliefervertrag

Der Brennstoffliefervertrag regelt die Beziehung zwischen dem Betreiber des Heiz(kraft)werks und dem bzw. den Brennstofflieferanten. Er beinhaltet insbesondere Vereinbarungen über die Liefer- und Abnahmeverpflichtungen, über Brennstoffqualität, Herkunftsnachweise und Preise sowie über die Rechte und Pflichten der Vertragspartner. Tabelle 4.11 gibt einen Überblick über die wesentlichen Bestandteile des Brennstoffliefervertrages.

Ein Vorschlag für einen Holzbrennstoffliefervertrag ist im Internet z.B. unter www.carmen-ev.de/dt/energie/beispielprojekte/brennstoffliefervertrag_qm04.pdf verfügbar (Stand: August 2004). Ein Beispiel für einen Biomasseliefertrag im Zusammenhang mit der Etablierung von Bioenergiedörfern bietet /FNR 2010/. Der Verband für Wärmelieferung e.V. (VfW) bietet auf seiner Website unter „Praxishilfen“ unter anderem einen kostenpflichtigen Mustervertrag für den Einkauf bzw. Verkauf von Holzhackschnitzeln an: www.energiecontracting.de.

Für die detaillierte Ausgestaltung des Brennstoffliefervertrages sollte aber in jedem Fall ein Jurist hinzugezogen werden.

Die Preisbestimmung für den Biobrennstoff ist so zu gestalten, dass der tatsächliche Wert des Biobrennstoffes berücksichtigt wird, der faktisch dessen Energieinhalt entspricht. Der Energieinhalt ist eine Funktion der Masse und des unteren Heizwertes, wobei dieser maßgeblich vom Wassergehalt der Biomasse bestimmt wird (vgl. Kapitel 2.6).

Der Preis kann demnach auf das Volumen oder unter Berücksichtigung des Wassergehaltes auf die Masse bezogen werden. Alternativ dazu kann die erzeugte Wärmemenge gemäß dem Wärmemengenzähler der Kesselanlage zugrunde gelegt werden; der Kesselwirkungsgrad wird durch einen Umrechnungsfaktor berücksichtigt.

- *Preisbasis Volumen:* Diese Methode ist messtechnisch mit dem geringsten Aufwand verbunden. Bei Schüttgütern kann das Volumen aus den Abmessungen des Laderaumes und im Falle von (Stroh-)Ballen aus der Anzahl und den Abmessungen der Ballen ermittelt werden. Die Genauigkeit zur Bestimmung des Energieinhalts ist jedoch gering, da die Schüttdichte je nach Brennstoffsortiment großen Schwankungen unterliegen kann. Daher ist diese Methode nur bei möglichst homogenen Brennstoffsortimenten empfehlenswert.
- *Preisbasis Masse und Wassergehalt:* Die Ermittlung der Masse erfolgt meist mit betriebseigenen Waagen und ist häufig aufwendiger als die Volumenbestimmung. Aufgrund der genannten Nachteile bei der Zugrundelegung des Volumens ist diese Methode bei inhomogenen Brennstoffen besser geeignet. Zur Erhöhung der Genauigkeit bei der Bestimmung des Energieinhalts ist eine zusätzliche Wassergehaltsmessung erforderlich.
- *Preisbasis Wärmemenge:* Die Vorteile dieser Methode sind der verminderte messtechnische Aufwand der Brennstoffanlieferung (eine Qualitätskontrolle kann meist dennoch nicht entfallen) sowie die hohe Messgenauigkeit. Systematische Messfehler können jedoch durch die Betriebsführung der Anlage entstehen. So führen Verunreinigungen der Rauchrohre im Kessel zu höheren Rauchgastemperaturen und damit zu niedrigeren Wirkungsgraden. Dieses Verfahren ist nur sinnvoll beim Bezug der Biomasse ausschließlich von einer Lieferfirma, da sonst die Zuordnung der erzeugten Wärmemenge zu den einzelnen Brennstoffchargen der verschiedenen Lieferanten aufwendig ist.

Befragungen durch /Eberhardinger 2009/ haben ergeben, dass bei kleineren Holzfeuerungsanlagen eher nach der produzierten Wärme abgerechnet wird. Bei größeren Holzheizanlagen und Heizwerken dominiert die Abrechnung nach Gewicht und Wassergehalt. Der Preisbestimmung auf Basis des Volumens kommt in dieser Befragung eine vergleichsweise untergeordnete Rolle zu. Nach /Hiendlmeier 2010/ dagegen wird bei geförderten Hackschnitzel-Heizwerken in Bayern durchaus auch die

TAB. 4.11: WESENTLICHE BESTANDTEILE EINES BRENNSTOFFLIEFERVERTRAGES

Wesentliche Bestandteile	Details
Lieferverpflichtungen	Die Biomassen sind in Bezug auf Pflanzenart, Aufbereitungsform etc. ausreichend zu spezifizieren. Weiterhin sind die Anforderungen an die Mindestqualitäten (Wassergehalt, Verschmutzungen etc.) zu fixieren. Es sind die Mindestliefermengen sowie deren zeitliche Verteilung (z. B. in Form von Wochen- oder Monatsplänen) zu vereinbaren. Zudem sind Bedingungen bezüglich einer Entbindung oder Freistellung von den Lieferzusagen beispielsweise bei besonders ungünstigen Witterungs- und Ernteverhältnissen erforderlich.
Abnahmeverpflichtungen	Der Betreiber geht eine Verpflichtung zur Abnahme einer Mindestmenge ein. Es kann eine Freistellung von der Abnahme bei Vorliegen unverschuldeter Umstände mit Anlagenstillstand vereinbart werden. Zudem ist dem Betreiber das Recht einzuräumen, von Dritten Biomasse zu beziehen, falls der Lieferant seinen Verpflichtungen nicht nachkommt.
Vergütungsregelungen	Die Vergütungsregelung beinhaltet die Basis-Brennstoffpreise frei Feuerungsanlage für das Jahr der Betriebsaufnahme. Weiterhin enthalten sind Regelungen zur Änderung des Basis-Brennstoffpreises bei (von dem vereinbarten Basisfall) abweichenden Qualitäten, Anlieferzeiten etc. sowie Regelungen für zukünftige Preisänderungen (Preisänderungsklauseln). Zusätzlich sind die Zahlungstermine sowie Auswirkungen eines Zahlungsverzuges zu vereinbaren.
Vertragsdauer	Es empfiehlt sich, eine möglichst lange Vertragsdauer von zumindest fünf Jahren mit einer Option für eine Verlängerung des Vertrages zu vereinbaren. Dieses führt bei beiden Vertragspartnern zu einer kalkulierbaren Restrisikoeinschätzung.
Herkunftsnachweise/ Eingangskontrollen	Entsprechend den projektspezifischen Brennstoffsortimenten und den daraus abzuleitenden genehmigungsrechtlichen Auflagen sind Nachweise über die Herkunft der Biomassen bindend mit den Brennstofflieferanten zu vereinbaren. Es sollte eine Wareneingangskontrolle zur Ermittlung der Liefermenge und verschiedener Qualitätsmerkmale vereinbart werden. Für den Fall, dass die Brennstoffqualität aus feuerungstechnischer und/oder genehmigungsrechtlicher Sicht ungenügend ist bzw. die vereinbarten Herkunftsnachweise nicht vorliegen, sollte die Rückweisung der Lieferung vorgesehen werden.
Sonstige kommerzielle Bedingungen	• Kündigungsfristen, Voraussetzungen für eine fristlose Kündigung und deren Abwicklung, • Gefahrenübernahme und Haftungszuständigkeit, • Kostenübernahme bei Schäden sowie Störungen durch höhere Gewalt, • Vertragsänderungen und -ergänzungen, • Regelungen bei Rechtsunwirksamkeit und Unklarheit der Auslegungen, • Gerichtsstand- bzw. Schiedsgerichtsvereinbarung.

Abrechnung bezogen auf das Volumen (d. h. Schüttraummeter) genutzt.

Die Brennstofflieferverträge sollten zumindest mittelfristige Laufzeiten haben, d. h. 2 bis 10 Jahre. Insbesondere bei längeren Laufzeiten sind entsprechende Preisgleitklauseln mit einzubinden. Als Basis hierfür kann z. B. der „Preisindex für Holzprodukte zur Energieerzeugung“ des Statistischen Bundesamtes herangezogen werden (www.destatis.de, vgl. auch /Holzenergie-Fachverband 2012/).

4.4.2 Wärmeliefervertrag

Der Wärmeliefervertrag wird zwischen dem Kunden und dem Heiz(kraft)werksbetreiber abgeschlossen und stellt die Rechtsgrundlage für den privatrechtlichen Anschluss an ein Heiz(kraft)werk und die Versorgung mit Wärme dar. Dieser Vertrag regelt die Preise und sonstigen Bedingungen, zu denen Wärme geliefert und abgerechnet wird, und legt damit die Rechte und Pflichten des Wärmelieferanten und des Kunden fest.

Gestalt und Inhalt des Wärmeliefervertrags können in der Regel nicht gänzlich frei vereinbart werden, vielmehr sind insbesondere die Bestimmungen der „Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV)“ zu beachten. Die AVBFernwärmeV regelt Einzelheiten, z. B. Baukostenzuschüsse, Hausanschluss, technische Anschlussbedingungen, Haftung, Verjährung, Preisänderungsklauseln etc. Die Verordnung ist dann Bestandteil des Wärmeliefervertrages, wenn Versorgungsbedingungen in Gestalt vorformulierter Vertragsbedingungen eingeführt werden. Dies hat zur Folge, dass der Vertrag nicht zu allgemeinen, von der AVBFernwärmeV abweichenden Versorgungsbedingungen abgeschlossen werden kann. Lediglich Bedingungen, die in der Verordnung nicht oder nicht abschließend geregelt sind, können frei vereinbart werden /AGFW 2009/. Dagegen findet die AVBFernwärmeV bei der Wärmelieferung an Industrieunternehmen keine Anwendung. Für Industriekunden sind die Wärmelieferverträge frei verhandelbar, es sei denn, die Gültigkeit der AVBFernwärmeV wird im Vertrag ausdrücklich vereinbart /AGFW 2009/.

Der Begriff der Fernwärme wird in diesem Zusammenhang vom Gesetzgeber weit ausgelegt. So ist die Versorgung Dritter mit Wärme – unabhängig von der Nähe zur Erzeugungsanlage und vom Vorhandensein eines größeren Leitungsnetzes – begrifflich als Fernwärmelieferung zu interpretieren (siehe hierzu /Topp 2009/).

Wärmelieferverträge bedürfen stets einer individuellen Ausgestaltung, in der zwar vertragsrechtliche Standards beachtet, aber auch die Ansprüche des Wärmeabnehmers berücksichtigt werden. Musterverträge können daher nur Hinweise auf die üblichen, in derartigen Verträgen getroffenen Regelungen geben. Jeder Wärmeliefervertrag muss entsprechend den individuellen Versorgungsbedingungen juristisch und inhaltlich angepasst werden. Beispiele für Wärmelieferverträge sind (kostenpflichtig) verfügbar unter z. B. www.agfw.de/. Ein Beispiel für einen Anschluss- und Wärmeliefervertrag findet sich auch in der Anlage zu /FNR 2010/.

TAB. 4.12: WESENTLICHE BESTANDTEILE VON WÄRMELIEFERVERTRÄGEN

Wesentliche Bestandteile	Details
Lieferverpflichtungen	Der Wärmelieferer geht eine Verpflichtung zur gesicherten Medienversorgung des Kunden, das heißt zur ganzjährigen Lieferung von Wärme entsprechend einer vereinbarten Mindestmenge ein. Der Vertrag sollte eine genaue Definition von Wärmeträger (mit Angabe der Leistungen, Temperaturen und – im Falle von Dampf – Drücke), Anschlussanlagen und Wärmeübergabestellen mit Angabe der Eigentumsgrenzen enthalten. Zumeist wird ein gemeinsamer Revisions- und Stillstandsplan sowie Katastrophen- und Störfallplan zwischen Lieferant und Kunde vereinbart.
Abnahmeverpflichtungen	Der Wärmekunde verpflichtet sich, seinen (zumeist gesamten) Wärmebedarf aus der vom Anlagenbetreiber bereitgestellten Energie zu decken. Er ist berechtigt, die Wärme an seine Mieter weiterzuleiten. Eine Wärmelieferung des Kunden an sonstige Dritte dagegen sollte der Zustimmung des Lieferers bedürfen. Falls der Kunde sein Grundstück veräußert, ist er gemäß § 32 der AVBFernwärmeV verpflichtet, seinem Rechtsnachfolger den Eintritt in den Wärmeliefervertrag aufzuerlegen.
Vergütungsregelungen	Die Vergütungsregelungen beinhalten zunächst die Basis-Entgelte sowie Preisänderungsfaktoren für die Bereitstellung und Lieferung von Wärme, die die Erstattung der Hausanschlusskosten, einen Baukostenzuschuss sowie einen Wärmepreis umfassen können. Weiterhin sind die Zahlungstermine sowie Auswirkungen eines Zahlungsverzuges zu vereinbaren.
Vertragsdauer	Es empfiehlt sich, eine Vertragsdauer von zumindest 5 Jahren zu vereinbaren. Die Höchstlaufzeit nach AVBFernwärmeV beträgt zehn Jahre, wobei – falls keine der beiden Seiten fristgerecht den Vertrag kündigt – eine Verlängerung um weitere fünf Jahre als stillschweigend vereinbart gilt.
Messverfahren	Gemäß AVBFernwärmeV sollte der Wärmelieferer zur Ermittlung des Verbrauchs in der Regel Messeinrichtungen entsprechend den eichrechtlichen Vorschriften verwenden /AGFW 1991/.
Sonstige kommerzielle Bedingungen	• Kündigungsfristen, Voraussetzungen für die fristlose Kündigung und deren Abwicklung, • Gefahrenübernahme und Haftungszuständigkeit, • Kostenübernahme bei Schäden sowie Störungen durch höhere Gewalt, • Vertragsänderungen und -ergänzungen, • Regelungen bei Rechtsunwirksamkeit und Unklarheit der Auslegungen, • Gerichtsstand- bzw. Schiedsgerichtsvereinbarung.

Die wesentlichen Bestandteile eines Wärmeliefervertrags sind in Tabelle 4.12 zusammengefasst. Je nach Art und Umfang der Versorgungsaufgabe kann auf einzelne Bestandteile verzichtet werden.

Bei der Errichtung eines Nah- bzw. Fernwärmenetzes können vom Energieversorger einmalige Erstattungen der Hausanschlusskosten sowie ein einmaliger Baukostenzuschuss erhoben werden. Für die Abrechnung der Bereitstellung und Lieferung von Wärme wird ein Wärmepreis zugrunde gelegt, der sich aus einem Leistungspreis (auch Grundpreis genannt) und einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis zusammensetzt.

- Die Erstattung der Hausanschlusskosten kann bis zu 100 % der Kosten, die für die Verbindung des Verteilnetzes mit der Kundenanlage entstehen, betragen. Wegen ihrer individuellen Verursachung und Zurechenbarkeit werden diese meistens dem Anschlussnehmer als einmaliger Betrag in Rechnung gestellt und nicht über die Wärmepreise an die Gesamtheit der Kunden weitergegeben /AGFW 1991/.
- Weiterhin kann der Wärmelieferer von den Abnehmern einen einmaligen Baukostenzuschuss zur Abdeckung der Kosten zur Erstellung der örtlichen Verteilungsanlagen fordern, der gemäß § 9 AVBFernwärmeV maximal 70 % der Kosten betragen darf.
- Bei der Kalkulation des Wärmepreises sind neben den Kosten der Wärmelieferung auch bestehende Risiken zu berücksichtigen. Dazu gehören das technische Risiko, wie Betriebsstörungen und Einhaltung der geplanten energetischen Nutzungsgrade. Auch das Beschäftigungsrisiko spielt hierbei eine Rolle, ebenso wie temperaturabhängige Verbrauchsschwankungen und Änderungen des Wärmebedarfs beim Kunden. Zur Berücksichtigung nicht vorhersehbarer Änderungen des Verbraucherverhaltens erfolgt in der Regel eine Aufteilung des Wärmepreises in einen Grund- bzw. Leistungspreis und in einen Arbeitspreis. Daneben werden die Kosten der Messeinrichtungen in Rechnung gestellt. Eine derartige kostenorientierte Gestaltung des Wärmepreises ist auch aus Sicht des Kunden verständlich, dem auch bei einer Eigenerzeugung der Wärme entsprechende Fixkosten (Kapitaldienst für die Wärmeerzeugungsanlage, das Brennstofflager etc.) entstehen. Davon ausgehend setzt sich ein typischer Wärmepreis aus verschiedenen Komponenten zusammen, deren zur Abrechnung kommende Einheiten wie folgt ermittelt werden (vgl. auch /Arndt et al. 2012/):

Grundpreis (GP) bzw. Leistungspreis	***GP* in € pro kW (Anschlussleistung) und Jahr:** Abrechnung entsprechend der bestellten Wärmeleistung. Bei deren Überschreitung wird die gemessene Stundenleistung zugrunde gelegt.
Arbeitspreis (AP)	***AP* in € pro kWh und Jahr:** Abrechnung über die mit Wärmezählern gemessenen Wärmemengen. Mindestgröße ist die Mindestwärmemenge laut Abnahmeverpflichtung.
Jahresmesspreis (MP)	***MP* in € pro Jahr:** Festlegung entsprechend den – auf ein Jahr umgelegten – Wiederbeschaffungswerten der Wärmemengenzähler sowie Kosten für deren Ablesung.

Nach § 24 AVBFernwärmeV dürfen Preisänderungsklauseln „nur so ausgestaltet sein, dass sie sowohl die Kostenentwicklung bei Erzeugung und Bereitstellung der Fernwärme durch das Unternehmen als auch die jeweiligen Verhältnisse auf dem Wärmemarkt angemessen berücksichtigen. Sie müssen die maßgeblichen Berechnungsfaktoren vollständig und in allgemein verständlicher Form ausweisen."

Die Parameter der Preisänderungsklausel bestimmen, unter welchen Voraussetzungen und in welchem Umfang die Preise erhöht werden können bzw. gesenkt werden müssen. Die Klausel ist von größter Bedeutung, denn sie allein erlaubt es dem Versorgungsunternehmen, die Preise zu erhöhen bzw. gibt dem Kunden das Recht, eine Verminderung des Preises zu verlangen. Außerhalb des § 24 AVBFernwärmeV gibt es für das Versorgungsunternehmen keinen Anspruch auf kostendeckende Preise /AGFW 2003/.

4.5 Literaturverzeichnis

/AGFW 1991/
AGFW: Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e. V. bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e. V. (Hrsg.): Wärmemessung und Wärmeabrechnung. Frankfurt a. Main: VWEW – Energieverlag, 1991.

/AGFW 2003/
AGFW: Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft e.V. URL: www.agfw.de

/AGFW 2009/
AGFW– Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hrsg.): Technisches Handbuch Fernwärme. 2. überarb. Aufl. Frankfurt 2009.

/AltholzV 2012/
Verordnung über Anforderungen an die Verwertung und Beseitigung von Altholz (Altholzverordnung – AltholzV) vom 15.08.2002, zuletzt geändert am 24. Februar 2012. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/altholzv/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/Arndt et al. 2012/
Arndt, M. et al.: So klappt's mit dem Wärmeliefervertrag. Was bei der Vertragsgestaltung zu beachten ist. Hrsg.: C.A.R.M.E.N. e.V. Stand 19.01.2012. URL: www.carmen-ev.de/files/informationen/Waermeliefervertrag_Broschuere.pdf [Stand: 07.03.2012].

/AVBFernwärmeV 2010/
Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme vom 20.06.1980, zuletzt geändert am 4. November 2010. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/avbfernw_rmev/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/BetrSichV 2011/
Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Bereitstellung von Arbeitsmitteln und deren Benutzung bei der Arbeit, über Sicherheit beim Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen und über die Organisation des betrieblichen Arbeitsschutzes (Betriebssicherheitsverordnung – BetrSichV) vom 27.09.2002, zuletzt geändert am 8. November 2011. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/betrsichv/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/BImSchG 2012/
Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge (Bundes-Immissionsschutzgesetz – BImSchG) vom 15.03.1974, zuletzt geändert am 27. Juni 2012. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bimschg/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/BiomasseV 2012/
Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) vom 21. Juni 2001, zuletzt geändert am 24. Februar 2012. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/biomassev/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/BMWi 2012/
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Förderdatenbank – Förderprogramme und Finanzhilfen des Bundes, der Länder und der EU. URL: www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html [Stand: 25.07.2012].

/13. BImSchV 2009/
Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen – 13. BImSchV) vom 20.07.2001, zuletzt geändert am 27. Januar 2009. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bimschv_13_2004/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/Eberhardinger et al. 2009/
Eberhardinger, A.; Warkotsch, W.; Zormaier, F.; Schardt, M.; Huber, T.; Zimmer, B.: Prozessanalyse und Ökobilanzierung der Bereitstellung von Waldhackgut. Projektbericht im Auftrag der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. Freising 2009.

/EEG 2012/
Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 25.10.2008, zuletzt geändert am 22. Dezember 2011. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/EEWärmeG 2011/
Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG) vom 07.08.2008, zuletzt geändert am 22. Dezember 2011. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eew_rmeg/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/EnWG 2012/
Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 07.07.2005, zuletzt geändert am 16. Januar 2012. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/1. BImSchV 2010/
Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen – 1. BImSchV). Ausfertigungsdatum: 26.01.2010. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bimschv_1_2010/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/EWärmeG 2007/
Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EWärmeG) vom 20. November 2007. URL: www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/60561/Erneuerbare-Waerme-Gesetz.pdf?command=downloadContent&filename=Erneuerbare-Waerme-Gesetz.pdf [Stand: 27.03.2012].

/FNR 2010/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.): Wege zum Bioenergiedorf. Leitfaden für eine eigenständige Wärme- und Stromversorgung auf Basis von Biomasse im ländlichen Raum. Gülzow 2010.

/Hiendlmeier 2010/
Hiendlmeier, S.: Brennstoffpreise und Versorgungssicherheit. Vortrag beim Fachgespräch „Bioenergie für Kommunen – Planung. Bau und Betrieb von Biomasseheizwerken“. Almesbach, am 06.05.2010.

/Holzenergie-Fachverband 2012/
Holzenergie-Fachverband Baden-Württemberg e.V.: Neuer Indikator für den Energiemarkt. URL: www.holzenergie-bw.de/preisindex [Stand: 18.04.2012].

/KfW 2012/
Kreditanstalt für Wiederaufbau: Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien, gültig ab 01.01.2012. URL: www.kfw.de/kfw/de/I/II/Download_Center/Foerderprogramme/versteckter_Ordner_fuer_PDF/6000000178_M_270_271_274_281_272_282_Erneuerb_Energien.pdf
[Stand: 25.07.2012].

/KWKG 2012/
Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz – KWKG) vom 19.03.2002, zuletzt geändert am 12. Juli 2012. URL: www.buzer.de/gesetz/5165/index.htm [Stand: 24.07.2012].

/LBO 2012/
Landesbauordnung für Baden-Württemberg (LBO) vom 5. März 2010, zuletzt geändert am 25. Januar 2012. URL: www.gaa.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/16493/1_2_1.pdf [Stand: 18.01.2012].

/9. BImSchV 2007/
Neunte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über das Genehmigungsverfahren – 9. BImSchV) vom 18.02.1977, zuletzt geändert am 23. Oktober 2007. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bimschv_9/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/Richtlinie 2009/28/EG 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. URL: http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:de:PDF [Stand: 24.07.2012].

/17. BImSchV 2009/
Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen – 17. BImSchV) vom 23.11.1990, zuletzt geändert am 27. Januar 2009. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bimschv_17/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/TA Lärm 1998/
Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm) vom 26. August 1998. URL: www.umweltbundesamt.de/laermprobleme/publikationen/talaerm.pdf [Stand: 25.07.2012].

/TA Luft 2002/
Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) vom 24. Juli 2002. URL: www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/taluft.pdf [Stand: 25.07.2012].

/TEHG 2011/
Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) vom 21.07.2011, zuletzt geändert am 22. Dezember 2011. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/tehg_2011/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/Topp 2009/
Topp, A.: Der Begriff der Fernwärme. In: Recht der Energiewirtschaft (RdE). RdE 4-5/2009. S. 133–138. Sonderdruck. Köln: Carl Heymanns Verlag, 2009.

/UVPG 2012/
Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) vom 12.12.1990, zuletzt geändert am 24. Februar 2012. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/uvpg/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

/4. BImSchV 2012/
Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen – 4. BImSchV) vom 24.07.1985, zuletzt geändert am 24. Februar 2012. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bimschv_4_1985/gesamt.pdf [Stand: 25.07.2012].

5 KOSTEN UND WIRTSCHAFTLICHKEIT

Zur Ermittlung der Rentabilität von Investitionsvorhaben sind Kosten- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen anzustellen. Eine geplante Investition wird für wirtschaftlich befunden, wenn sie die Wiedergewinnung der Anschaffungsausgaben und eine ausreichende Verzinsung des eingesetzten Kapitals erbringt. Demnach muss die Summe der mit einem Investitionsobjekt verbundenen laufenden Einzahlungen die Summe der laufenden Auszahlungen übersteigen, damit dieser erzielte Überschuss zur Amortisation der Investition und zur Verzinsung des eingesetzten Kapitals führen kann.

Werden die Nutzungen des Investitionsobjekts nicht am Markt verwertet, liegt also eine Eigennutzung vor (im Falle von Bioenergieanlagen: Nutzung der erzeugten Energie zur Eigenbedarfsdeckung), so wird das Investitionsobjekt normalerweise dann für ökonomisch vorteilhaft befunden, wenn dieses mit geringeren Kosten als mögliche alternative Vorhaben zur Erzielung desselben Nutzens (d. h. Erzeugung bzw. Beschaffung derselben Energiemenge) verbunden ist.

Die wesentlichen Ausgaben und Einnahmen bei Biomasseheiz(kraft)werken können wie folgt untergliedert werden:

Anschaffungsausgaben (auch: Brutto-Investitionskosten)

- Netto-Investitionskosten
- Nebenkosten für Planung, Genehmigung und Gutachten
- Vorsteuer/Mehrwertsteuer
- Bauzeitzinsen
- Unvorhergesehenes

Ausgaben des laufenden Betriebes (Betriebskosten)

- Brennstoffkosten
- Kosten für Wartung und Instandhaltung
- Kosten für Versicherungen und Steuern
- Personalkosten
- Kosten für Betriebsmittel (Zusatzwasser, Strom etc.) sowie zur Ascheentsorgung

Einnahmen des laufenden Betriebes

- Erlöse aus der Wärme-, Kälte- und/oder Stromabgabe
- Zuschüsse, Zulagen etc.

Die Ermittlung der Kosten sowie der erzielbaren Einnahmen sollte möglichst frühzeitig auf der Grundlage von Schätzungen (mittels Erfahrungswerten vergleichbarer Projekte, Richtpreisen etc.) erfolgen und während der Planung des Bioenergievorhabens laufend aktualisiert und konkretisiert werden (siehe auch Kapitel 6).

Die nachfolgenden Kapitel enthalten Ausführungen zur Ermittlung der oben genannten Ausgaben und Einnahmen für Bioenergieanlagen. Anleitungen und Empfehlungen zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Biomasse-Vorhaben sind Kapitel 6.2.2 zu entnehmen. Alle Kosten und Preise in diesem Leitfaden sind in $€_{2012}$ (sofern nicht anders festgelegt) angegeben. Es wurden dafür die Kosten bzw. Preise aus den verschiedenen Jahren mit entsprechenden Inflationsfaktoren auf das Jahr 2012 angepasst.

5.1 Investitionskosten von Bioenergieanlagen

Grundlage der Ermittlung der Investitionskosten ist eine – im Falle einer groben Abschätzung überschlägige – technische Auslegung der Bioenergieanlagen einschließlich aller erforderlichen peripheren Systeme und Komponenten (Vergleiche Kapitel 6.2.1). Die Nettoinvestitionen können in die Kostengruppen untergliedert werden:

- Bautechnik der Energieerzeugung,
- Maschinentechnik der Energieerzeugung,
- Elektro- und Leittechnik der Energieerzeugung (ggf. Netzanschluss) und
- Wärmeverteilung (Nahwärmenetz).

Die Nettoinvestitionen werden durch die Summierung der Kosten der Aggregate und Komponenten gebildet, die entsprechend der Anlagenauslegung erforderlich sind. Für Einzelkosten von Aggregaten und Komponenten können – solange keine verbindlichen Angebote vorliegen – Richtpreisangebote oder Erfahrungswerte vergleichbarer Objekte herangezogen werden. Die Einzelkosten sollten neben der Lieferung auch die Montage und die Inbetriebnahme der Anlagenteile umfassen.

TAB. 5.1: UNTERGLIEDERUNG NACH DIN 276-1:2008-12 (KOSTEN IM BAUWESEN – TEIL 1: HOCHBAU)

Position	Inhalt	Beispiele
100	Grundstück	Grundstückswert, -nebenkosten (Vermessung etc.) und Freimachen
200	Herrichten und Erschließen	Herrichten, öffentliche und nicht öffentliche Erschließung
300	Bauwerk – Baukonstruktionen	Baugrube, Gründung, Wände (mit Fenster und Türen), Decken, Dächer, Kamine (bei Aufstellung in bestehenden Gebäuden: erforderliche Umbaumaßnahmen)
400	Bauwerk – Technische Anlagen	Abwasser-, Wasser-, Gasanlagen, Gebäudeheizung/-klimatisierung etc.
500	Außenanlagen	Geländeflächen (z. B. Bepflanzung, Begrünung), befestigte Flächen sowie sonstige Baumaßnahmen der Außenanlagen
600	Ausstattung und Kunstwerke	Ausstattung wie Möbel, Gartengeräte und Kunstwerke (Skulpturen, künstlerische Gestaltung etc.)
700	Baunebenkosten	Kosten für Planung, Gutachten und dergleichen sowie für die Finanzierung

5.1.1 Bautechnik der Energieerzeugung

Die Kosten der Bautechnik einer Bioenergieanlage umfassen generell alle Aufwendungen für bauliche Maßnahmen wie Kessel- und Maschinenhaus und Brennstofflager einschließlich deren technischer Ausrüstung und der zugehörigen Außenanlagen. Für die Kostenermittlung empfiehlt sich die Untergliederung nach DIN 276-1 (Kosten im Hochbau, vgl. Tabelle 5.1).

Bei Kleinanlagen zur Beheizung von Ein- und Mehrfamilienhäusern sind die Kosten der Bautechnik in der Regel vernachlässigbar gering bzw. fallen auch bei einer alternativen Beheizung mittels Heizöl oder Erdgas an (wie z. B. die Kosten für einen Heizraum). Bei Anlagen ab etwa 100 kW jedoch betragen die gesamten Kosten der Bautechnik – abhängig von Anlagengröße und -ausstattung – erfahrungsgemäß etwa 20 bis 40 % der gesamten Investitionskosten. Dieser Richtwert bezieht sich auf die Aufstellung der Anlage in neu zu errichtenden Gebäuden. Im Falle der Nutzung bestehender Gebäude sind die Baukosten naturgemäß beträchtlich geringer.

5.1.2 Maschinentechnik der Energieerzeugung

Diese Kostengruppe enthält die Kosten aller maschinentechnischen Komponenten einschließlich der Lager- und Fördersysteme für die feste Biomasse (z. B. Austragesysteme etc.). Diese können wie folgt in die wesentlichen Anlagenteile untergliedert werden:

- Biomassekessel bzw. -vergaser einschließlich Beschickung, Ascheaustrag und -lagerung etc.,
- Spitzenlastkessel (soweit erforderlich) mit Nebensystemen (z. B. Heizöllagerung und -förderung zum Kessel),
- Rauchgasreinigung,
- Maschinentechnik der Biomasselagerung und -förderung bis zur Beschickung,
- Wasseraufbereitung,
- Rauchgas- und Luftsystem (einschließlich Ventilatoren), soweit nicht in den obigen Komponenten enthalten,
- bei KWK-Anlagen: Dampfturbosatz bzw. -motor einschließlich Generator oder ORC-Anlage,
- je nach Anlagenumfang weitere Nebensysteme wie Rückkühlanlage, Kondensatsystem, Be- und Entlüftungsanlage, Druckluftanlage, Wärmespeicher etc.,
- verbindende Rohrleitungen mit Pumpen, Behältern (z. B. Speisewasserbehälter) und Armaturen einschließlich deren Isolierung.

Nachfolgend sind Richtwerte für die spezifischen Kosten der wesentlichen und kostenintensivsten maschinentechnischen Anlagenkomponenten von Bioenergieanlagen aufgeführt.

Biomassekessel mit Peripherie und Nebeneinrichtungen

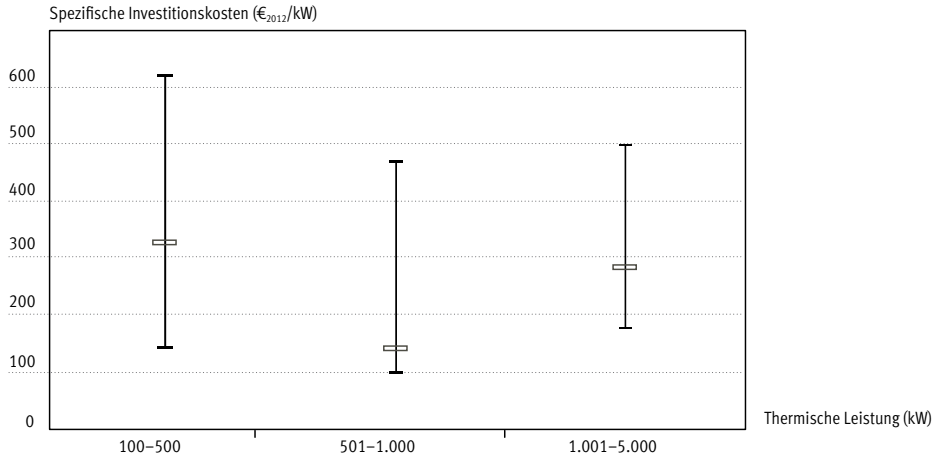
Die Kosten für Biomassekessel sind naturgemäß stark von der Leistungsgröße und von der Anlagenart abhängig. Daneben ist die Brennstoffart für die Kosten von Bedeutung. So sind Kessel für Halmgüter im Regelfall etwa 10 bis 50 % teurer als Holzkessel gleicher Leistung.

Einen weiteren wesentlichen Einfluss übt die Ausstattung der Anlage aus. So kann für Hausheizungen bis etwa 100 kW auf eine Rauchgasentstaubungsvorrichtung unter bestimmten Voraussetzungen verzichtet werden /IBS 2012/. Die spezifischen Kosten von derartigen Kesseln für den Einsatz von Holz im Leistungsbereich von 50 bis 100 kW betragen 190 bis 250 €/kW bei Scheitholzkesseln, 310 bis 500 €/kW bei Hackschnitzelkesseln und 290 bis 380 €/kW bei Pelletkesseln inklusive Regelung und MwSt. /FNR 2007/.

Kessel mit einer thermischen Leistung über 100 kW werden überwiegend mit automatischer Brennstoffzufuhr angeboten und sind mit einer nachgeschalteten Entstaubungsanlage ausgestattet. Abb. 5.1 enthält die jeweiligen spezifischen Investitionskosten. Die Spannweite der spezifischen Investitionskosten im Bereich der thermischen Leistung von 100 bis 500 kW reicht von 141 bis 620 €/kW. Der Median beträgt dabei 327 €/kW. Der mittlere Leistungsbereich erstreckt sich von 501 bis 1.000 kW. Die spezifischen Investitionskosten betragen dabei minimal 96 €/kW bzw. maximal 467 €/kW (Median: 143 €/kW). Die spezifischen Investitionskosten in der Leistungsklasse von 1.001 bis 5.000 kW reichen von 178 bis 498 €/kW (Median: 285 €/kW). Auffallend ist, dass die spezifischen Investitionskosten nicht zwangsläufig mit zunehmender Leistung fallen. Dies resultiert aus der bei Leistungen über etwa 1 MW aufwendigeren Anlagentechnik. Solche Anlagen verfügen über eine automatische Entaschung und werden teilweise als Rostfeuerungen ausgeführt, die mit höheren Kosten als z. B. Unterschubfeuerungen verbunden sind.

Bei höheren Feuerungswärmeleistungen wirkt sich die aufwendigere Entstaubung (meist Elektro- oder Gewebefilter anstelle oder zusätzlich zum Multizyklon) kostensteigernd aus. Darüber hinaus werden bei größeren Leistungen die Kessel teil-

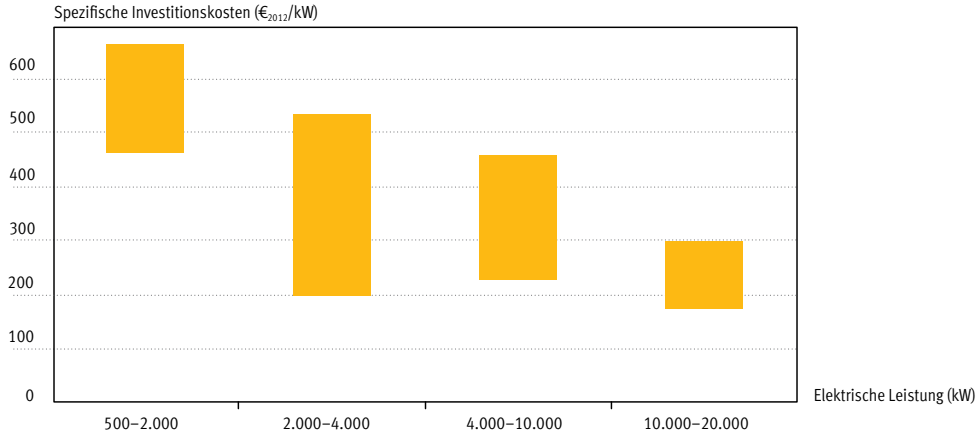
INVESTITIONSKOSTEN VON AUTOMATISCH BESCHICKTEN BIOMASSEBEFEUERTEN KESSELN



Quelle: /Schaumann und Schmitz 2009/, /Wuppertal Institut 2006/, /Wolff 2005/, /IFAS 2004/, /Wilhelm 2007/

Abb. 5.1: Spezifische Investitionskosten von automatisch beschickten biomassebefeuerten Kesseln, fertig montiert, einschließlich Beschickung, Entaschung, Luft- und Rauchgassystem und Rauchgasreinigung

SPEZIFISCHE KOSTEN VON DAMPFTURBINEN



Quelle: Auskünfte von MAN Diesel & Turbo sowie Siemens AG 2012, /Environmental Protection Agency 2008/, /University of Illinois 2004/

Abb. 5.2: Spezifische Kosten (pro kW_e) von Dampfturbinen inkl. Generator, Steuerung, Getriebe

weise zur Dampferzeugung (für Prozesswärme oder in KWK-Anlagen) genutzt, was zu höheren Kosten gegenüber der Warmwassererzeugung führt. Tendenziell gilt:

der untere Wert der in Abb. 5.1 aufgezeigten Kosten-Bandbreite eher für

- den oberen Wert des Leistungsbereichs,
- den Brennstoff Holz,
- einen Kessel zur Warmwassererzeugung,

der obere Wert der Kosten-Bandbreite eher für

- den unteren Wert des Leistungsbereichs,
- den Brennstoff Halmgüter,
- einen Kessel zur Dampferzeugung.

Abhängig von den Anforderungen an den Reststaubgehalt des Rauchgases können unterschiedliche Entstaubungsanlagen (z. B. Multizyklon, Gewebe-, Elektrofilter und Rauchgaskondensation) zum Einsatz kommen (vgl. Kapitel 3.2.8). Das Zyklonverfahren (auch Fliehkraftabscheidung genannt) hat den Vorteil, dass der Aufbau einfach ist und die Investitions- und Betriebskosten im Vergleich zu anderen Verfahren geringer sind /Schmidt 2007/. Deswegen werden in Holzverbrennungsanlagen in der Regel Zyklonverfahren eingesetzt, wenn die Staubgrenzen eingehalten werden können /Nussbaumer 2009/. Aufgrund des vergleichsweise hohen Reststaubgehalts können jedoch Multizyklone alleine lediglich für Anlagen kleiner Leistung (bis maximal 1 MW) eingesetzt werden, bei denen nach 1. BImSchV 2010 (vgl. Kapitel 4) nur ein Staubgrenzwert von 100 mg/Nm³ einzuhalten ist. Dieses Phänomen erklärt auch, warum die Kosten in der Abb. 5.1 ab einer Leistung von 1 MW deutlich ansteigen.

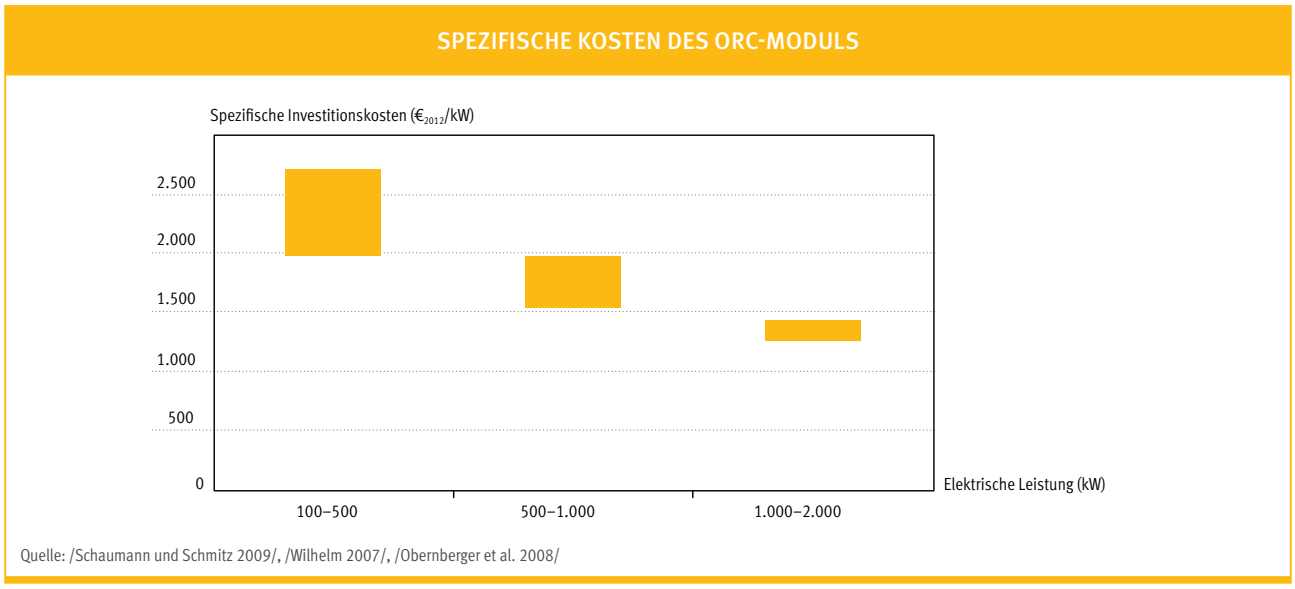


Abb. 5.3: Spezifische Kosten des ORC-Moduls ohne Kessel, Installation und Gebäude

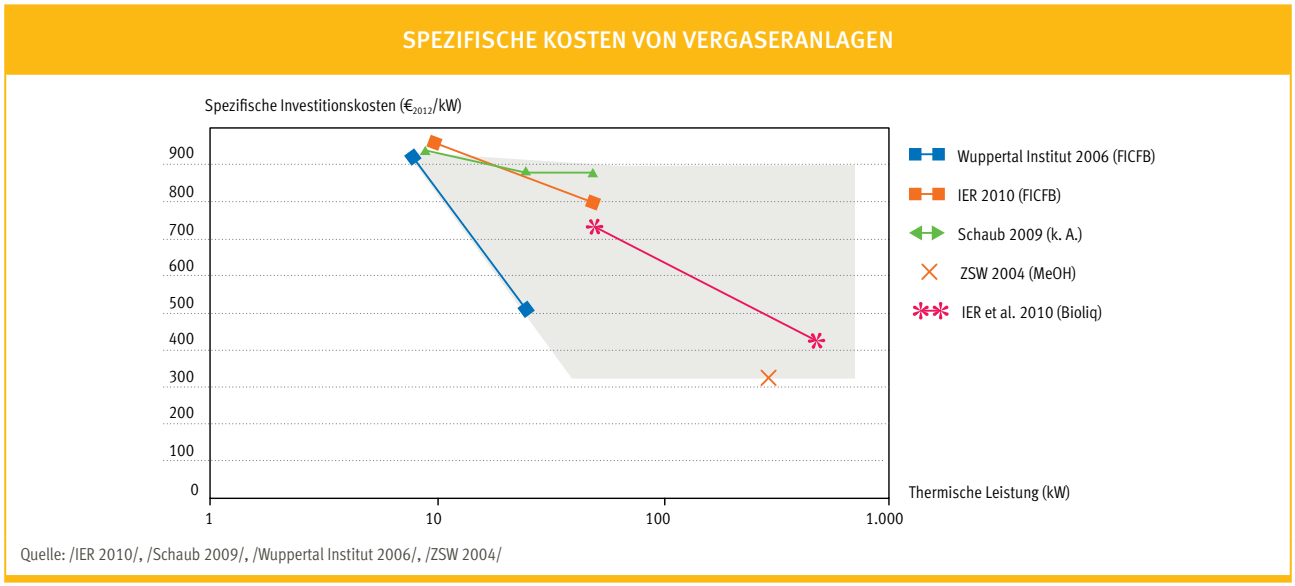


Abb. 5.4: Spezifische Kosten von Vergaseranlagen inkl. Teerreformierung ohne BHKW

Dampfturbinen

Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist normalerweise nach dem Biomassekessel die Dampfturbine die kostenintensivste maschinentechnische Komponente. Werte für deren spezifische Kosten sind in der Abb. 5.2 aufgeführt. Im Leistungsbereich von 500 bis 2.000 kW_{el} belaufen sich die spezifischen Investitionskosten auf 455 bis 666 €/kW. In den höheren Leistungsklassen von 2.000 bis 4.000 kW_{el} bzw. von 4.000 bis 10.000 kW_{el} beträgt die Bandbreite der spezifischen Investitionskosten noch 197 bis 535 €/kW bzw. 230 bis 459 €/kW.

Die geringe Abnahme der spezifischen Kosten mit zunehmender Leistung im Bereich 2 MW bis 10 MW resultiert aus dem Umstand, dass oberhalb von etwa 5 MW zunehmend Entnahme-Kondensationsturbinen anstelle reiner Gegendruckturbinen eingesetzt werden. Weiterhin handelt es sich bei den größeren Turbinen um mehrstufige (anstelle einstufiger) Maschinen, die mit höheren Kosten, dafür aber auch mit höheren Wirkungsgraden verbunden sind.

ORC-Anlage

Das ORC-(Organic-Rankine-Cycle-)Modul kostet zwischen 1.300 und 2.800 €/kW_{el}, dies entspricht etwa dem 2 bis 6-Fachen der Kosten einer klassichen Dampfturbine (siehe Abb. 5.3). Diese im Vergleich hohen Kosten könnten einer verstärkten Nutzung entgegenstehen. Der Vorteil der ORC-Technologie ist jedoch, dass man auch aus Niedertemperaturen Strom generieren kann, da die Siedetemperatur der ORC-Flüssigkeit niedriger ist als bei Wasser. Deswegen sind ORC-Anlagen u. a. für die Abwärmenutzung geeignet.

Vergaseranlage

Obwohl sich zurzeit viele verschiedene Vergasertypen in der

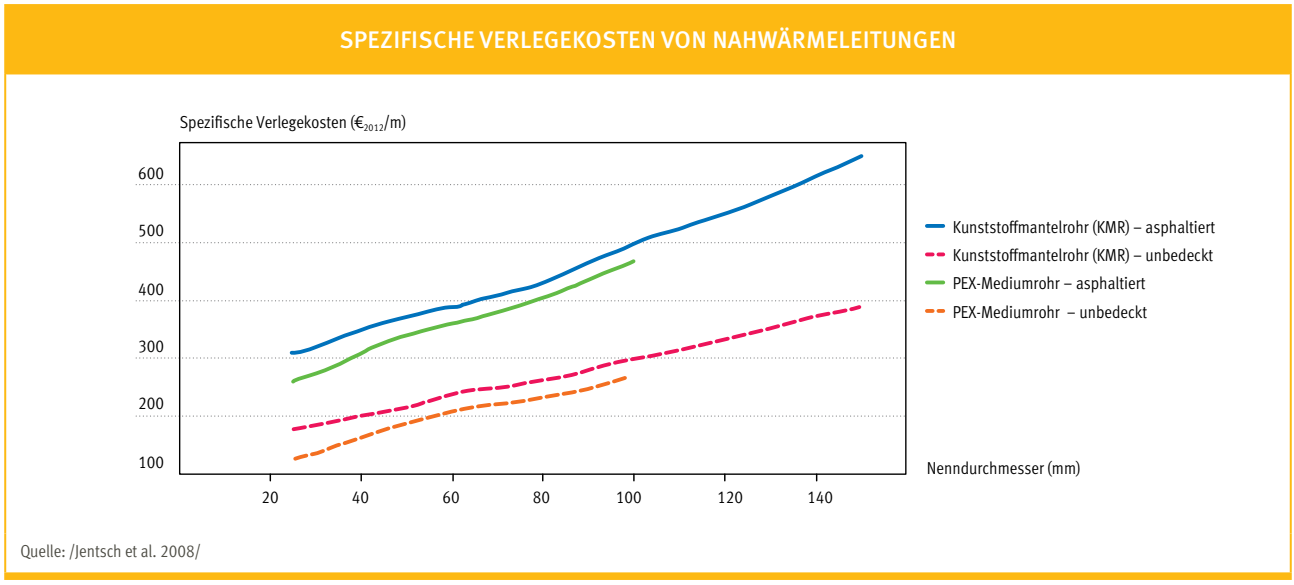


Abb. 5.5: Richtwerte für die spezifischen Verlegekosten von Nahwärmeleitungen

Weiterentwicklungsphase (z. B. Bioliq®) und Demonstrationsphase (z. B. Güssing®) befinden, existieren noch keine kommerziellen Vergaseranlagen (Stand 2012). Der Güssingvergaser (8 MW_{th}) hat spezifische Investitionskosten von rund 930 €/kW für die Gesamtanlage inkl. Teerreformierung, aber ohne BHKW (Abb. 5.4). Aufgrund des Mangels an belastbaren Daten beruhen die Kostenangaben für Anlagen größer als 8 MW thermische Leistung auf Schätzungen aus der Literatur, was eine höhere Unsicherheit und damit auch eine höhere Preisbandbreite mit sich bringt. Die entsprechenden Schätzungen für größere Vergaser sind ebenfalls in Abbildung 5.4 dargestellt.

5.1.3 Elektro- und Leittechnik der Energieerzeugung

Die Kosten der Elektro- und Leittechnik betreffen zunächst die gesamte elektrotechnische Anbindung der maschinentechnischen Systeme entsprechend der Beschreibung im Kapitel 3.4. Weiterhin beinhaltet diese Kostengruppe die übergeordnete Leittechnik, während die erforderliche Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik einzelner Komponenten üblicherweise im Lieferumfang des Komponentenlieferanten enthalten ist und daher bei den Kosten der Maschinentechnik berücksichtigt wird.

Die Kosten der Elektro- und Leittechnik sind sehr stark von der Anlagengröße und deren Komplexität, dem gewünschten Automatisierungsgrad und von individuellen Randbedingungen wie der vorhandenen elektrotechnischen Infrastruktur abhängig. Daher ist die Angabe von spezifischen Werten für diese Kosten mit großen Unsicherheiten verbunden. Für erste grobe Schätzungen können die Kosten der Elektro- und Leittechnik mit etwa 10 bis 20 % der Kosten der Maschinentechnik angesetzt werden.

5.1.4 Wärmeverteilung

Für die Wärmeverteilung fallen außerhalb der Gebäudegrenzen des Heiz(kraft)werks Kosten für das Nahwärmenetz sowie für die Hausstationen innerhalb der Gebäude der Wärmeverbraucher an (vgl. Kapitel 3.2.7). Richtwerte für die vollständigen Verlegekosten von Nahwärmeleitungen einschließlich Rohrlieferung, Montage und Tiefbau sind in der Abbildung 5.5 in Abhängigkeit vom Nenndurchmesser (entspricht in etwa dem lichten Durchmesser in mm) und dem gewählten Verlegeverfahren dargestellt. Da ein wesentlicher Anteil der Verlegekosten (etwa 40 bis 60 %) durch den Tiefbau bestimmt ist, können sich aufgrund örtlicher Verhältnisse durchaus große Abweichungen von den dargestellten Werten ergeben.

Für die Hausstationen (häufig auch als Wärmeübergabestationen bezeichnet) können die leistungsabhängigen Richtpreise aus den Abbildungen 5.6 bzw. 5.7 entnommen werden. Die angegebenen Kosten sind als Summenangabe für die direkt angeschlossene Hausstation (mit und ohne Anschlusskosten, bestehend aus kundenseitiger Hauszentrale und Übergabestation des Nahwärmenetzbetreibers) zu verstehen. Aufgrund des zusätzlichen Wärmetauschers ergeben sich bei den sogenannten indirekten Hausstationen um etwa 10 bis 20 % höhere spezifische Kosten. Sofern ein Teil der Kosten der Wärmeverteilung in Form einmaliger Baukostenzuschüsse und/oder Hausanschlusskosten von den Hausbesitzern erhoben wird, sind diese von den Investitionskosten abzuziehen bzw. entsprechend auf der Einnahmenseite zu berücksichtigen.

5.1.5 Sonstige Anschaffungsausgaben

Die sonstigen Anschaffungsausgaben umfassen die Nebenkosten, die Vor-/Mehrwertsteuer sowie Bauzeitzinsen und Kosten für Unvorhergesehenes.

Nebenkosten

Die Nebenkosten stellen die Kosten für die Planung, für Gutachten, Abnahmen und dergleichen sowie für die Bauleitung dar. Die Kosten für die Planung und Bauleitung, die hierbei den größten Anteil haben, können – falls keine Erfahrungswerte oder entsprechende Angebote vorliegen – auf der Grundlage der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure /HOAI 2009/ ermittelt werden. Für eine erste Schätzung können die Nebenkosten durch einen pauschalen Zuschlag von 10 bis 15 % (abhängig von der Leistung und der Komplexität der An-

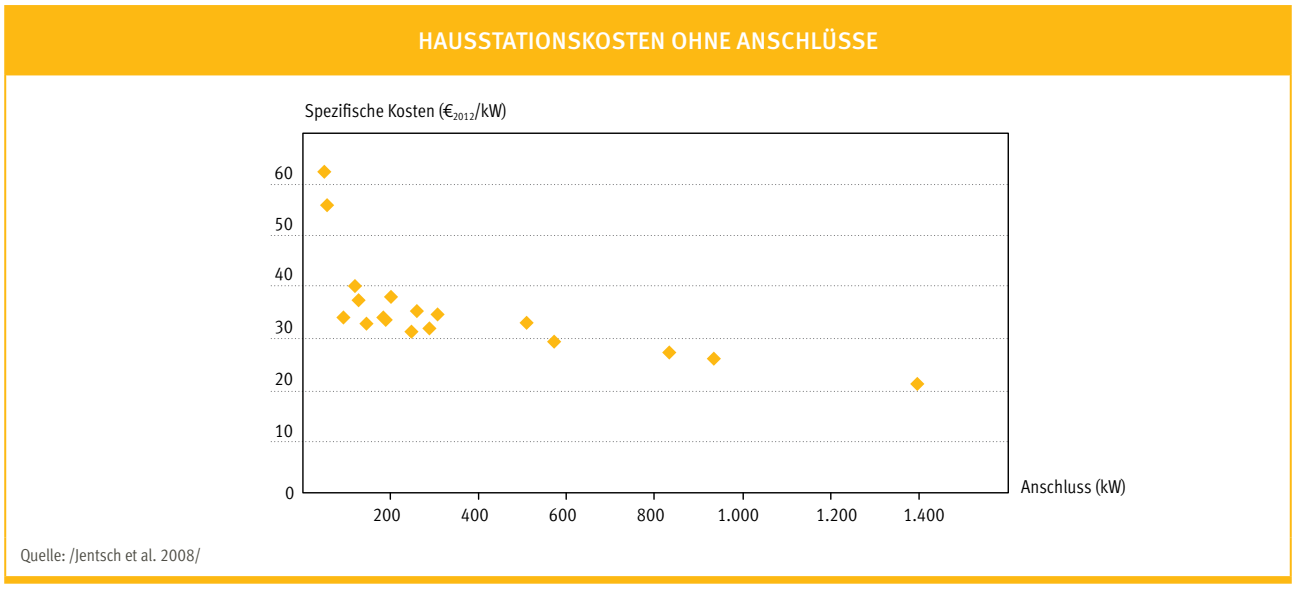


Abb. 5.6: Hausstationskosten ohne Anschlüsse (d. h. Rohrleitung vom Verteilsystem bis zum Hausanschluss)

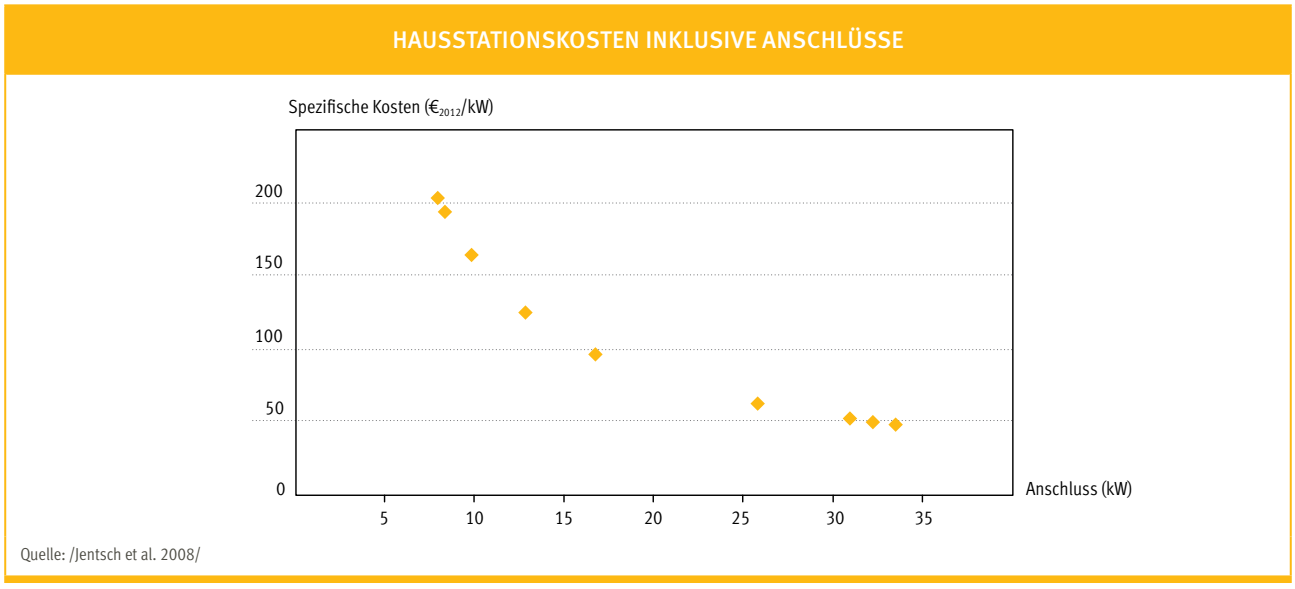


Abb. 5.7: Hausstationskosten inklusive Anschlüsse (d. h. Rohrleitung vom Verteilsystem bis zum Hausanschluss)

lage) auf die Netto-Investitionskosten berücksichtigt werden. Dies beinhaltet auch die Planungskosten für die Bautechnik (vgl. Pos. 700 nach DIN 276-1:2008-12).

Vorsteuer/Mehrwertsteuer

Die Berücksichtigung der Vorsteuer/Mehrwertsteuer ist beim Großteil der Investoren nicht erforderlich. So kann die Mehrwertsteuer bei Unternehmen, die zum Vorsteuerabzug berechtigt sind, als „Durchlaufposten" (erhaltene und zu zahlende Umsatzsteuer gleichen sich in etwa aus) betrachtet werden, der damit praktisch keinen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit ausübt und somit nicht explizit berücksichtigt werden muss. Lediglich im Falle von Investoren, die zwar umsatzsteuerpflichtig, jedoch nicht vorsteuerabzugsberechtigt sind (z. B. Privatpersonen, Kommunen, Zweckverbände), ist eine explizite Miteinbeziehung der Mehrwertsteuer erforderlich.

Bauzeitzinsen

Die Bruttoinvestitionen beinhalten neben den oben genannten Kostengruppen zusätzlich Bauzeitzinsen. Diese stellen die Zinsbelastungen aus der erforderlichen Verfügbarkeit von Kapital in der Planungs- und Bauphase dar und berücksichtigen, dass die Bezahlung der Anlagenkomponenten üblicherweise in verschiedenen festgelegten Raten von der Bestellung bis zur Inbetriebnahme erfolgt. Als Richtwert kann für Bioenergieanlagen mit einer Leistung von 5 bis 20 MW_{th} und Planungs- und Bauzeiten von ein bis zwei Jahren mit Bauzeitzinsen von etwa 5 % bezogen auf die Nettoinvestitionen gerechnet werden. Die Zinssätze können entsprechend der jeweiligen Marktsituation jedoch von diesem Wert abweichen. Bei Anlagen mit einer Leistung kleiner 5 MW sind dagegen die Bauzeitzinsen geringer und damit – für erste Kostenschätzungen – vernachlässigbar.

Kosten für Unvorhergesehenes
Besonders in den ersten Phasen eines Vorhabens sind nicht alle Anschaffungsausgaben absehbar. Daher empfiehlt es sich, Kosten für Unvorhergesehenes durch einen Zuschlag von 5 bis 10 % auf die Netto-Investitionskosten zu berücksichtigen.

5.2 Betriebskosten von Bioenergieanlagen

Bei Biomasseheiz(kraft)werken fallen üblicherweise folgende Betriebskosten an:

- Brennstoffkosten,
- Kosten für Wartung und Instandhaltung,
- Personalkosten,
- Kosten für Betriebsmittel (Zusatzwasser, Strom etc.) sowie zur Ascheentsorgung,
- Kosten für Versicherungen und Steuern.

In Einzelfällen können daneben auch weitere Betriebskosten wie Pachtkosten für das Grundstück oder Verwaltungskosten (z. B. im Falle einer Betreibergesellschaft eines Nahwärmesystems) anfallen.

Im Folgenden werden die Betriebskosten mit Ausnahme der Brennstoffkosten detailliert beschrieben. Aufgrund der Sonderstellung der Brennstoffe bei Bioenergieanlagen werden deren Kosten und Preise in den Kapiteln 5.3 und 5.4 separat betrachtet.

5.2.1 Kosten für Wartung und Instandhaltung

Diese Kostengruppe umfasst alle Aufwendungen für Wartungs-, Reparatur- oder Instandhaltungsmaßnahmen mit Ausnahme der Personalkosten des eigenen Betriebspersonals (siehe unten). In der Regel sind diese Kosten nicht konstant, sondern starken jährlichen Schwankungen (abhängig von Wartungszyklen etc.) unterworfen.

Für Kostenschätzungen können für diese Aufwendungen Durchschnittswerte über die gesamte Lebensdauer der Anlage angesetzt werden, die sich anteilig aus den Investitionskosten (Brutto-Investitionskosten ohne MwSt.) ergeben. Erfahrungswerte für die prozentualen Anteile in Anlehnung an die Richtlinie VDI 6025 „Betriebswirtschaftliche Berechnungsverfahren für Investitionsgüter und Anlagen, Wirtschaftlichkeitsberechnungsverfahren“ /VDI 6025 1996/ betragen:

Bautechnik der Energieerzeugung	1,0 %/a der Investitionskosten,
Maschinentechnik der Energieerzeugung	2,0 %/a der Investitionskosten,
Elektro- und Leittechnik	1,5 %/a der Investitionskosten,
Nahwärmenetz	2,0 %/a der Investitionskosten.

5.2.2 Personalkosten

Die Kosten für die technische und kaufmännische Betriebsführung einer Bioenergieanlage sind in erster Linie vom Personalbedarf abhängig, der dem Kapitel 6.7 zu entnehmen ist. Für die spezifischen Personalkosten kann – falls diese wie bei neu zu gründenden Betreibergesellschaften nicht für den individuellen Fall bekannt sind – ein Richtwert von 25 € pro Stunde (Annahme Jahresgehalt von 44.000 €/a) für Angestellte und 50 € pro Stunde (Annahme Jahresgehalt von 88.000 €/a) für Anlagenbetriebsführer angesetzt werden. Auch in Bezug auf das regional in Deutschland teilweise sehr unterschiedliche Lohn- und Gehaltsniveau sind die Zahlen als Durchschnittswerte zu verstehen. Angaben zum spezifischen Personalbedarf zur technischen Betriebsführung finden sich in Kapitel 6.7 (Tabelle 6.23).

5.2.3 Kosten für Betriebsmittel und Ascheentsorgung

Diese Kostenposition betrifft die Aufwendungen für Betriebsmittel, insbesondere für

- Zusatzwasser zur Deckung der Wasserverluste vorwiegend von Wasser-Dampf-Kreisläufen durch Absalzung und Abschlämmung der Kesselanlage und nach Wartungsarbeiten an den Wasserkreisläufen,
- Strom zur Deckung des elektrischen Eigenbedarfs (insbesondere für Netzumwälzpumpen, Gebläse), der – falls keine Eigenstromerzeugung erfolgt – im Regelfall aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogen wird,
- Dosiermittel der Wasseraufbereitung (falls erforderlich).

Die Betriebsmittelkosten ergeben sich aus den erforderlichen jährlichen Mengen und deren individuellen preislichen Konditionen, die von dem jeweiligen voraussichtlichen „Lieferanten“ (z. B. Stromversorger) zu erfragen sind.

Neben den Betriebsmittelkosten fallen Kosten zur Ascheentsorgung an. Diese werden aus den jährlich anfallenden Aschemengen und den spezifischen Kosten für deren Verwertung bzw. Entsorgung ermittelt. Die Kosten zur Verwertung bzw. Entsorgung der Asche sind stark von der Verwertungsart (vgl. Kapitel 3.2.9) sowie den regional sehr unterschiedlichen preislichen Konditionen abhängig.

Für überschlägige Abschätzungen können die Kosten für Betriebsmittel sowie zur Ascheentsorgung erfahrungsgemäß mit insgesamt 0,1 bis 0,5 %/a der Investitionskosten (Brutto-Investitionskosten ohne MwSt.) angesetzt werden.

5.2.4 Kosten für Steuern und Versicherungen

Bei einer Investition in eine Bioenergieanlage sind in der Regel Substanzsteuern, Ertragssteuern und die Mehrwertsteuer zu berücksichtigen. Üblicherweise werden die Substanzsteuern (Vermögens- und Gewerbekapitalsteuer) als mittlere jährliche Belastungen angesetzt.

Zu den Ertragssteuern (Körperschafts-, Gewerbeertragssteuern) ist anzumerken, dass deren exakte Ermittlung nicht unproblematisch ist. So werden diese auf der Grundlage des Gesamtergebnisses des Investors bemessen. Das bedeutet, dass für die Ertragssteuern nicht nur die Zahlungsströme des betrachteten Bioenergie-Vorhabens, sondern zudem Zahlungsströme durch die Aktivitäten sonstiger Unternehmensbereiche zu berücksichtigen sind. Daher empfiehlt sich bei groben Wirtschaftlichkeitsrechnungen, auf eine Erfassung der Ertragssteuern zu verzichten, das heißt, eine Rechnung vor Gewinnsteuern durchzuführen. Sollte dies – z. B. in Fällen mit besonderen steuerlichen Konditionen – nicht ausreichen, so sind die Ertragssteuern zweckmäßigerweise über eine parallel zu führende Gewinn- und Verlust-Betrachtung unter Hinzuziehung eines Steuerexperten zu ermitteln.

Auch die für die Ausgaben des laufenden Betriebes anfallende Mehrwertsteuer sollte im Falle von umsatzsteuerpflich-

tigen und nicht vorsteuerabzugsfähigen Betreibern nicht in diese Kostenposition mit einbezogen werden. Hierfür empfiehlt sich vielmehr, sie direkt den einzelnen Kostengruppen zuzuschlagen.

Die Versicherungskosten umfassen die Aufwendungen für die Haftpflicht-, die Maschinen- und für sonstige Versicherungen (Versicherung gegen Elementarschäden etc.).

Die so definierten Kosten für Steuern und Versicherungen (die derzeit lediglich die Versicherungskosten umfassen, da keine Substanzsteuern erhoben werden) können in erster Näherung mit etwa 0,5 bis 1 %/a der Investitionskosten (Brutto-Investitionskosten ohne MwSt.) abgeschätzt werden.

5.3 Brennstoffkosten (frei Anlage)

Ziel der folgenden Ausführungen ist die Darstellung der Brennstoffkosten frei Konversionsanlage. Es werden getrennt für die Brennstoffe Waldhackschnitzel, Kurzumtriebsplantagen-(KUP-)Hackschnitzel, Strohballen und Miscanthusballen jeweils die Kosten für Anbau (soweit erforderlich), Ernte und Bergung sowie Transport und Lagerung ermittelt. Abschließend werden durch Addition der einzelnen Kostenblöcke die Brennstoffkosten der verschiedenen Bioenergieträger frei Konversionsanlage bestimmt.

5.3.1 Datenbasis und Grundannahmen

Zunächst werden die für die Berechnungen der Bereitstellungs- bzw. Brennstoffkosten verwendeten wichtigsten Grunddaten und Annahmen vorgestellt. Die berechneten Bereitstellungsketten werden in Abbildung 5.8 präsentiert.

Zur Berechnung der Brennstoffkosten frei Anlage werden die jährlichen Bereitstellungskosten für die Biobrennstoffe ermittelt. Hierbei wird ein Vollkostenansatz zugrunde gelegt, d. h., es werden sämtliche Kosten für Maschinen, Personal, Betriebsmittel, Pacht etc. berücksichtigt, die für Anbau, Ernte, Transport, Lagerung, Aufbereitung etc. der Brennstoffe erforderlich sind. Die jährlichen Kosten für Anbau, Ernte, Transport, Lagerung und Aufbereitung werden aufsummiert und ergeben die Brennstoffkosten frei Anlage. Während im Falle der Bereitstellung von Waldrestholz und Stroh jeweils jährliche Kosten verfügbar sind, fallen bei mehrjährigen Kulturen wie Kurzumtriebsplantagenholz und Miscanthus Kosten für die Anlage und Rodung der Plantage sowie die Ernte in mehrjährigen Zyklen an. Hier werden entsprechende Umrechnungen in jährliche Kosten anhand der Annuitätenmethode (vgl. Kapitel 6.2.2) vorgenommen.

Die wesentlichen Annahmen und die Datenbasis hierzu werden nachfolgend erläutert.

Investitions- und Maschinenkosten

Die Einbeziehung erforderlicher Investitionskosten für Lager (z. B. neu errichtetes Gebäude, befestigter Untergrund) etc. erfolgt nach der Annuitätenmethode, mit der die meist zu Beginn eines Vorhabens anfallenden Investitionen auf die einzelnen Nutzungsjahre umgelegt werden. Fallen bestimmte Kosten erst am Ende der Nutzungsdauer an (z. B. Rodung einer Pappel-Kurzumtriebsplantage), werden diese annuitätisch abgezinst und auf die vorangegangenen Nutzungsjahre verteilt. Für

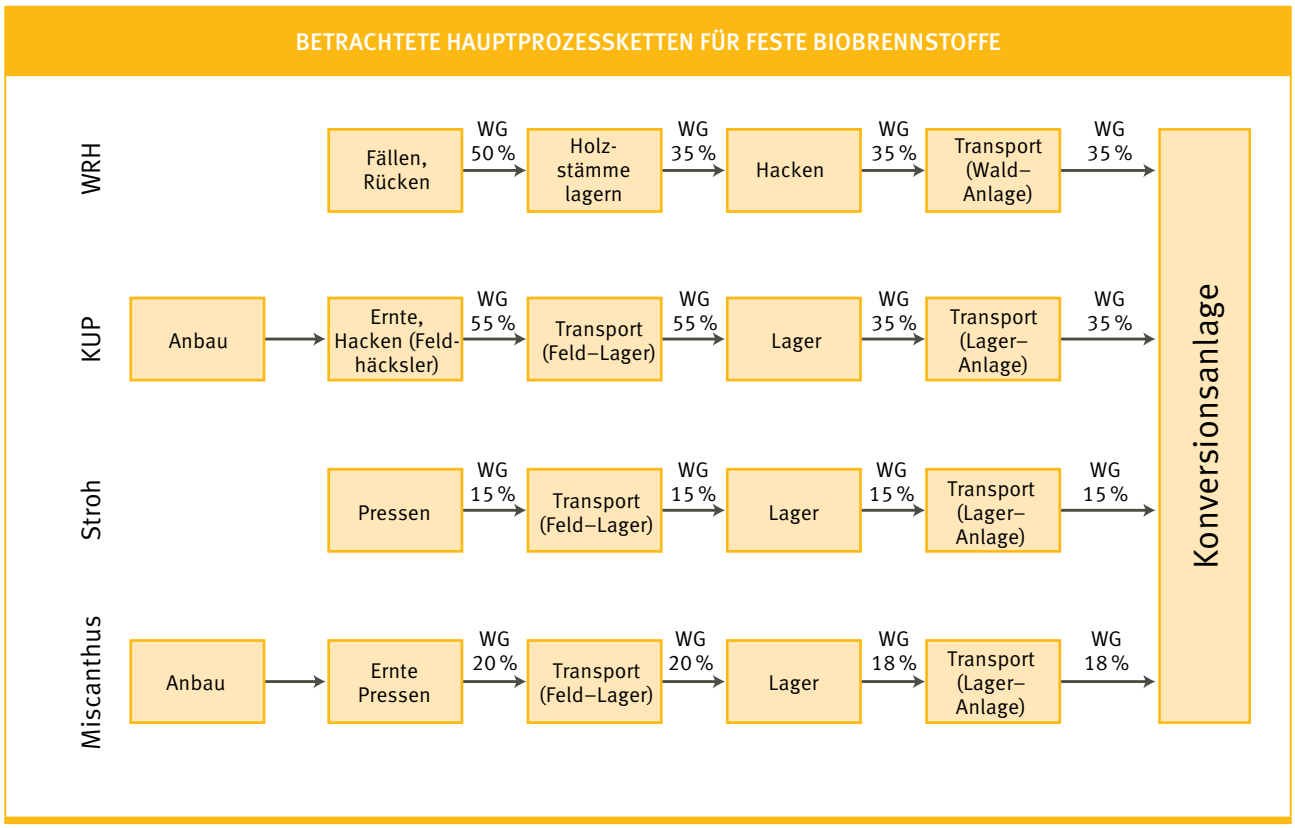


Abb. 5.8: Betrachtete Hauptprozessketten zur Bereitstellung von festen Biobrennstoffen (WRH: Waldrestholz, KUP: Kurzumtriebsplantagenholz, WG: Wassergehalt)

Angaben zu Maschinenkosten wurde in der Regel auf Standards und Auflistungen bzw. Datensammlungen des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft KTBL zurückgegriffen. Die Angaben zu jährlichen Maschinenkosten enthalten z. B. Abschreibung der Maschinen, Betriebsstoffe, Reparaturen etc. /KTBL 2012/. Der Zinssatz wird in Anlehnung an Berechnungen des KTBL für landwirtschaftliche Investitionen auf 4 % festgelegt /KTBL 2010/. Bei Abhängigkeiten der Kostensätze von einer Schlaggröße wurde von einer Standardflächengröße von 5 ha ausgegangen.

Lohnkosten

Als Basis für die Lohnkosten wird in der Regel nach /KTBL 2010/ der Bruttotarif-Ecklohn für Traktorfahrer einschließlich Traktorzuschlag verwendet (10,37 €/h), zuzüglich der Lohnnebenkosten von 49 % ergibt sich ein Stundenmittel von 15,45 €/h. Bei den Kostensätzen für Spezialmaschinen sind die Lohnkosten teilweise bereits enthalten, ansonsten wird für Spezialmaschinen der gleiche Stundensatz von 15,45 €/h angenommen.

Düngung und Düngemittel

Für ackerbaulich erzeugte Festbrennstoffe wie z. B. KUP ist prinzipiell eine Rückführung von Nährstoffen über die Asche möglich. Allerdings können grundsätzlich keine Flugaschen ausgebracht werden und auch für die Düngung mit Rostasche gelten auf Äckern sehr strenge Auflagen (/BLU 2009/, siehe Kapitel 3.2.9). Außerdem wird Stickstoff nicht in die Asche eingebunden, sodass dieser Nährstoff auf jeden Fall durch Düngung ersetzt werden muss. Für die vorliegenden Berechnungen wird deshalb davon ausgegangen, dass alle entzogenen Nährstoffe (Stickstoff, Phosphor und Kalium) über eine mineralische Düngung ersetzt werden. Die Höhe der Düngung richtet sich damit nach dem Entzug (/KTBL 2002/, /Hartmann et al. 2000/), für Stickstoff wird ein 20prozentiger Mobilitätszuschlag angesetzt. Die Preise für Düngemittel entsprechen Standardkosten nach /KTBL 2010/.

Saatgut und Pflanzenschutzmittel

Für die Kosten von Saatgut wurden Standardwerte basierend auf /KTBL 2010/ und für Pflanzenschutzmittelwerte basierend auf /BayWa 2009/ verwendet.

Dieselpreis

Es wurde für die Berechnungen ein Dieselpreis von 0,87 €/l angenommen. Dieser lehnt sich an den Rohölpreis von 98 $\$_{2012}$/bbl an. Der Dieselpreis bezieht sich auf den sog. Agrardiesel (d. h. den Dieselkraftstoff, der in der Land- und Forstwirtschaft genutzt wird). Im Dieselpreis sind Kosten für Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Agrardieselsteuer enthalten (Mehrwertsteuer wurde nicht angerechnet).

Transporte

Für die Transporte zum Lager bzw. zur Anlage (vgl. Abb. 5.8) werden zum Teil landwirtschaftliche Gespanne, zum Teil Lkw eingesetzt. Die Kosten für landwirtschaftliche Transportmittel werden nach landwirtschaftlichen Verrechnungssätzen berechnet /KTBL 2010/. Hinsichtlich der Transportentfernungen werden folgende Annahmen getroffen: Für die Entfernung vom Feld bis zum Hof/Zwischenlager werden 3 km, davon 1 km Feldweg angenommen. Für den Transport vom Hof/Lager zur Feuerungsanlage wird als Basis eine Entfernung von 20 km zugrunde gelegt. Um den Einfluss der Transportentfernung auf die Brennstoffkosten frei Anlage ermitteln zu können (siehe Kapitel 5.3.7), werden variable Entfernungen von 5 bis 70 km zugrunde gelegt. Die Lkw-Kosten werden in Anlehnung an Kalkulationsdaten der Kostensätze Gütertransport Straße berechnet /KGS 2011/.

Lagerung

Für die Lagerung von festen Biobrennstoffen kommen sehr viele Varianten infrage. Es kann unterschieden werden zwischen direkter Nutzung ohne Lagerung (z. B. Hackschnitzel), kostenneutraler Lagerung von Zwischenprodukten (ungehacktes Holz in Bestand/Rückegasse/Waldstraße), offene Lagerung am Feldrand/Hoffläche mit oder ohne Folienabdeckung (Stroh, Miscanthus, Hackschnitzel) sowie Lagerung in Altgebäuden oder in neu errichteten Bergehallen (alle Brennstoffe). Bei Altgebäuden wurden keine Investitionskosten angesetzt, jedoch jährliche Unterhalts- und Versicherungskosten (1,5 %/a) berücksichtigt, die sich auf einen fiktiven Preis für einen Neubau in Massivbauweise beziehen und 53 € pro Kubikmeter Lagervolumen betragen. Für neue Hallen werden einfache landwirtschaftliche Bergehallen in Rundholzverbinderbauweise /LTV 2002/ angenommen, deren spezifische Investitionskosten 21 €/m³ betragen (in Anlehnung an /Hartmann 1997/). Als Lagerraumgröße wird immer von Abmessungen von 16 × 7 × 4,8 m ausgegangen. Für Ballen wird eine Lagerraumausnutzung von 90 % vorgegeben, für Schüttgutlagerung wird in massiven Altgebäuden von 80 %, in Rundholzhallen von 50 % Lagerraumausnutzung ausgegangen. Bei Lagerung im Freien werden ebenfalls eine Grundfläche von 16 × 7 m und Schütthöhen wie in Rundholzhallen angenommen.

Lagerverluste durch Veratmung über Abbauprozesse durch Pilze und Bakterien oder durch Mäusefraß unterscheiden sich je nach Brennstoff, Lagertechnik und Lagerdauer. Angaben hierzu finden sich im Kapitel Bereitstellungskosten für Waldhackschnitzel bis Bereitstellungskosten für Miscanthus. Dort werden auch monetäre Bewertungen der Lagerverluste angeführt, um einen Vergleich der unterschiedlichen Lagertechniken zu ermöglichen. Die Kosten der Lagerverluste werden berechnet, indem die jeweiligen energetischen Verluste mit den Kosten multipliziert werden, die bis zur Einlagerung je Energieeinheit angefallen sind. Die energetischen Verluste sind geringer als die Trockenmasseverluste, wenn durch gleichzeitige Trocknungsprozesse der Heizwert des Brennstoffs steigt. Für die Berechnung der Brennstoffkosten frei Feuerungsanlage werden die auf diese Weise ermittelten Lagerverluste nicht direkt aufgeführt, da die Brennstoffkosten auf die angelieferte Menge bezogen werden. Durch den Bezug aller Kosten auf die letztlich angelieferte Menge sind aber auch alle anfallenden Verluste bereits enthalten.

Pacht

Bei dem gewählten Ansatz einer Vollkostenrechnung ist auch eine Verzinsung des Wertes für den Grund und Boden anzusetzen. Dafür wird hier ein realistischer Pachtzins in Höhe von

TAB. 5.2: FÜR DIE KOSTENRECHNUNGEN VERWENDETE KENNDATEN BIOGENER FESTBRENNSTOFFE

Parameter		Waldhackschnitzel	KUP-Hackschnitzel (Pappel)	Strohballen	Miscanthusballen
Wassergehalt bei Ernte (W_{Ernte})	%	50	55	15	20
Wassergehalt bei Lieferung, frei Anlage ($W_{liefern}$)	%	35	35	15	18
Heizwert wasserfrei ($H_{u(wf)}$)	MJ/kg	18,7 (Fichte) 18,0 (Buche)	18,5	17,2	17,6
Heizwert bei Lieferung ($H_{u(W)}$)	MJ/kg	11,3 (Fichte) 10,8 (Buche)	11,2	14,3	14,0
Dichte Quaderballen	kg/m^3	–	–	150	150
Ballenvolumen	m^3	–	–	3,6	3,6
Ballengewicht	kg FM[a]	–	–	539	539
Schüttdichte TM[b]	kg/m^3	177 (Fichte) 280 (Buche)	160	–	–
Schüttdichte bei W_{Ernte}	kg/m^3	354 (Fichte) 560 (Buche)	356	–	–
Schüttdichte bei $W_{liefern}$	kg/m^3	272 (Fichte) 431 (Buche)	246	–	–
Nährstoff- und Aschegehalte i. d. TM					
N[c]	kg/t	–	4,2	4,7	7,3
P[d]	kg/t	–	1,0	0,9	0,7
K[e]	kg/t	–	3,5	10,8	7,2
Aschegehalt	%	0,9	2,2	6,8	4,7

Quellen: /Hartmann 1997/, /Hartmann 2001/, /Hartmann et al. 2000/, /Idler et al. 2004/, /KTBL 2006/, /Kaltschmitt und Hartmann 2009/, /Kaltschmitt und Streicher 2008/, /Wittkopf et al. 2003/

[a] *Frischmasse*
[b] *Trockenmasse*
[c] *Stickstoff*
[d] *Phosphor*
[e] *Kalium*

222 €/ha eingerechnet /BMELV 2008/. Dieser entspricht dem Durchschnittswert für Neuverpachtungen von Ackerland in Deutschland im Jahr 2007.

Gemein- und Festkosten

Im landwirtschaftlichen Betrieb fallen Gemein- und Festkosten wie z. B. Steuern, Versicherungen, Reparaturen, Abschreibungen etc. an, die nicht der jeweiligen Kulturart, sondern der gesamten bewirtschafteten Flächen zugeordnet werden müssen. Diese werden hier nach Standardverfahren angesetzt /KTBL 2010/. Im vorliegenden Fall wurde ein Marktfruchtbetrieb mit 150 ha unterstellt, für den sich die jährlichen Gemein- und Festkosten auf 179 € pro Hektar summieren.

Mehrwertsteuer

Die gesamten Berechnungsverfahren enthalten keine Mehrwertsteuer. Für den Endverbraucher sind deshalb beim Brennstoffbezug die entsprechenden Steuersätze anzusetzen. Diese betragen für Scheitholz und Holzpellets 7 %, für Festbrennstoffe aus landwirtschaftlichen Betrieben 10,7 % und für Hackschnitzel 19 % (für Sägenebenprodukte 7 %) /RTS 2010/. Generell sollte jedoch beachtet werden, dass je nach Unternehmenskonstellation auch keine Mehrwertsteuer anfallen kann.

Flächenstilllegungsprämie

Die Flächenstilllegung wurde im Jahr 2009 EU-weit abgeschafft /EK 2008/. Deshalb sind für die hier durchgeführten Berechnungen keine Stilllegungsprämien berücksichtigt. Auch sonstige Beihilfen wie Betriebsprämien etc. wurden nicht einkalkuliert.

Brennstoffkenndaten

In den Berechnungen wird eine Reihe von Kenndaten zu chemisch-stofflichen und physikalischen Eigenschaften der biogenen Festbrennstoffe verwendet. Diese sind in Tabelle 5.2 zusammengestellt und stammen aus verschiedenen Quellen und Datenbanken: /Hartmann 1997/, /Hartmann 2001/, /Hartmann et al. 2000/, /Idler et al. 2004/, /Kaltschmitt und Hartmann 2009/, /Kaltschmitt und Streicher 2008/, /KTBL 2006/, /KTBL 2006/, /Wittkopf et al. 2003/.

5.3.2 Bereitstellungskosten für Waldhackschnitzel

Waldhackschnitzel werden aus Durchforstungsmaterial (Schwachholz) oder Waldrestholz (bei der Holzernte im Wald verbleibendes Restholz) gewonnen und gehören momentan zu den meisteingesetzten Brennstoffen in Biomasseheiz(kraft)werken /Eberhardinger et al. 2009/.

Bei der Ermittlung der Brennstoffkosten für Waldhackschnitzel aus Durchforstungsmaterial bzw. Waldrestholz werden

lediglich die Kosten für Ernte, Bergung, Lagerung und Transport berücksichtigt. Kosten der Waldbewirtschaftung wie z. B. Bestandesbegründung oder Düngung werden dem Hauptnutzungspfad (Nutz- oder Industrieholzproduktion) angelastet.

Ernte und Bergung

Für die Kostenermittlung der Waldhackschnitzel-Bereitstellung wurde weitgehend auf /Wittkopf 2005/ zurückgegriffen, der einen detaillierten Überblick über die Möglichkeiten und Varianten verschiedener Verfahren zur Hackschnitzelbereitstellung gibt. Die Verfahrenskosten der Hackschnitzelbereitstellung nach /Wittkopf 2005/ wurden hinsichtlich Lohnansatz, Inflationsrate und Dieselpreisen aktualisiert. Die Leistungsangaben der jeweiligen Prozessschritte (Srm/h) der Hackschnitzelbereitstellung werden nicht variiert.

Die Ernte von Waldhackschnitzeln umfasst im Wesentlichen das Fällen, Aufarbeiten (Entasten und Ablängen), Vorliefern, Rücken und Hacken des Holzes. Von Vorteil ist es, die Produktionsabschnitte Fällen, Rücken und Hacken zeitlich voneinander abzutrennen /Wittkopf 2005/, um eine Trocknung vor dem Hacken des Holzes zu ermöglichen.

Die derzeit praktizierten Ernteverfahren unterscheiden sich vor allem in ihrem Mechanisierungsgrad. Prinzipiell können die Verfahren in motormanuelle, teilmechanisierte und vollmechanisierte Verfahren eingeteilt werden. Derzeit sind die teilmechanisierten Verfahrensketten am weitesten verbreitet /Eberhardinger et al. 2009/. Die einzelnen Teilschritte können wiederum durch jeweils unterschiedliche Mechanisierungsgrade gekennzeichnet sein, häufig sind auch einzelne Produktionsabschnitte eng miteinander verknüpft, sodass sie einen gemeinsamen Arbeitsgang darstellen (z. B. beim Einsatz von Harvestern).

Nachfolgend werden neben den teilmechanisierten Verfahren auch vollmechanisierte Verfahren beispielhaft beschrieben und in den nachfolgenden Kostenrechnungen berücksichtigt (siehe Tabelle 5.3). Weitere Beispiele für Verfahren können /Wittkopf 2005/ entnommen werden.

Zur Berechnung der anfallenden Kosten wurden die Personalkosten einheitlich mit 15,45 € pro Stunde berechnet, ebenso der Stundensatz eines bäuerlichen Waldbesitzers. Bei vollmechanisierten Verfahren (Nr. 3 „Harvester“, siehe Tabelle 5.3), bei denen Arbeiten in der Regel an Unternehmer vergeben werden müssen, wurde ein höherer Lohn von 25,89 €/h angesetzt. Bei den Maschinenkosten wurde bei den jeweils eingesetzten Maschinen nach /Wittkopf 2005/ kalkuliert. Die Maschinenkosten wurden mit der Inflationsrate für das Jahr 2012 angepasst.

Tabelle 5.4 zeigt in einer Übersicht die ermittelten Bereitstellungskosten frei Waldstraße für die unterschiedenen Verfahren und für unterschiedliche Brusthöhendurchmesser (BHD) von Fichtenhackschnitzeln. Es zeigt sich, dass bei den teilmechanisierten Verfahren aufgrund der niedrigen Lohn- und Maschinenkosten bei geringen BHD günstigere Werte (ca. 13 €/Srm bei BHD von 15 cm) vorliegen. Die höchsten Kosten werden hier für das vollmechanisierte Erntesystem mit Harvester angegeben (ca. 15 €/Srm bei BHD von 15 cm).

Für alle Verfahren gilt gleichermaßen, dass die Kosten mit zunehmendem BHD sinken. Die teilmechanisierten Systeme schneiden v. a. bei niedrigen und mittleren BHD-Werten günstiger ab als vollmechanisierte Verfahren. Diese Werte müssen allerdings aufgrund relativ niedriger Leistungsangaben für den Harvester relativiert werden. Bei Brusthöhendurchmesser 20 cm schneiden die vollmechanisierten Verfahren im Vergleich zu den teilmechanisierten Verfahren besser ab.

Es zeigt sich, dass die Leistungsfähigkeit mit der Zunahme des Brusthöhendurchmessers steigt und dass die Leistungsfähigkeit eines Verfahrens umso größer ist, je stärker mechanisiert es ist. Zudem bietet sich auch die Möglichkeit, Energieholz als Koppelprodukt bereitzustellen /Wittkopf et al. 2003/, indem Kronenholz zur Hackschnitzelbereitstellung genutzt wird. Werden beispielsweise nachgelagert zur Rundholzernte Hackschnitzel aus Kronenholz bereitgestellt, liegen die Kosten je nach Kronenfuß zwischen 8 und 17 €/Srm.

Zu beachten ist, dass die Umrechnungen auf Tonnen und Heizwert für Fichtenhackschnitzel durchgeführt wurden. Für Laubholzhackschnitzel ergeben sich durch die höheren Schüttdichten um ca. 35 % günstigere Kosten pro Tonne bzw. Energieeinheit (siehe Tabelle 5.4).

Bei der Bereitstellung von Waldhackschnitzeln kann allerdings nicht in allen Fällen auf das jeweils kostengünstigste

TAB. 5.3: VERFAHREN UND MASCHINENEINSATZ ZUR HACKSCHNITZELBEREITSTELLUNG AUS WALDRESTHOLZ

Nr.	**1**	**2**	**3**	**4**
Mechanisierungsgrad	**teilmechanisiert**	**teilmechanisiert**	**vollmechanisiert**	**vollmechanisiert**
Bezeichnung	**„Seilschlepper“**	**„Rückewagen“**	**„Harvester“**	***Kronenholz*** **„Rückewagen“**
Maschineneinsatz für Arbeitsprozesse:				
Fällen	Motorsäge	Motorsäge	Harvester	entfällt[a]
Vorliefern	Seilschlepper	Seilschlepper		
Rücken und Transport zum Lagerplatz	Seilschlepper[b]	Kranrückewagen	Forwarder	Rückewagen[c]
Hacken (Waldstraße)	Anhängehacker	Anhängehacker	Großhacker	Großhacker

Quelle: /IER 2012/

[a] *nachgelagert zur Rundholzernte*
[b] *gekoppeltes Verfahren*
[c] *evtl. mit dem Forwarder bei größeren Hiebsflächen*

TAB. 5.4: KOSTEN DER HACKSCHNITZELBEREITSTELLUNG (FICHTE) FREI WALDSTRASSE FÜR VERSCHIEDENE ERNTEVERFAHREN UND BRUSTHÖHENDURCHMESSER BZW. KRONENFUSS

Nr.	Bezeichnung		Kosten BHD 10 (Nr. 1, 2, 3) bzw. Kronenfuß 10	Kosten BHD 15 (Nr. 1, 2, 3) bzw. Kronenfuß 15	Kosten BHD 20 (Nr. 1, 2, 3) bzw. Kronenfuß 20	Lohnansatz (€/h)
1	teilmechanisiert Seilschlepper	**€$_{2012}$/Srm** €$_{2012}$/t FM$_{(35\,\%\,WG)}$ €$_{2012}$/t TM €$_{2012}$/GJ	**17,9** 65,8 101,1 5,8	**12,7** 46,8 71,9 4,1	**10,3** 37,9 58,3 3,4	15,5
2	teilmechanisiert Rückewagen	**€$_{2012}$/Srm** €$_{2012}$/t FM$_{(35\,\%\,WG)}$ €$_{2012}$/t TM €$_{2012}$/GJ	**19,4** 71,2 109,6 6,3	**12,7** 46,8 71,4 4,1	**10,3** 37,7 58,1 3,3	15,5
3	vollmechanisiert Harvester	**€$_{2012}$/Srm** €$_{2012}$/t FM$_{(35\,\%\,WG)}$ €$_{2012}$/t TM €$_{2012}$/GJ	**31,2** 114,6 176,3 10,1	**14,6** 53,7 82,6 4,8	**9,8** 35,9 55,2 3,2	25,9
4	vollmechanisiert Kronenholz Rückewagen	**€$_{2012}$/Srm** €$_{2012}$/t FM$_{(35\,\%\,WG)}$ €$_{2012}$/t TM €$_{2012}$/GJ	**17,1** 62,9 96,8 5,6	**10,3** 37,8 58,2 3,3	**8,1** 29,9 46,0 2,6	15,5

Quelle: /IER 2012/

BHD: Brusthöhendurchmesser, Srm: Schüttraummeter, FM: Frischmasse, TM: Trockenmasse
Anmerkung:
Umrechnung: Fichtenhackschnitzel mit 35 % Wassergehalt, 272 kg/Srm und 11,2 MJ/kg
Trockenmasseverluste bei der Lagerung des ungehäckselten Waldrestholzes an der Waldstraße: 1 % TM (abgeschätzt nach /Gislerud 1985/, /Höldrich et al. 2006/).
Dieselpreis: entspricht dem Rohölpreisniveau von 98,1 $\$_{2013}$/bbl (vgl. Kapitel 5.3.1)

Verfahren zurückgegriffen werden. Je nach Einsatzort und Mengennachfrage werden deshalb unterschiedliche Verfahren zur Anwendung kommen /Wittkopf et al. 2003/. Für Waldbesitzer mit geringer Waldfläche sind diejenigen Systeme besonders interessant, bei denen möglichst eigene, bereits vorhandene bzw. günstig über den landwirtschaftlichen Maschinenring beziehbare Technik eingesetzt werden kann. Sind jedoch hohe Leistungen verlangt und stehen entsprechend große Parzellen zur Verfügung, müssen höher mechanisierte Verfahren eingesetzt werden.

Lagerung

Auf eine Einlagerung von frischen Hackschnitzeln sollte, wann immer möglich, verzichtet werden /LWF 2009/. Es entstehen dabei unvermeidliche Substanzverluste aufgrund pilzlicher oder bakterieller Umsetzungen und eventuell zusätzliche Belastungen durch Pilzsporen. Durch eine Vortrocknung bis auf einen Wassergehalt von ca. 30 % kann dieser Verlust minimiert werden. Bei allen oben vorgestellten Verfahren ist eine zeitliche Entkoppelung des Hackens möglich. Lagerung von Hackschnitzeln bedeutet zusätzliche Kosten für das Lager, für die Lagerbeschickung und für die Entnahme für den Transport zur Konversionsanlage.

Falls Waldrestholz vor der energetischen Nutzung gelagert werden soll, um den Wassergehalt zu reduzieren, dann möglichst in ungehackter Form im Bestand, auf der Rückegasse oder der Waldstraße. Hier sind in der Regel deutlich günstigere Bedingungen für eine Trocknung gegeben, da ungehacktes Holz deutlich schneller trocknet, wesentlich geringere Trockenmasseverluste und noch keine Pilzsporenbildung aufweist (siehe z. B. /Kofman 2001/, /Idler et al. 2004/). Bei der Trocknung an der Waldstraße werden für Scheitholz Trockenmasseverluste von 1,4 % /Gislerud 1985/ und für Stangenholz im Bereich 0,3–1,0 % in der Literatur angegeben /Höldrich et al. 2006/. Bei der Lagerung von Hackschnitzeln ist mit wesentlich höheren Trockenmasseverlusten als bei der Lagerung von Stangen- bzw. Scheitholz zu rechnen. Beispielsweise wird für die sechsmonatige Lagerung im Freiland bei frischem Waldhackgut (50–55 % WG bei Einlagerung) nach /Jirjis 1996/ von 17 bis 19 % Trockenmasseverlusten ausgegangen. Werden die Hackschnitzel kürzer gelagert, ist mit niedrigeren Lagerverlustkosten zu rechnen. Durch die Lagerung von Hackschnitzeln im Gebäude verringern sich tendenziell die Trockenmasseverluste. Bei einer dreimonatigen Lagerung im Gebäude (58 % WG bei Einlagerung) gingen /Prankl und Weingartmann 1994/ von 10,3 % Trockenmasseverlusten aus. Wird Waldhackgut mit niedrigem Wassergehalt (15 % WG) im Gebäude gelagert, ging /Jirjis 1996/ von lediglich 2 % Trockenmasseverlusten aus.

Für die Bereitstellung von Waldhackschnitzeln wird aus den oben genannten Gründen von Verfahren ohne Hackschnitzel-Zwischenlagerung ausgegangen. Stattdessen wird angenommen, dass das Waldrestholz nach dem Trocknungsprozess an der Waldstraße zeitversetzt gehackt wird und als Hackschnitzel direkt landwirtschaftlichen Anhängern oder Lkw für den abschließenden Transport zur Feuerungsanlage übergeben wird.

Trotzdem gibt es immer wieder Situationen, die das Zwischenlagern von Hackschnitzeln notwendig machen, z. B. wenn eine direkte Anlieferung an die Feuerungsanlage nicht möglich

ist oder wenn bei drohendem Borkenkäferbefall ein sofortiges Hacken erforderlich ist. Deshalb werden ergänzend einige exemplarische Kostenrechnungen für Hackschnitzel-Zwischenlagerung vorgestellt. Betrachtet werden hier Lager im Freien auf unbefestigtem Boden bzw. auf einer Betonplatte, jeweils ohne Abdeckung, Lager in Altgebäuden sowie Schüttlager im Gebäude mit Bodenplatte. Es wird jeweils von einer Lagerdauer von sechs Monaten ausgegangen. Der Wassergehalt beträgt beim Einlagern 35 %, da davon ausgegangen wird, dass das Waldrestholz ungehäckselt bereits an der Waldstraße vorgelagert wurde und damit der Wassergehalt von 50 % auf 35 % gesunken ist.

Die Lagerungskosten belaufen sich auf Werte zwischen 15,5 € und 32 €/t TM (siehe Tabelle 5.5). Enthalten sind hier auch die Kosten für Lagerverluste. Für die Kosten der Lagerverluste werden die Trockenmasseverluste während der Lagerung mit den bis dahin entstandenen Kosten pro Tonne Trockenmasse multipliziert, wobei zusätzlich zu den Kosten der Hackschnitzelbereitstellung frei Waldstraße ein Hackschnitzeltransport zum Zwischenlager mit landwirtschaftlichen Gespannen über 3 km sowie die Lagerbeschickung und -entnahme per Frontlader unterstellt wurden.

Tabelle 5.5 zeigt, dass bei den angenommenen Bedingungen eine Lagerung im Freien auf dem unbefestigten Boden sowie im Altgebäude (bedingt durch niedrige Lagerbaukosten) die günstigsten Lagerungsvarianten darstellen. Hier betrugen die Lagerungskosten (Lagerkosten und Lagerverlustkosten mit Lagerdauer sechs Monate) zwischen 15,5 und 18,4 €/t TM. Die Lagerungen mit baulichem Aufwand schneiden im Vergleich deutlich ungünstiger ab. Die Lagerung auf der Betonplatte ist mit 24,7 €/t TM, die Lagerung im Schüttgutlager ist mit Kosten in der Höhe von 32 €/t TM verbunden. Allerdings besteht in Altgebäuden bei unbelüfteter Lagerung auch die größte Gefahr für Pilzsporenbildung. Die Kosten einer Freilagerung hängen sehr stark von den Lagerverlusten und den Bereitstellungskosten ab. Günstigere Lagerkosten könnten sich bei – hier nicht betrachteter – Nutzung von leerstehenden Fahrsilos ergeben, die gegenüber Altgebäuden häufig über wesentlich bessere Beschickungs- und Entnahmemöglichkeiten verfügen.

Wird Holz ohne Zwischenlagerung an der Waldstraße direkt gehackt (Hackschnitzel mit Wassergehalt von 50–55 %), ist im Falle einer Lagerung mit deutlich höheren als in der Tabelle 5.5 dargestellten Lagerverlustkosten zu rechnen.

Transport

Beim Lkw-Transport werden die Hackschnitzel direkt in Container, beim landwirtschaftlichen Transport in Kippanhänger überladen. Die Kosten für den Transport von Hackschnitzeln werden für die oben genannten Verfahren berechnet, bei denen die Transportfahrzeuge direkt (ohne vorherige Lagerung) durch den Häcksler oder über Hackschnitzelcontainer beladen werden. Somit entfallen Kosten für die Beladung mithilfe eines Front- oder Radladers ((zu Datenbasis und Grundannahmen siehe Kapitel 3.5.1).

In Tabelle 5.6 werden die Transportkosten von der Waldstraße zum Endverbraucher für Hackschnitzel mit einem Wassergehalt von 35 % berechnet d. h. nach der Lagerung im Freien an der Waldstraße. Die Tabelle verdeutlicht, dass bei den angenommenen Bedingungen der Transport mit dem Lkw für jede Transportdistanz mit Ausnahme der kürzesten Entfernungen die kostengünstigste Variante darstellt. Nur auf sehr kurzen Entfernungen (bis 5 km) ist der Transport mit landwirtschaftlichen Gespannen eine interessante Alternative. Transporte mit dem Solo-Lkw schneiden grundsätzlich schlechter als der Lkw-Zug ab, sind allerdings ab 10 km ebenfalls günstiger als landwirtschaftliche Gespanne.

Bereitstellungskosten frei Konversionsanlage

In Tabelle 5.7 werden die zuvor ermittelten Vollkosten für die Ernte und Bergung sowie für den Transport zusammengeführt. Exemplarisch wird das weit verbreitete Verfahren „teilmechanisiert Seilschlepper“ mit BHD 15 cm dargestellt (vgl. Verfahren Nr. 1, Tabelle 5.3). Die Transportkosten zur Feuerungsanlage werden für eine Transportentfernung von 20 km mit dem

TAB. 5.5: KOSTEN DER LAGERUNG VON WALDHACKSCHNITZELN (INKL. TRANSPORT ZUM LAGER UND BESCHICKUNG)

		Freilagerung, unbefestigter Boden	Freilagerung, auf Betonplatte	Altgebäude	Schüttgutlager im Gebäude mit Bodenplatte
Transport vom Feld zum Lager[a]	$€_{2012}$/t TM	4,5	4,5	4,5	4,5
Lagerbeschickung	$€_{2012}$/t TM	4,6	4,6	4,6	4,6
Lagerbaukosten (inkl. Unterhalt und Versicherung)	$€_{2012}$/t TM	0,0	10,4	5,7[b]	19,3
Lagerverlustkosten[c]	$€_{2012}$/t TM	6,5	5,3	3,6	3,6
Gesamte Lagerungskosten	**$€_{2012}$/t TM**	**15,6**	**24,8**	**18,4**	**32,0**
Trockenmasseverluste[d]	% TM	12	10	7	7

Quelle: /IER 2012/

Lagerdauer sechs Monate, Fichtenhackschnitzel, Wassergehalt bei Einlagerung 35 %, Waldrestholz wurde ungehackt an Waldstraße vorgetrocknet.

[a] *3 km Entfernung von der Waldstraße bis zum Lager, Transportmittel: Traktor mit 2 Anhängern, Transportvolumen 40 m³, Nutzlast 13 t. Bei Hackschnitzeln stellt das Volumen den begrenzenden Faktor dar.*

[b] *nur Unterhalts- und Versicherungskosten*

[c] *Die Lagerverlustkosten beziehen sich auf das Verfahren „teilmechanisiert Seilschlepper“ (15 BHD) (Verfahren Nr. 1, Tabelle 5.3)*

[d] *Die Trockenmasseverluste wurden für Waldhackgut (35 % WG bei Einlagerung) nach /Jirjis 1996/ und /Prankl und Weingartmann 1994/ abgeschätzt.*

TAB. 5.6: TRANSPORTKOSTEN FÜR WALDHACKSCHNITZEL

Transportfall	Transport vom Lager (Freilagerung an der Waldstraße[a]) zum Endverbraucher								
Transportentfernung km	Traktor + 2 Anhänger[b]			Solo-Lkw[c]			Lkw-Zug[d]		
	€$_{2012}$/Srm	€$_{2012}$/t FM	€$_{2012}$/GJ	€$_{2012}$/Srm	€$_{2012}$/t FM	€$_{2012}$/GJ	€$_{2012}$/Srm	€$_{2012}$/t FM	€$_{2012}$/GJ
2	0,5	1,8	0,2	*1,3*	*4,7*	*0,4*	*1,1*	*3,9*	*0,3*
3	0,7	2,7	0,2	*1,4*	*5,2*	*0,5*	*1,2*	*4,2*	*0,4*
5	1,2	4,4	0,4	*1,7*	*6,3*	*0,5*	*1,3*	*4,8*	*0,4*
10	2,4	8,9	0,8	2,3	8,4	0,7	1,6	6,0	0,5
15	*3,6*	*13,3*	*1,2*	2,8	10,2	0,9	1,9	7,0	0,6
20	*4,8*	*17,7*	*1,6*	3,2	11,9	1,0	2,2	8,0	0,7
50	*12,1*	*44,3*	*3,9*	5,5	20,0	1,8	3,4	12,7	1,1
70	*16,9*	*62,1*	*5,5*	7,3	26,9	2,4	4,5	16,6	1,5

Quelle: /IER 2012/

Die kursiv gesetzten grauen Werte stellen in der Praxis eher nicht stattfindende Alternativen dar.

[a] *Fichtenhackschnitzel, Wassergehalt 35 %; Heizwert 11,3 GJ/t, 272 kg/Srm*

[b] *Transportvolumen 30,8 m³, Nutzlast 12 t*

[c] *Transportvolumen 40 m³, Nutzlast 13 t*

[d] *Transportvolumen 80 m³, Nutzlast 23 t*

Lkw-Zug berechnet. Es wurde keine Zwischenlagerung von Hackschnitzeln in den Bereitstellungskosten berücksichtigt. Wie aus Tabelle 5.7 zu entnehmen ist, sind die Kosten für die Ernte und Bergung um den Faktor sechs höher als die Kosten für den Transport. Die Kosten frei Feuerung belaufen sich auf 84,2 €/t TM bzw. 4,8 €/GJ.

In Abb. 5.9 werden die Bereitstellungkosten für das Verfahren „teilmechanisiert Seilschlepper" variiert. Hier sind allerdings auch Verfahren bzw. Prozessschritte miteinbezogen, die in der Praxis theoretisch Anwendung (z. B. Verfahren mit Harvester, Transport mit Traktor) finden könnten. Bei den getroffenen Annahmen und Berechnungsgrundlagen können die Bereitstellungskosten von 67,7 € (je nach Holzart – Buche statt Fichte) bis 116,2 € (Zwischenlagerung in der unbelüfteten Neubau Rundholzhalle) je Tonne Trockenmasse variieren. Den deutlichsten Einfluss auf die Höhe der Bereitstellungskosten hat neben der Durchführung einer Zwischenlagerung in einem Neubau auch der BHD des geernteten Waldrestholzes.

Damit wird deutlich, dass für eine wirtschaftliche Bereitstellung von Waldhackschnitzeln die Wahl des geeigneten Verfahrens eine entscheidende Rolle spielt. Vor allem steigen die Bereitstellungskosten deutlich an, wenn die Hackschnitzel mit niedrigem BHD (10 cm) bereitgestellt werden oder wenn eine Zwischenlagerung notwendig ist. Der Einsatz von anderen Transportmitteln wie z. B. Solo-Lkw oder der Traktor mit 2 Anhängern bei der Entfernung von 20 km verursacht ebenso einen Anstieg der Bereitstellungskosten bis zu rund 100 €/t TM. Andererseits können bei guter Walderschließung, vernünftigem BHD und sehr guter Logistik auch recht günstige Brennstoffkosten erzielt werden.

5.3.3 Bereitstellungskosten für Holz aus Kurzumtriebsplantagen

Für Kurzumtriebsplantagen kommen verschiedene heimische bzw. eingebürgerte Baumarten infrage. Unter mitteleuropäischen Bedingungen scheint der Anbau von Balsampappeln und ihrer Hybride besonders geeignet zu sein /TLL 2010/. In der folgenden Kostenanalyse wird deshalb exemplarisch die Hackschnitzelgewinnung aus Pappeln analysiert. Die Bereitstellungskosten setzten sich zusammen aus den Anlage- und Pflegekosten (inkl. Pacht) sowie aus den Kosten für Ernte sowie Lagerung und Transport.

Für die Berechnung der Kosten wird von 20 Jahren Nutzungsdauer der Pappel-Plantage ausgegangen. Während dieser Zeit werden 5–6 Ernten durchgeführt. Es werden drei verschiedene Ertragsklassen untersucht, wobei im Durchschnitt der Nutzungsdauer für die niedrige Ertragsklasse von 6, für die mittlere von 10 und für die hohe von 14 t TM Zuwachs pro Hektar und Jahr ausgegangen wird /KTBL 2006/.

TAB. 5.7: BEREITSTELLUNGSKOSTEN FÜR FICHTENHACKSCHNITZEL FREI KONVERSIONSANLAGE (OHNE MWST.)

	€/Srm	€/t TM	€/t FM	€/GJ
Ernte und Bergung (Verfahren „teilmechanisiert Schlepper")	12,7	71,9	46,8	4,0
Transport zur Feuerungsanlage (Lkw-Zug)	2,2	12,3	8,0	0,7
Summe Kosten frei Feuerung	14,9	84,2	54,7	4,8

Quelle: /IER 2012/

BHD 15 cm, Fichtenhackschnitzel, Wassergehalt 35 %, Heizwert 11,3 GJ/t (3,1 kWh/kg), 272 kg/Srm. Transportentfernung zur Konversionsanlage 20 km

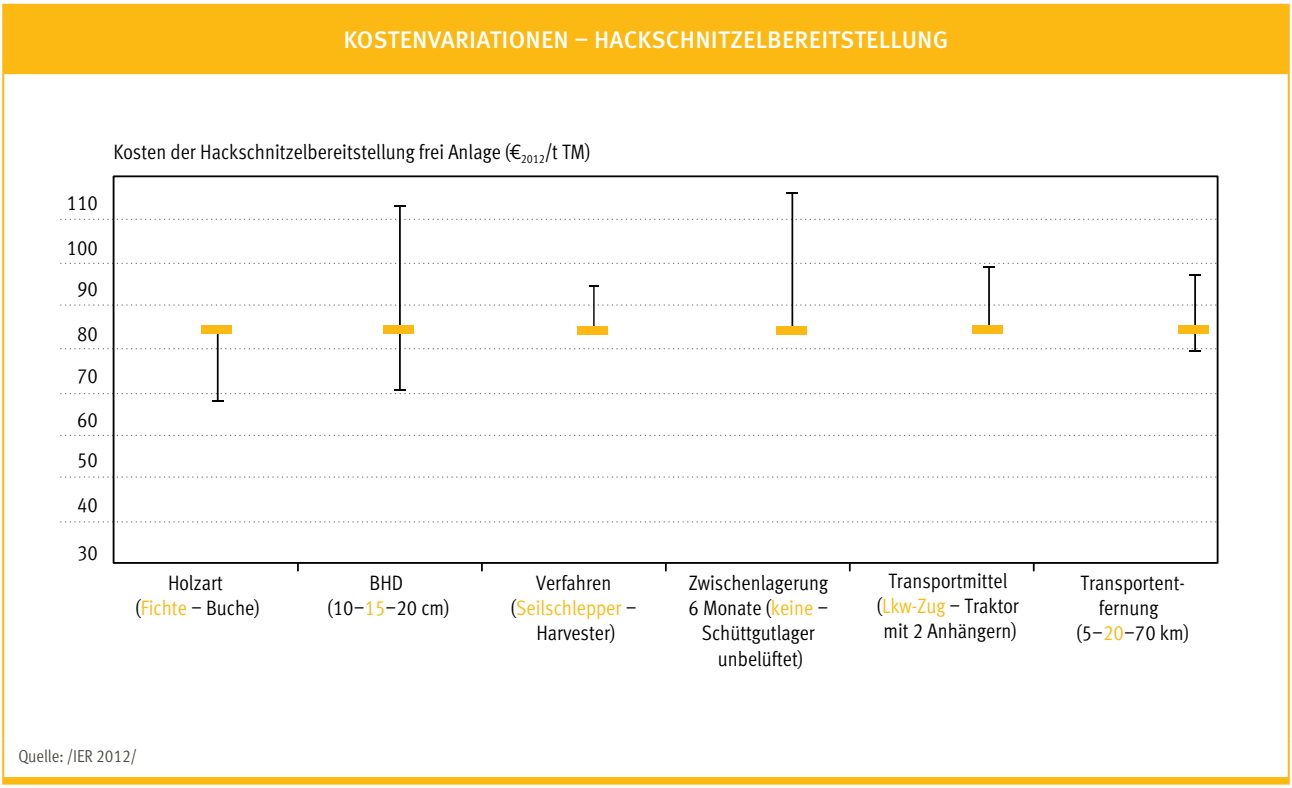


Abb. 5.9: Kostenvariationen – Hackschnitzelbereitstellung frei Konversionsanlage (für Basisfall gelbe Wörter bzw. Zahlen siehe Tabelle 5.7)

Anlage/Anbau und Pflege

Eine entscheidende Größe für die Bereitstellungskosten repräsentieren die Anlagekosten der Plantage. Die Anlagekosten beinhalten die Kosten für Bodenvorbereitung, Pflanzgut und Pflanzkosten sowie den Umbruch der Plantage am Ende der Nutzungsdauer.

Dabei machen die Stecklingskosten einen Großteil der Anlagekosten aus. Die Kosten für die Stecklinge schwanken in der Regel zwischen 0,10 € und 0,30 € pro Steckling /CREEF 2011/. Die folgende Kalkulation (Tabelle 5.8) basiert auf Stecklingskosten von 0,21 € pro Stück. Bei 10.000 Pflanzen pro Hektar /CREEF 2011/ ergeben sich damit Stecklingskosten von 2.071 €/ha. Die Kosten für das Pflanzen der Stecklinge mit einer Schlepperanbaupflanzmaschine inkl. Ladung und Transport des Pflazgutes sowie Anwalzen werden mit 433 €/ha berechnet, in Anlehnung an Angaben aus dem Miscanthusanbau /KTBL 2012/. Ein weiterer Schritt zur Vorbereitung der Plantagenanlage ist die Bodenvorbereitung. Dafür werden die Lohn- und Maschinenkosten für Pflügen und zweimaliges Eggen berücksichtigt, was mit 232 €/ha zu Buche schlägt.

Nach Ablauf der Nutzungsdauer muss eine Rekultivierung durchgeführt werden, um die Fläche wieder für eine Nutzung als Ackerfläche vorzubereiten. Dafür wird eine spezielle Rodefräse eingesetzt, deren Kosten für überbetriebliche Konditionen bestimmt wurde /KTBL 2006/. Der entsprechende Betrag von 1.545 €/ha fällt am Ende der Nutzungsdauer an und wird ebenfalls den Anlagekosten zugeschlagen.

Um die durchschnittlich pro Jahr anfallenden Anlagekosten zu ermitteln, werden die in den einzelnen Jahren anfallenden Kosten auf den Anfangszeitpunkt diskontiert und die Summe der diskontierten Kosten auf die Nutzungsdauer von 20 Jahren (inkl. Anpflanzjahr) mithilfe der Annuitätenmethode gleichmäßig verteilt (Tabelle 5.8).

Die Kosten für die Bestandspflege setzen sich aus einer chemischen Pflanzenschutzmaßnahme im ersten Jahr, einer mechanischen Pflegemaßnahme im zweiten Jahr und einer regelmäßigen Düngung zusammen. Für Pflanzenschutzmittel werden hier knapp 115 €/ha /BayWa 2009/, für die Ausbringung 13 €/ha und für das Striegeln 28 €/ha veranschlagt. Eine Düngung findet im ersten Jahr und dann jeweils nach der Ernte statt. Es wird eine Düngung mit den Hauptnährstoffen Stickstoff, Phosphor und Kalium in Höhe des Entzugs durch die Bäume und eine Erhaltungsdüngung mit Kalk angenommen. Die Kosten der Düngung (berechnet nach Entzug) liegen in Abhängigkeit von der Ertragserwartung umgerechnet pro Jahr zwischen 81 und 153 €/ha für die Düngemittel selbst (117 €/ha für Basisfall, d. h. Ertrag von 10 t TM/ha) und zwischen 27 und 43 €/ha für die Ausbringung (35 €/ha für Basisfall) /KTBL 2010/, /Hartmann 2002/.

Ernte

Für die Ernte wird angenommen, dass eine überbetriebliche Erntemaschine (selbstfahrender Feldhäcksler) mit Kosten von 440 €/ha eingesetzt wird, d. h., die Kosten beinhalten alle anfallenden Aufwendungen der Ernte. Die Erntekosten betragen nach dieser Rechnung 9,9 € pro Tonne Frischmasse für den mittleren Ertrag.

In Tabelle 5.9 sind die Kosten der Bereitstellung (Anlage, Pflege, Umbruch, Geräte, Pacht etc.) für Pappelhackschnitzel frei Feldrand zusammengestellt. Mithilfe der Annuitätenmetho-

TAB. 5.8: ANLAGEKOSTEN FÜR EINE PAPPELPLANTAGE

Bodenvorbereitung	$€_{2012}$/ha	232
Pflanzgutkosten (10.000 Stück à 0,2071 €/Stück)	$€_{2012}$/ha	2.071
Pflanzkosten (Pflanzung inkl. Ladung und Transport des Pflanzgutes sowie Anwalzen)	$€_{2012}$/ha	433
Umbruchkosten (nach 20-jähriger Nutzungsdauer, überbetrieblich als Dienstleistung)	$€_{2012}$/ha	1.545

Quelle: /IER 2012/

TAB. 5.9: KOSTEN DER HACKSCHNITZELBEREITSTELLUNG AUS PAPPELN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VERSCHIEDENER ERTRAGSNIVEAUS FREI FELDRAND

Ertragsklasse		Niedrig	Mittel	Hoch
Ertrag	t TM/(ha a)	6	10	14
	t FM/(ha a)	13,3	22,2	31,1
Pacht, Gemein- und Festkosten	$€_{2012}$/(ha a)	400	400	400
Anlagekosten[a]	$€_{2012}$/(ha a)	315	315	315
Pflegekosten	$€_{2012}$/(ha a)	119	163	207
Erntekosten (überbetrieblich)	$€_{2012}$/(ha a)	233	233	233
Summe Bereitstellungskosten, frei Feldrand	$€_{2012}$/(ha a)	1.068	1.112	1.156
	$€_{2012}$/t FM	80	50	37
	$€_{2012}$/GJ[b]	11,5	7,2	5,3

Quelle: /IER 2012/

[a] *einschließlich Umbruchkosten, 4 % Zinssatz, 20 Jahre Nutzungsdauer*
[b] *gerechnet mit Heizwert 6,98 GJ/t (55 % Wassergehalt)*

de werden die jährlich anfallenden Kosten auf den Anfangszeitpunkt diskontiert und die Summe der diskontierten Kosten auf die Nutzungsdauer von 20 Jahren (inkl. Anpflanzjahr) gleichmäßig verteilt.

Die niedrigsten Bereitstellungskosten werden in der Ertragsklasse „Hoch“ mit 5,3 €/GJ erreicht. In der Ertragsklasse „Mittel“ liegen die Bereitstellungskosten bei 7,2 €/GJ. Die höchsten Kosten entstehen in der Klasse „Niedrig“. Mit 11,5 €/GJ betragen sie in etwa das Doppelte der Kosten des hohen Ernteertrags. Bezieht man die Bereitstellungskosten nicht auf den Energieertrag je Hektar, sondern auf die Fläche, liegen in allen drei Fällen die Kosten in etwa gleichauf („Niedrig“ 1.068 €/(ha a), „Hoch“ 1.156 €/(ha a)). Es wird deutlich, dass die Fixkosten (Pacht, Gemein- und Festkosten) in Höhe von 400 €/(ha a) bei allen drei Ertragsklassen den größten Teil der Bereitstellungskosten ausmachen. Weiterhin nehmen die Anlagekosten einen bedeutenden Anteil von 315 €/(ha a) ein. Hier könnte durch Eigenproduktion der Stecklinge eine Reduktion der Anlagekosten erreicht werden. Einen sehr wichtigen Punkt zur Reduktion der Kosten stellt eine Ertragserhöhung dar, die vor allem die ertragsunabhängigen Fixkosten und die Anlagekosten pro Tonne und somit auch pro Energieeinheit senkt. Die Erntekosten pro Hektar betragen für alle Ertragsklassen 233 €/(ha a). Dies beruht auf der Annahme, dass die Ernte pro Hektar und nicht über den Ertrag mit dem überbetrieblichen Dienstleister abgerechnet wird.

Lagerung

Auch eine Zwischenlagerung von Hackschnitzeln aus Energieholz ist, ähnlich wie bei den Waldhackschnitzeln, mit zusätzlichen Kosten, Verlusten und eventuellen Pilzsporenproblemen behaftet. Obwohl eine Lagerung von ungehacktem Holz am Feldrand theoretisch auch denkbar ist, wird dies hier nicht weiter betrachtet. Eine Zwischenlagerung vor dem Einsatz in der Feuerung ist aber unerlässlich, wenn ein niedriger Wassergehalt für die anschließende Verbrennung gefordert ist.

Betrachtet werden hier (vgl. Kapitel 5.3.2) Lager im Freien auf unbefestigtem Boden bzw. auf einer Betonplatte, jeweils ohne Abdeckung, Lager in Altgebäuden sowie in neu errichteten Schüttgutlagern mit Bodenplatte, jeweils ohne Belüftung. Es wird von einer Lagerdauer von 6 Monaten ausgegangen, der Wassergehalt zu Beginn beträgt 55 %, zum Ende 35 % (dies unterscheidet sich von dem Verfahren der Waldrestholzbereitstellung im Kapitel Bereitstellungskosten für Waldhackschnitzel). Die Hackschnitzel werden mit landwirtschaftlichen Anhängern zum 3 km entfernten Lager transportiert und mit dem Frontlader ins Lager eingebracht. Für die Kosten der Lagerverluste werden die Trockenmasseverluste während der Lagerung mit den bis zur Einlagerung entstandenen Kosten pro Energieeinheit multipliziert. Tabelle 5.10 zeigt, dass bei den angenommenen Bedingungen für Hackschnitzel aus KUP eine Freilagerung auf unbefestigtem Boden sowie die Lagerung in Altgebäuden die günstigste Lösung mit ca. 42 €/t TM darstellt. Allerdings besteht in Altgebäuden bei unbelüfteter Lagerung eine erhöhte Gefahr für Pilzsporenbildung. Lagerungen mit baulichem Aufwand schneiden im Vergleich deutlich ungünstiger ab, aber auch die Freilagerung auf unbefestigtem Boden ist durch die etwas höheren Verluste nicht wesentlich günstiger. Eine interessante Alternative könnte auch für KUP-Hackschnitzel die Nutzung von leer stehenden Fahrsilos darstellen.

TAB. 5.10: KOSTEN DER LAGERUNG VON HACKSCHNITZELN AUS PAPPELPLANTAGEN (INKL. TRANSPORT ZUM LAGER UND LAGERBESCHICKUNG)[a]

		Freilagerung, unbefestigter Boden	Freilagerung, auf Betonplatte	Altgebäude	Schüttgutlager mit Bodenplatte
Transport vom Feld zum Lager	€$_{2012}$/t TM	5,0	5,0	5,0	5,0
Lagerbeschickung	€$_{2012}$/t TM	5,1	5,1	5,1	5,1
Lagerbaukosten (inkl. Unterhalt und Versicherung)	€$_{2012}$/t TM	0,0	12,9	7,2[b]	24,1
Lagerverlustkosten	€$_{2012}$/t TM	32,2	28,4	24,8	24,8
Gesamte Lagerungskosten	**€$_{2012}$/t TM**	**42,2**	**51,3**	**42,0**	**58,9**
Trockenmasseverluste	% TM	21	19	17	17

Quelle: /IER 2012/

[a] *Lagerdauer: 6 Monate, Lagerverluste nach /Kanswohl et al. 2006/, /Scholz et al. 2005/, /Scholz et al. 2008/ bei Lagerung Wassergehalt 55 %, Heizwert 6,98 GJ/kg; bei Auslagerung Wassergehalt 35 %, Heizwert 11,17 GJ/kg*

[b] *nur Unterhalts- und Versicherungskosten*

Transport

Die Transportkosten vom Feld zum Lager (vgl. auch Tabelle 5.10) bzw. vom Lager zur Konversionsanlage werden in Tabelle 5.11 präsentiert. Für den Transport zur Konversionsanlage werden die Hackschnitzel mit dem Frontlader entnommen, um den Lkw zu beladen. Die Tabelle verdeutlicht, dass bei den angenommenen Bedingungen der Transport mit dem Lkw für jede dargestellte Transportdistanz die kostengünstigste Variante darstellt. Nur auf sehr kurzen Entfernungen (unter 5 km) wird der Transport mit landwirtschaftlichen Gespannen eine interessante Alternative. Transporte mit dem Solo-Lkw schneiden grundsätzlich schlechter ab als der Lkw-Zug.

Bereitstellungskosten frei Konversionsanlage

In Tabelle 5.12 sind die zuvor ermittelten Vollkosten für Anlage und Pflege, Ernte, Lagerung und Transport zusammengestellt. Unter den getroffenen Annahmen und Berechnungsgrundlagen kann mit Bereitstellungskosten für Pappelhackschnitzel von 108,6 € je Tonne Frischmasse bzw. 9,7 € je GJ gerechnet werden.

Die Variationen der Bereitstellungskosten in Abb. 5.10 zeigen, dass die Erträge einen erheblichen Einfluss auf das Ergebnis haben. Verschiedene Transportentfernungen und Lagerungstypen ändern die Bereitstellungskosten dagegen um weniger als 10 %. Allerdings kann man noch das Ernteverfahren modifizieren, indem man KUP-Stämme erntet und einlagert. Nach der Trocknung werden die Stämme gehackt und transportiert. Dieses zweistufige Verfahren führt zu höheren Kosten bei der Ernte, aber zu geringeren Lagerkosten im Vergleich zu dem oben beschriebenen Verfahren (vgl. z. B. /CREFF 2012/).

TAB. 5.11: TRANSPORTKOSTEN FÜR HACKSCHNITZEL AUS KUP

Transportfall	Feld–Lager[a] (Wassergehalt 55 %)			Lager–Endverbraucher[b] (Wassergehalt 35 %)					
Transportentfernung km	Traktor + 2 Anhänger[c]			Solo-Lkw[d]			Lkw-Zug[e]		
	€$_{2012}$/Srm	€$_{2012}$/t FM	€$_{2012}$/GJ	€$_{2012}$/Srm	€$_{2012}$/t FM	€$_{2012}$/GJ	€$_{2012}$/Srm	€$_{2012}$/t FM	€$_{2012}$/GJ
2	0,5	1,6	0,2	*0,8*	*5,2*	*0,5*	*0,7*	*4,3*	*0,4*
3	0,8	2,2	0,3	*0,9*	*5,8*	*0,5*	*0,7*	*4,7*	*0,4*
5	1,3	3,6	0,5	*1,1*	*6,9*	*0,6*	*0,8*	*5,3*	*0,5*
10	2,5	7,0	1,0	1,5	9,3	0,8	1,1	6,6	0,6
15	*3,7*	*10,4*	*1,5*	1,8	11,3	1,0	1,2	7,8	0,7
20	*4,9*	*13,8*	*2,0*	2,1	13,1	1,2	1,4	8,8	0,8
50	*12,1*	*34,2*	*4,6*	3,5	22,2	2,0	2,2	14,0	1,3
70	*17,0*	*47,7*	*6,9*	4,6	29,7	2,7	2,9	18,3	1,6

Quelle: /IER 2012/

Die kursiv gesetzten grauen Werte stellen eher in der Praxis nicht stattfindende Alternativen dar.

[a] *Pappelhackschnitzel, Wassergehalt 55 %, 6,98 GJ/t, 356 kg/Srm*

[b] *Pappelhackschnitzel, Wassergehalt 35 %, 11,17 GJ/t, 160 kg/Srm*

[c] *Transportvolumen 30,8 m³, Nutzlast 12 t*

[d] *Transportvolumen 40 m³, Nutzlast 13 t*

[e] *Transportvolumen 80 m³, Nutzlast 23 t*

TAB. 5.12: BEREITSTELLUNGSKOSTEN VON PAPPELHACKSCHNITZELN AUS KUP (MITTLERER ERTRAG) FREI KONVERSIONSANLAGE MIT FREILAGERUNG (UNBEFESTIGTER BODEN), OHNE MWST.

		€$_{2012}$/t TM
Pacht, Gemein- und Festkosten[a] (siehe Tabelle 5.9)		40,0
Anlagekosten (siehe Tabelle 5.9)		31,5
Pflegekosten (siehe Tabelle 5.9)		16,3
Erntekosten (überbetrieblich) (siehe Tabelle 5.9)		23,3
Lagerungskosten (siehe Tabelle 5.10)[b]		42,2
Aufladen und Transport zur Feuerung[c]		13,6
Summe Kosten frei Feuerung	(€$_{2012}$/t TM)	167,0
	(€$_{2012}$/t FM)	108,6
	(€$_{2012}$/ha a)	1.319,6
	(€$_{2012}$/Srm)	26,7
	(€$_{2012}$/GJ)	9,7

Quelle: /IER 2012/

[a] *Mittlerer Ertrag von 10 t TM/(ha a)*
[b] *Lagerungsverluste von 21 % (Freilandlagerung). Bei Einlagerung Wassergehalt 55 %, Heizwert 6,98 GJ/t; bei Auslagerung Wassergehalt 35 %, Heizwert 11,17 GJ/t. Die angegebene Kosten von 13,3 €/t TM entsprechen 8,65€/t FM.*
[c] *Angenommene Transportdistanz Lager–Konversionsanlage 20 km*

5.3.4 Bereitstellungskosten für Getreidestroh

Stroh steht als Nebenprodukt der Getreideproduktion zu vergleichsweise günstigen Bedingungen zur Verfügung, da Pacht- und Gemeinkosten nicht dem Stroh, sondern dem Getreide als Hauptfrucht angelastet werden. Dies kann sich jedoch ändern, wenn Stroh vermehrt für die energetische Nutzung oder z. B. für die Einstreu nachgefragt wird (vgl. Konkurrenz zwischen stofflicher und energetischer Nutzung). Das Gleiche gilt für die Anbaukosten. Hier sind lediglich die Kosten für die durch das Stroh entzogenen Nährstoffe in Anrechnung zu bringen, wenn die Nährstoffe nicht über die Asche zurückgeführt werden können. Durch die Nutzung von Stroh als Brennstoff entstehen auch keine direkten Standort- und Fruchtfolgeansprüche, allerdings indirekte Auswirkungen auf die Produktion anderer Feldfrüchte. Wird Stroh, anstatt es zu bergen, als organischer Dünger auf dem Feld belassen, wirkt es positiv auf die Nährstoff- und Humusbilanz. Prinzipiell weisen Ackerböden allerdings bei derzeitigen Fruchtfolgen (viel Getreide- und Rapsanbau) einen Überschuss an organischer Substanz auf, wenn das Stroh im landwirtschaftlichen Kreislauf verbleibt. Deshalb können nach Untersuchungen in Mecklenburg-Vorpommern in viehhaltenden Betrieben bis zu 20 % und in Ackerbaubetrieben bis zu 55 % des Getreidestrohs energetisch genutzt werden, ohne die Humusbilanz zu beeinträchtigen /Boelcke 2003/. Den Anteil des energetisch nutzbaren Strohaufkommens geben unterschiedliche Institute auf Befragung mit 10 % bis 60 % an /IFEU 2008/ (siehe Tabelle 5.13). Es sollte aber eine fruchtfolge- und schlagspezifische Humusbilanzierung durchgeführt werden. Hier wird im Folgenden davon ausgegangen, dass nur so viel Stroh zur energetischen Nutzung entnommen wird, dass keine Verschlechterung der Humusbilanz zu erwarten ist, Folgekosten für Humusersatz z. B. über Gründüngung fallen deshalb nicht an.

Die Bereitstellungskosten frei Feldrand werden somit hauptsächlich von den Nährstoffersatzkosten und zusätzlich von den Strohbergekosten bestimmt.

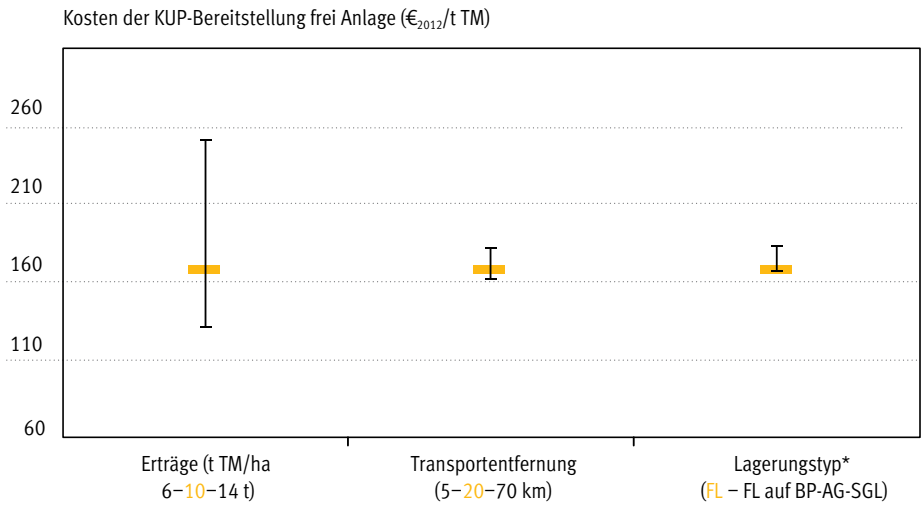
TAB. 5.13: ENERGETISCH NUTZBARER GETREIDESTROHANTEIL AM GESAMTEN DEUTSCHLANDWEITEN GETREIDESTROHAUFKOMMEN

Quelle	Energetisch nutzbare Strohmenge (Anteil am Gesamtstrohanfall)
/DBFZ 2011/	27–43 %
/IE 2008/	10–30 %
/IFEU 2008/	33 %
/Warsitza 2008/	37–60 %
/BE 2007/	25 %
/Simon 2006/	bis 35 %
/Boelcke 2003/	20–55 %

Nährstoffwert

Der Nährstoffwert des Strohs lässt sich aus dem durchschnittlichen Nährstoffgehalt des Strohs und den Kosten pro Kilogramm Reinnährstoff ermitteln. Der Nährstoffgehalt im Stroh hängt von der Getreideart, der Sorte, der Düngung, der Witterung und anderen Faktoren ab. Zur Berechnung werden hier die vollständigen Nährstoffersatzkosten herangezogen. Damit ergibt sich – bei einem angenommenen Ertrag von 4,4 t FM/ha (vgl. Abb. 5.11) – ein durchschnittlicher Nährstoffwert des Strohs über alle Getreidearten von 63,1 €/ha.

KOSTENVARIATIONEN – KUP-BEREITSTELLUNG



Quelle: /IER 2012/

Abb. 5.10: Kostenvariationen – KUP-Bereitstellung frei Konversionsanlage (Basisfall gelbe Wörter bzw. Zahlen siehe Tabelle 5.12)
** FL: Freilandlagerung, BP: Betonplatte, AG: Altgebäude, SGL: Schüttgutlager mit Betonplatte*

Ernte/Bergung

Zur Berechnung der Bergekosten wird ebenfalls ein Strohertrag von 5,2 t FM/ha und eine Schlaggröße von 5 ha angenommen. Die Arbeitsbreite des Mähdreschers wird ausreichend groß angenommen, sodass kein Schwaden des abgelegten Strohs auch beim Einsatz von Großpressen erforderlich ist. Die Kosten für das Quaderballenpressenverfahren liegen bei 20,3 €/t FM, 11 €/Ballen bzw. 103,5 €/ha /Peisker 2007/.

Für das Laden der Ballen auf dem Feld mit Frontlader und landwirtschaftlichem Anhänger werden 24,5 €/ha ermittelt. Die Kosten für den durchschnittlich drei Kilometer langen Transport zum Zwischenlager und für das Entladen der Ballen belaufen sich auf 30 €/ha. Die gesamten Bergekosten liegen somit bei 159,7 €/ha (siehe Tabelle 5.14).

Bereitstellungskosten frei Zwischenlager

Die Bereitstellungskosten frei Zwischenlager ergeben sich aus der Summe des Nährstoffwertes und der Strohbergekosten. In Tabelle 5.14 werden die Kostenelemente und die Bereitstellungskosten frei drei Kilometer entferntem Zwischenlager aufgezeigt. Tabelle 5.14 zeigt, dass die Strohbereitstellungskosten 223 €/ha, das entspricht ca. 4 €/GJ, betragen und hauptsächlich durch die Kosten für das Strohpressen bestimmt werden.

Lagerung

Strohballen können im Freien oder in Hallen gelagert werden. Bei der Freilandlagerung ist eine Abdeckung der Ballen mit einer Folie notwendig, um eine Befeuchtung der Ballen zu verhindern. Hier wird der Einsatz einer Silofolie angenommen, die jährlich ersetzt werden muss. Zusätzlich fallen Arbeitskosten für das Abdecken und Befestigen an. Für die Lagerung im Gebäude werden die Varianten Altgebäude und neue Halle betrachtet. Tabelle 5.15 zeigt außer den Kosten für die Lagerung auch eine monetäre Bewertung der Lagerverluste. Unterstellt wurden hier 8 Monate Lagerdauer mit monatlichen TM-Verlusten von 1 % bei Freilandlagerung unter Folie bzw. 0,25 % bei Hallenlagerung. Es zeigt sich, dass die Kosten der Freilandlagerung aufgrund der Lagerverluste in einer ähnlichen Größenordnung liegen wie bei Lagerung in Altgebäuden und dass die Lagerung in neu errichteten Hallen die teuerste Variante darstellt.

TAB. 5.14: BEREITSTELLUNGSKOSTEN VON STROH FREI ZWISCHENLAGER

Düngung (nur Nährstoffwert Stroh)	€2012/ha	63,1
Bergekosten		
Pressen	€2012/ha	105,6
Laden	€2012/ha	24,5
Transport zum Lager	€2012/ha	17,4
Entladen	€2012/ha	12,9
Summe Bereitstellungskosten	€2012/ha	223
	€2012/t FM	43,7
	€2012/t TM	50,3
	€2012/GJ	3,7

Quelle: /IER 2012/

Transportentfernung Feld–Zwischenlager 3 km. Wassergehalt 15 %, Heizwert 14,3 GJ/t

TAB. 5.15: KOSTEN DER STROHBALLENLAGERUNG

		Folienabdeckung	Altgebäude	Leichtbauhalle ohne Bodenplatte
Lagerbau- bzw. Folienkosten (inkl. Unterhalt und Versicherung)	€$_{2012}$/t TM	3,0	8,0[a]	13,2
Lagerverlustkosten	€$_{2012}$/t TM	4,5	1,1	1,1
Gesamte Lagerungskosten	**€$_{2012}$/t TM**	**7,5**	**9,1**	**14,3**
Trockenmasseverluste[b]	% TM	8,1	2	2

Quelle: /IER 2012/

[a] *nur Unterhalts- und Versicherungskosten*
[b] *Lagerungsdauer 8 Monate. 1 % TM-Verlust pro Monat für Folienabdeckung, 0,25 % für Gebäudelagerung*

Transport

Der Transport vom Zwischenlager zur Feuerungsanlage kann mit Lkw oder landwirtschaftlichen Transportfahrzeugen erfolgen. Entscheidend für die Transportkosten ist bei Ballen die Transportdichte, die für Stroh mit 150 kg/m³ angenommen wird. Die Kosten werden für einen landwirtschaftlichen Transport mit einem 83-kW-Schlepper und zwei Anhängern mit einer Ladekapazität von je 8 Quaderballen berechnet.

Das Beladen erfolgt mithilfe eines 83-kW-Schleppers und Frontladers. Die Kosten steigen deutlich mit steigender Transportentfernung von rund 8 €/t FM (5 km Transportentfernung) auf gut 75 €/t FM (70 km Transportentfernung) an (Tabelle 5.16).

Bereitstellungskosten frei Konversionsanlage

In Tabelle 5.17 werden die zuvor ermittelten Vollkosten für die Bereitstellung frei Zwischenlager, die Lagerung und den Transport zusammengestellt.

Für die getroffenen Annahmen und Berechnungsgrundlagen kann mit Bereitstellungskosten von rund 73 € je Tonne FM bzw. 5,7 € je GJ gerechnet werden.

Es werden jeweils die verfügbare Strohmenge je Hektar, Transportentfernungen und Lagertyp variiert (siehe Abb. 5.11). Die Analyse der Parametervariation zeigt, dass die Ertrags- und Lagertypvariationen keinen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse haben. Die Variation der Transportentfernung zwischen 5 und 70 km kann die Kosten gegenüber dem Basisfall von 20 km um rund 70 % erhöhen bzw. um rund 20 % senken.

TAB. 5.16: TRANSPORTKOSTEN FÜR WALDHACKSCHNITZEL

Transportentfernung km	Traktor + 2 Anhänger[a]		
	€$_{2012}$/Srm	€$_{2012}$/t FM	€$_{2012}$/GJ
3	5,7	6,7	0,4
5	7,8	9,1	0,5
10	13,0	15,2	0,9
15	18,1	21,4	1,2
20	23,3	27,4	1,6
50	54,5	64,1	3,8
70	75,2	88,5	5,3

Quelle: /IER 2012/

[a] *Beladen und Transport mit 83-kW-Schlepper. Ladekapazität 8 Quaderballen je Anhänger.*

5.3.5 Bereitstellungskosten für Miscanthus

Unter anderem aufgrund des Ertragspotenzials kann der Anbau von Miscanthus (Chinaschilf) als mehrjährige Energiepflanze in Zukunft eine Rolle spielen (vergleiche auch /Özdemir 2012/ und /König 2009/). Deshalb werden im Folgenden die Bereitstellungskosten von Miscanthus dargestellt.

Als Grundlage für die Berechnung der Kosten wird von einem durchschnittlichen Ertrag für die verschiedenen Ertragsklassen von 9,6, 14,4 und 20,0 t TM pro Hektar und Jahr bei einer Gesamtnutzungsdauer von 15 Jahren ausgegangen /KTBL 2006/. Dies berücksichtigt, dass im Jahr der Pflanzung der Ertrag noch zu niedrig ist, um eine rentable Ernte durchführen zu können. Bis zur vollständigen Bestandsetablierung kann es noch in den folgenden Jahren zu niedrigeren Erträgen kommen. Deshalb wird für die Kalkulation von durchschnittlichen Erträgen von 14,4 t TM/(ha a) (mittlere Ertragsklasse) ausgegangen.

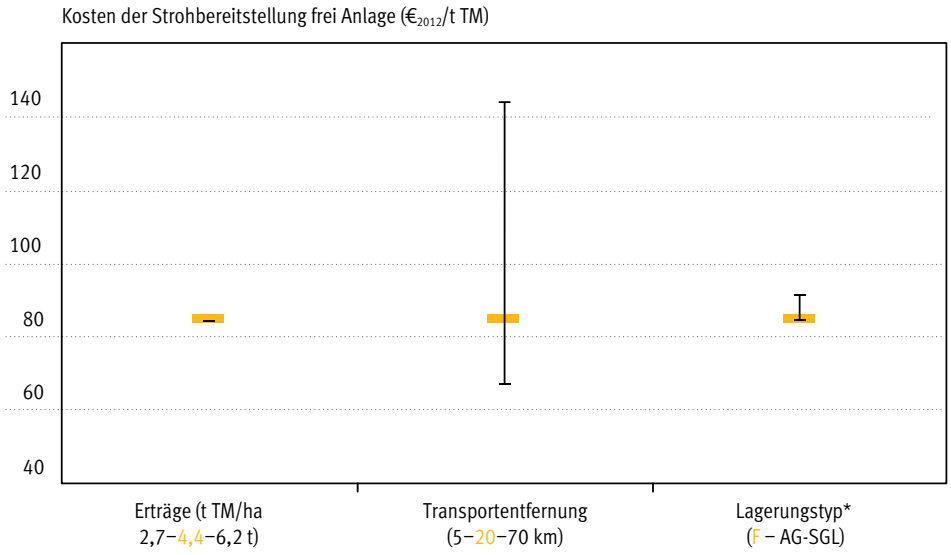
Anbau und Pflege (inkl. Umbruch)

Bei Miscanthus fallen zunächst für die Anlage einer Plantage relativ hohe Kosten an (Tabelle 5.18). Die Anlage umfasst die Bodenvorbereitung, Pflanzungs-, Pflanzkosten, Schröpfschnitt (statt Ernte im ersten Jahr) sowie die Umbruchkosten (nach 15-jähriger Nutzungsdauer, dreifaches Mähen). Im folgenden Beispiel werden die Pflanzgutkosten mit 0,18 €/Stück angenommen /KTBL 2006/. Die Pflanzung wird mit einer 4-reihigen Miscanthusanbaupflanzmaschine (mit 5 Arbeitskräften) durchgeführt. Hierbei fallen Kosten in Höhe von 422,6 €/ha an. Die Kosten für die Bodenvorbereitung enthalten die Maschinen- und Lohnkosten für Stoppelbearbeitung mit Egge und Pflug. Sie betragen 186,5 €/ha. Weiter fallen Kosten von 52,8 €/ha für den Schröpfschnitt im ersten Jahr an. Die Pflanzgutkosten machen dabei etwa 70 % der Anlagekosten aus.

Nach Beendigung der Anlagenutzungsdauer wird zur Rekultivierung das mehrmalige Mähen der Fläche (hier 3-mal angenommen) und Herausgrubbern der Rhizome vor dem Winter anstelle des Einsatzes eines Totalherbizides angenommen /KTBL 2006/. Die Kosten betragen 164,8 €/ha (siehe Tabelle 5.19).

Die Anlagekosten und die Rekultivierungskosten fallen einmalig im Laufe der 15-jährigen Nutzungsdauer der Miscanthusplantage an. Um die durchschnittlich pro Jahr anfallenden

KOSTENVARIATIONEN – STROHBEREITSTELLUNG



Quelle: /IER 2012/

Abb. 5.11: Kostenvariationen – Strohbereitstellung (Basisfall gelbe Wörter bzw. Zahlen siehe Tabelle 5.17)
** F: Folienabdeckung, AG: Altgebäude, SGL: Schüttgutlager mit Betonplatte*

TAB. 5.17: BRENNSTOFFKOSTEN VON GETREIDESTROH FREI FEUERUNGSANLAGE (OHNE MWST.)

	€2012/t FM	€2012/t TM	€2012/GJ
Düngung (nur Nährstoffwert)	12,4	14,2	0,9
Ernte und Bergung	25,5	29,4	1,8
Transport zum Lager und Einlagerung	5,8	6,7	0,4
Lagerung (Folienabdeckung)	6,4	7,5	0,4
Aufladen und Transport zur Feuerungsanlage	23,3	27,4	1,6
Summe Kosten frei Feuerung	73,4	85,2	5,7

Quelle: /IER 2012/

Wassergehalt 15 %, Heizwert 14,3 GJ/t (4,0 kWh/kg)
Transportentfernung zur Feuerungsanlage 20 km; einschließlich Lagerverlusten

TAB. 5.18: ANLAGEKOSTEN FÜR EINE MISCANTHUSPLANTAGE (INKL. REKULTIVIERUNG)

Bodenvorbereitung	€2012/ha	186,5
Pflanzgutkosten (10.000 Stück à 0,18 €/Rhizom-Stück)	€2012/ha	1.765,6
Pflanzkosten	€2012/ha	422,6
Schröpfschnitt statt Ernte im 1. Jahr	€2012/ha	52,8
Umbruchkosten (nach 15-jähriger Nutzungsdauer, 3-faches Mähen)	€2012/ha	164,8

Quelle: /IER 2012/

TAB. 5.19: BEREITSTELLUNGSKOSTEN VON MISCANTHUSBALLEN FREI FELDRAND

Ertragsklasse		Niedrig	Mittel	Hoch
Ertrag	t TM/(ha a)	9,6	14,4	20,0
Fixkosten	€$_{2012}$/(ha a)	400	400	400
Anlagekosten (inkl. Rekultivierung)[a]	€$_{2012}$/(ha a)	233	233	233
Pflegekosten	€$_{2012}$/(ha a)	214	295	391
Erntekosten	€$_{2012}$/(ha a)	435	621	838
Bereitstellungskosten	€$_{2012}$/(ha a)	1.282	1.550	1.862
	€$_{2012}$/t FM	111	90	78
	€$_{2012}$/t TM	131	106	91
	€$_{2012}$/GJ	7,9	6,4	5,5

Quelle: /IER 2012/

[a] *4 % Zinssatz, 15 Jahre Nutzungsdauer, Wassergehalt 20 %, Heizwert 13,6 GJ/t FM*

Anlagekosten zu ermitteln, werden die in den einzelnen Jahren anfallenden Kosten auf den Anfangszeitpunkt diskontiert und die Summe der diskontierten Kosten auf die Nutzungsdauer von 15 Jahren (inkl. Anpflanzjahr) mithilfe der Annuitätenmethode gleichmäßig verteilt (Tabelle 5.19).

Die Pflegekosten beschränken sich im Wesentlichen auf Dünge- und Pflanzenschutzmaßnahmen. Die Düngung erfolgt nach Nährstoffentzug entsprechend Kapitel 5.3.1 (Datenbasis und Grundannahmen). Im ersten Standjahr wird zur Unterdrückung des Unkrauts dreimal mechanisch gestriegelt und im zweiten Jahr ein einmaliger chemischer Pflanzenschutz durchgeführt. Umgerechnet ergeben sich über die gesamte Lebensdauer jährliche Pflegekosten bei einem mittleren Ertrag von 295 €/(ha a) (Tabelle 5.19).

Ernte

Für die Ernte kommen prinzipiell zwei Verfahren in Betracht: Mähen und zusätzlich Pressen mit speziellen Ballenpressen oder Häckseln mit einem Maishäcksler. Da das Häckselgut jedoch eine sehr geringe Schüttdichte aufweist, kommt es in der Folge bei Transporten sowie Ein- und Auslagerungsprozessen zu sehr niedrigen Leistungen, die mit sehr hohen Kosten verbunden sind. Deshalb wird diese Linie im Folgenden nicht betrachtet und der Fokus auf die Ballenlinie gelegt.

Hier wird für die Ernte angenommen, dass ein selbstfahrender Schwadmäher und eine Quaderballenpresse eingesetzt werden. Die Ballen werden anschließend mit landwirtschaftlichen Gespannen zum Zwischenlager transportiert und mit dem Frontlader eingelagert. Je nach Ertrag liegen die Erntekosten zwischen 435 und 838 €/(ha a) (für Basisfall 621 €/(ha a)) und haben damit den größten Anteil an den Bereitstellungskosten (Tabelle 5.19). Insgesamt belaufen sich die Bereitstellungskosten in der niedrigen Ertragsklasse (9,6 t/(ha a)) auf 1.282 €/(ha a). Dies entspricht 111 €/t FM. Bei einem mittleren Ertrag von 14,4 t/(ha a) fallen Bereitstellungskosten von 1.550 €/(ha a) bzw. 90 €/t FM an, bei einem hohen Ertrag von 20 t/(ha a) betragen diese 1.862 €/(ha a) bzw. 78 €/t FM.

Lagerung

Für Miscanthusballen bestehen bei der Lagerung höhere Risiken als bei anderen Halmgütern. Durch die Ernte im Spätwinter ist mit größeren Witterungsunsicherheiten mit der Gefahr erhöhter Wassergehalte zu rechnen. Hier werden zwei Varianten betrachtet: Einlagerung in Altgebäuden oder Leichtbauhallen (Neubau) mit einer Lagerdauer von durchschnittlich zwei Monaten. Für den Fall, dass der Brennstoff im folgenden Winterhalbjahr benötigt wird, würde sich die Lagerdauer auf bis zu acht Monate erhöhen. Nähere Angaben zu den Grundannahmen der Lage-

TAB. 5.20: KOSTEN DER STROHBALLENLAGERUNG

		Altgebäude	Leichtbauhalle ohne Bodenplatte (Neubau)
Abladen und Lagerbeschickung	€$_{2012}$/t TM	3,1	3,1
Lagerbaukosten (inkl. Unterhalt und Versicherung)	€$_{2012}$/t TM	8,5[a]	13,9
Lagerverlustkosten	€$_{2012}$/t TM	1,6	1,6
Gesamte Lagerungskosten	**€$_{2012}$/t TM**	**13,2**	**18,6**
Trockenmasseverluste[b]	% TM	1,5	1,5

Quelle: /IER 2012/

[a] *nur Unterhalts- und Versicherungskosten*
[b] *0,75 % Trockenmasseverlust pro Monat. Mittlere Lagerdauer 2 Monate*

TAB. 5.21: AUFLADE- UND TRANSPORTKOSTEN FÜR MISCANTHUS-QUADERBALLEN

Transportentfernung km	Traktor + 2 Anhänger[a]		
	€$_{2012}$/Srm	€$_{2012}$/t FM	€$_{2012}$/GJ
5	7,9	9,6	0,6
10	13,2	16,1	0,9
15	18,5	22,6	1,3
20	23,8	29,0	1,7
50	55,5	67,7	4,0
70	76,8	93,6	5,5

Quelle: /Hartmann 2002/ und eigene Berechnungen

[a] *Transportvolumen 30,8 m³, Nutzlast 12 t, Wassergehalt 18 %, Heizwert 13,6 GJ/t*

rungstechnik finden sich in Kapitel 5.3.1. Tabelle 5.20 zeigt die Ergebnisse der verschiedenen Varianten. Die Kosten betragen im Altgebäude knapp 13,2 €/t TM und in der Leichtbauhalle (Neubau) 18,6 €/t TM.

Transport

Die Kosten wurden wie für Stroh berechnet für einen landwirtschaftlichen Transport mit zwei Anhängern (je 8 Quaderballen). Das Beladen der Transportmittel erfolgt in beiden Fällen mithilfe eines 83-kW-Schleppers und Frontladers.

Die Kostenaufstellung in Tabelle 5.21 zeigt, dass der Transport der Miscanthusballen mit landwirtschaftlichen Transportmitteln zwischen 9,6 und 93,6 €/t TM kostet. Bei einer Transportdistanz von 20 km können Miscanthusballen für 29,0 €/t TM mit Traktor und Anhänger befördert werden.

Bereitstellungskosten frei Konversionsanlage

In Tabelle 5.22 werden die zuvor ermittelten Vollkosten für die Bereitstellung frei Feldrand, die Lagerung und den Transport zusammengefasst. Die Transportkosten zur Feuerungsanlage werden für eine Transportentfernung von 20 km berechnet. Für die getroffenen Annahmen und Berechnungsgrundlagen kann bei einem mittleren Ertrag mit Bereitstellungskosten von 122,1 € je Tonne Frischmasse bzw. 8,7 € je GJ gerechnet werden.

Ergänzend werden die Erträge, Transportentfernungen und Lagertypen variiert (Abb. 5.12). Die Analyse der Parametervariation zeigt, dass die Lagertypvariation keinen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse hat. Die Variation der Transportentfernung zwischen 5 und 70 km hingegen kann die Ergebnisse deutlich zwischen +43 % und −13 % ändern (gegenüber 20 km). Zudem variieren die Bereitstellungskosten zwischen +15 % und −8 %, wenn die Erträge zwischen 9,6 (niedriger Ertrag) und 20 t/ha (hoher Ertrag) sich ändern.

5.3.6 Bereitstellungskosten für Landschaftspflegematerial

Die Zusammensetzung des Landschaftspflegematerials ist sehr verschiedenartig. Es kann aus den unterschiedlichsten Quellen (Uferrand, Straßenränder, Knicks etc.) stammen. Für Landschaftspflegematerial differieren die Kosten für die Bereitstellung frei Konversionsanlage v. a. in Abhängigkeit vom Standort und der eingesetzten Bergungs- und Aufbereitungstechnik (Abb. 5.13). Auch besteht bei einer energetischen Nutzung die Möglichkeit, dass dem Heizwerk solches Material preiswert oder sogar kostenfrei zur Verfügung gestellt wird, da andernfalls die Entsorgung des Grüngutes z. B. über Kompostierung bezahlt werden müsste. Aufgrund dieser Unsicherheiten wird hier nur eine Bandbreite der Bereitstellungskosten für Landschaftspflegematerial aus der Literatur gegeben (Abb. 5.13). Für holzartiges Landschaftspflegematerial (TM 60 bis 80 %) liegen die Be-

TAB. 5.22: BEREITSTELLUNGSKOSTEN VON MISCANTHUS FREI KONVERSIONSANLAGE (OHNE MWST.)

		€$_{2012}$/t TM
Pacht, Gemein- und Festkosten[a]		27,8
Anlagekosten		16,2
Pflegekosten		20,5
Ernte- und Bergungskosten		38,0
Transport zum Lager[b] und Einlagerung		7,3
Lagerkosten exkl. Lagerungsverluste[c]		8,5
Lagerverlustkosten		1,6
Aufladen und Transport zur Feuerung[d]		29,0
Summe Kosten frei Feuerung	(€$_{2012}$/t TM)	148,9
	(€$_{2012}$/t FM)	122,1
	(€$_{2012}$/ha a)	2.083,3
	(€$_{2012}$/GJ)	8,7

Quelle: /IER 2012/

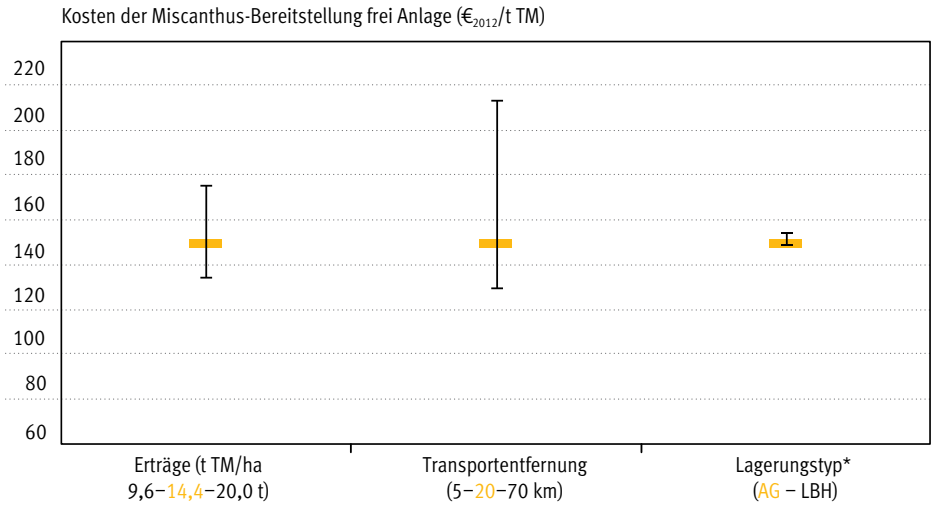
[a] *Mittlerer Ertrag von 14,4 t TM/(ha a)*

[b] *Angenommene Transportdistanz Feld-–ager 3 km*

[c] *Altgebäudelagerung: Lagerungsverluste von 1,5 % (2 Monate Lagerung). Bei Einlagerung Wassergehalt 20 %; bei Auslagerung Wassergehalt 18 %, Heizwert 14,0 MJ/kg*

[d] *Angenommene Transportdistanz Lager–Endverbraucher 20 km*

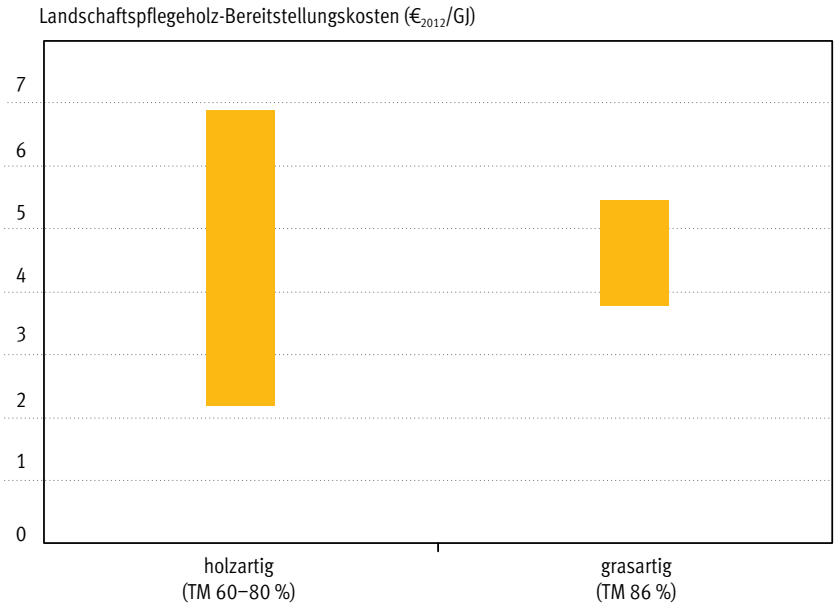
KOSTENVARIATIONEN – MISCANTHUS-BEREITSTELLUNG



Quelle: /IER 2012/

Abb. 5.12: Kostenvariationen – Miscanthus-Bereitstellung (Basisfall gelbe Wörter bzw. Zahlen siehe Tabelle 5.22)
** AG: Altgebäude, LBH: Leichtbauhalle ohne Betonplatte (Neubau)*

BEREITSTELLUNGSKOSTEN FÜR LANDSCHAFTSPFLEGEMATERIAL



Quelle: /CARMEN 2008/, /CARMEN 2011/, /ITAS 2005/

Abb. 5.13: Bandbreite der Bereitstellungskosten für Landschaftspflegematerial

reitstellungskosten zwischen 2,2 und 6,9 €/GJ. Die Bandbreite der Bereitstellungskosten für grasartiges Landschaftspflegematerial (TM 86 %) ist etwas geringer und bewegt sich zwischen 3,8 und 5,5 €/GJ. Die Kosten für Landschaftspflegematerial sind daher von Fall zu Fall zu bestimmen, da eine pauschale Kostenberechnung schwierig ist.

5.3.7 Vergleich der Bereitstellungskosten verschiedener biogener Festbrennstoffe

In diesem Kapitel werden die zuvor ermittelten Bereitstellungskosten der betrachteten Brennstoffe frei Konversionsanlage zusammengeführt (Abb. 5.14). In der Abbildung werden jeweils die niedrigsten und höchsten Bereitstellungskosten für jeden Biobrennstoff aufgezeichnet (basierend auf Abb. 5.9, Abb. 5.10, Abb. 5.11, Abb. 5.12, Abb. 5.13), um eine Bandbreite der möglichen Brennstoffkosten zu zeigen. Die Brennstoffkosten liegen insgesamt zwischen 2,3 und 14,6 €/GJ bzw. zwischen 0,8 und 5,1 ct/kWh.

Aus Abbildung 5.14 wird ersichtlich, dass die höchsten Brennstoffbereitstellungskosten bei Kurzumtriebsplantagen sowie der Bereitstellung von Miscanthusballen anfallen. Die Rückstände bzw. Nebenprodukte wie Waldhackschnitzel und Stroh haben deutlich niedrigere Bereitstellungskosten. Die Kosten für Landschaftspflegematerial sind niedrig im Vergleich zu anderen, was aber situationsabhängig ist.

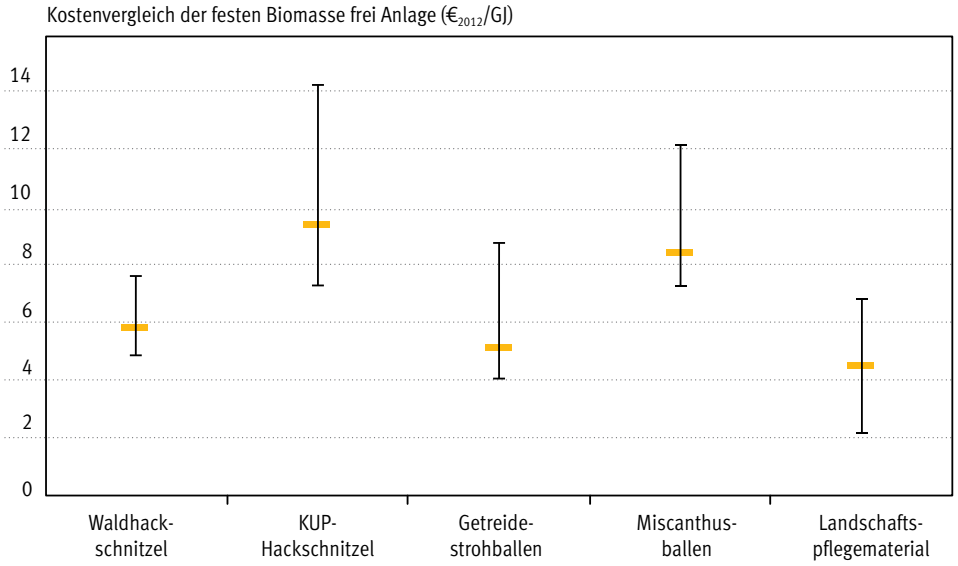
5.4 Entwicklung der Brennstoffpreise seit 2001

Die historischen Preise für biogene Festbrennstoffe und Heizöl sind in der Abbildung 5.15 dargestellt. Dabei ist allerdings zu beachten, dass die Produkte, die alternativ genutzt werden können (z. B. Stroh, Hackschnitzel und Getreide), sich nicht nur am Brennstoffmarkt orientieren.

Es wird ersichtlich, dass die Preise für alle Brennstoffe in den letzten Jahren gestiegen sind. Gründe hierfür sind u. a. eine verstärkte Energienachfrage und die Inflation. Die Preise für Heizöl liegen dabei immer im oberen Bereich der Bandbreite aller hier dargestellten Energieträger. Auch waren die Heizölpreise in den letzten Jahren durch eine hohe Volatilität geprägt. Unter den Bioenergieträgern zeigen v. a. Getreidekörner, die auf dem internationalen Markt konkurrieren, deutliche Preisschwankungen über die Jahre hinweg. Holzbrennstoffe (Hackschnitzel, Pellets und Scheitholz) sind demgegenüber durch geringere Preisschwankungen gekennzeichnet. Die (vor allem kurzfristigen) Heizölpreisänderungen haben momentan noch keinen direkten Einfluss auf die Preise von Hackschnitzeln, Pellets und Scheitholz. Für Stroh liegen offizielle Preisangaben erst seit 2010 vor. Damit kann noch keine Aussage bezüglich der Preistendenzen getroffen werden.

Für manche Brennstoffe können noch keine Preise angegeben werden, für andere nur in eingeschränktem Maß. Bisher besteht beispielsweise noch kein Markt für Miscanthusballen oder Hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen, da sich diese

BRENNSTOFFBEREITSTELLUNGSKOSTEN DER BETRACHTETEN BIOGENEN FESTBRENNSTOFFE



Quelle: /IER 2012/

Abb. 5.14: Brennstoffbereitstellungskosten frei Anlage (gesamte Bandbreite) der betrachteten biogenen Festbrennstoffe

nachwachsenden Rohstoffe derzeit noch in der Versuchsphase befinden und bisher nur in sehr kleinem Umfang angebaut werden. Allerdings kann man davon ausgehen, dass die Marktpreise für Kurzumtriebsplantagen bzw. Miscanthus sehr ähnlich (wenn nicht gleich) wie die für Hackschnitzel bzw. Stroh sein sollten. Es ist ebenfalls sehr schwierig, Preise für Landschaftspflegeheu anzugeben. Falls es sich um ein Entsorgungsproblem handelt, ist es sogar möglich, dass für die Abnahme des Materials bezahlt werden muss /Hartmann und Madeker 1997/.

Der Vergleich zwischen den Kosten (Abb. 5.14) und Preisen (Abb. 5.15) der Bioenergieträger zeigt, dass die Kosten für die Bereitstellung von Waldhackschnitzeln derzeit in der Größenordnung bzw. etwas unterhalb des allgemeinen Preisniveaus liegen. Für KUP dagegen sind die Bereitstellungskosten höher als die Hackschnitzelpreise.

5.5 Einnahmen des laufenden Betriebes und Förderungen

Die Einnahmen des laufenden Betriebes eines Heiz(kraft)werkes umfassen Erlöse aus der Wärme- bzw. Kälte- und/oder Stromabgabe. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, Zuschüsse bzw. zinsgünstige Darlehen über Förderprogramme zu beziehen. Eine ausführliche Beschreibung der Fördermöglichkeiten für energetische Biomassenutzung sind dem Dachleitfaden und Kapitel 6.1.2 zu entnehmen. Daher beschränken sich die folgenden Ausführungen auf die Wärme- bzw. Stromerlöse.

Wärmeabgabe an Dritte

Bei Abgabe der in Heiz(kraft)werken erzeugten Wärme an Dritte (z. B. bei Nahwärmesystemen auf der Basis von Biomasse) orientieren sich die erzielbaren Erlöse grundsätzlich an den Kosten der dezentralen Erzeugung von Wärme (Investitions- und Betriebskosten). So müssen die Wärmepreise konkurrenzfähig sein zu den Kosten, die den Wärmeabnehmern im Falle einer Eigenwärmebedarfsdeckung anfallen. Diese sind für den individuellen Fall auf der Grundlage der abnehmerspezifischen Randbedingungen zu ermitteln. Bedingt durch die Konkurrenzsituation und die gegebenen Bedingungen vor Ort können die erzielbaren Preise stark variieren. Als Richtwert kann der anlegbare Fernwärmeerzeugungspreis (3,7–9,7 ct/kWh) zugrunde gelegt werden /Blesl et al. 2008/. Es kann von einem durchschnittlichen Wärmeerzeugungspreis von ca. 5 ct/kWh ausgegangen werden. In dem Preis sind die Kosten für Over-Head, Vertrieb, Wärmemesskosten sowie Verteilung und Hausanschlusskosten nicht enthalten.

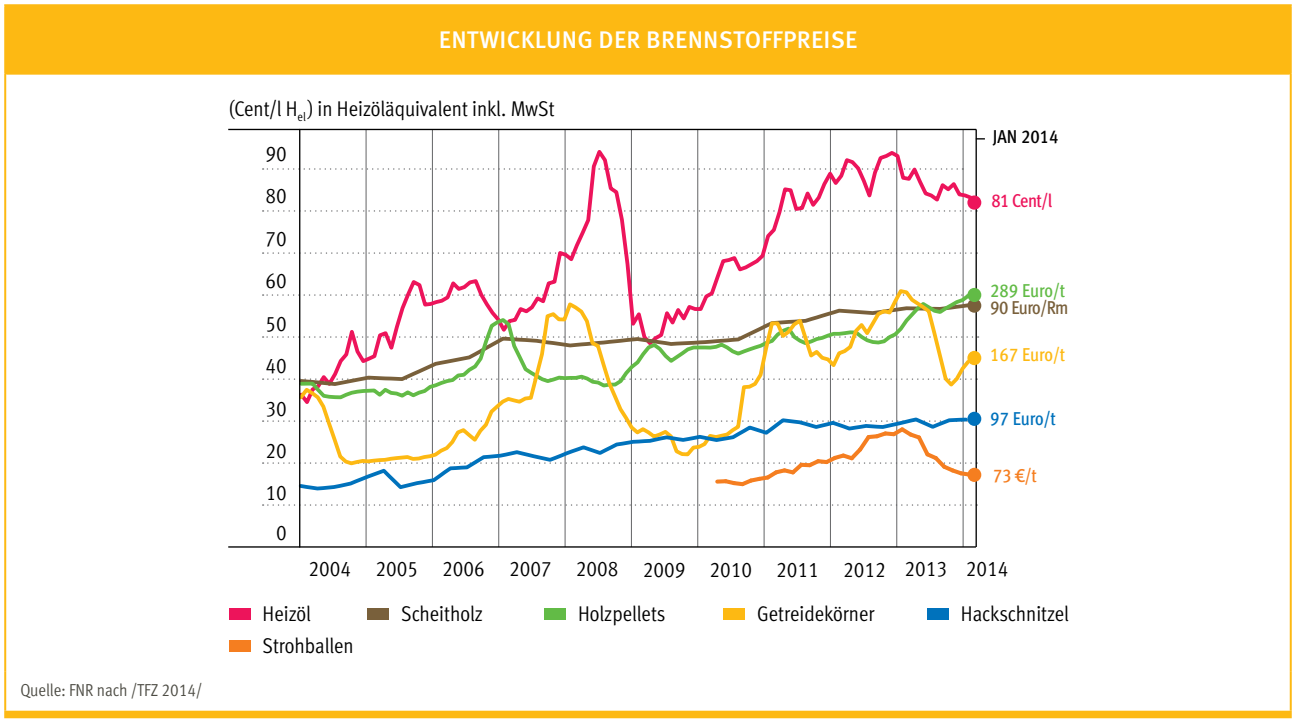


Abb. 5.15: Entwicklung der Brennstoffpreise für marktreife biogene Festbrennstoffe und Heizöl (inkl. Anlieferung und MwSt.)

Stromabgabe an Dritte
Wenn elektrische Energie erzeugt wird, beispielsweise in KWK-Anlagen, wird diese bislang im Regelfall in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). In Kapitel 4 sind die Vergütungssätze für eingespeisten Strom aus Biomasse gemäß EEG 2012 aufgeführt. Der Eigenverbrauch von Strom wird nur bei Fotovoltaikanlagen durch das EEG gefördert.

5.6 Ermittlung der Energieerzeugungskosten anhand von Beispielen

Zur Veranschaulichung der Ermittlung von Energieerzeugungskosten werden nachfolgend Beispielrechnungen für ein Heizwerk und ein Heizkraftwerk vorgestellt (siehe Tabelle 5.23). Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Energieerzeugungskosten ist in Kapitel 6.2.2 dokumentiert. Die Eingangsdaten sind aus Kapitel 5.1 bis 5.3 entnommen. Nachfolgend werden zunächst die Anlagendimensionierung und die getroffenen Annahmen vorgestellt. Anschließend werden die Ergebnisse präsentiert und diskutiert.

Beispiel 1: Heizwerk mit 800 kW Hackschnitzelkessel und Erdgasspitzenlastkessel
Es wurden folgende Grundannahmen für die Wärmebereitstellung der Beispielanlage 1 getroffen:
- Komplettes Heizwerk zur Grundlastabdeckung auf vorhandenem Grundstück mit 800-kW-Biomasse-Heißwasserkessel mit einem Nutzungsgrad von 85 % (mit zugehöriger Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik (MSR) sowie Multizyklon, errichtet in neu erstelltem Heizraum).
- Zur Abdeckung der Spitzenlast wird ein Erdgaskessel mit einer Feuerungswärmeleistung von 2 × 600 kW mit einem Nutzungsgrad von 90 % eingesetzt.

Es wurden folgende Grundannahmen für die Wärmeverteilung der Beispielanlage 1 getroffen:
- Nahwärmenetz im Gebäudebestand,
- 50 Wärmeabnehmer mit durchschnittlich 15 kW (1- bis 2-Familien-Haus) Anschlussleistung und einem jährlichen Wärmebedarf von 22,5 MWh pro Haushalt,
- 2 Industrieabnehmer mit je 250 kW Anschlussleistung und einem jährlichen Wärmebedarf von 1.438 MWh pro Unternehmen,
- Haupttrassenlänge 2.500 m mit 125 mm Durchmesser,
- Unterverteilunglänge 650 m mit 65 mm Durchmesser,
- Gleichzeitigkeitsfaktor: 0,9,
- Verluste im Wärmenetz: 10 %.

Beispiel 2: Hackschnitzelkessel mit ORC (1 MW_{el}) und Erdgasspitzenlastkessel
Es wurden folgende Grundannahmen für die Wärmebereitstellung der Beispielanlage 2 getroffen:
- Komplettes Heizkraftwerk zur Grundlastabdeckung auf vorhandenem Grundstück mit einer Thermoölleistung von ca. 6,7 MW. Diese wird über einen Biomassekessel mit einem Nutzungsgrad von 88 % bereitgestellt.
- Die wärmegeführte ORC-Anlage liefert mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 15 % bzw. einem thermischen von 80 % 1 MW elektrische und 5,4 MW thermische Energie, die in einem Wärmenetz genutzt werden kann.
- Zur Abdeckung der Spitzenlast werden drei Erdgaskessel mit einer Leistung von je 3,3 MW eingesetzt.

Es wurden folgende Grundannahmen für die Wärmeverteilung der Beispielanlage 2 getroffen:
- Nahwärmenetz im Gebäudebestand,
- 500 Wärmeabnehmer mit durchschnittlich 15 kW (1- bis 2-Familien-Haus) Anschlussleistung und einem jährlichen Wärmebedarf von 22,5 MWh pro Haushalt,
- 2 Industrieabnehmer mit je 800 kW Anschlussleistung und einem jährlichen Gesamtwärmebedarf von 12.800 MWh,
- Haupttrassenlänge 10 km mit 200 mm Durchmesser,
- Unterverteilunglänge 5,6 km mit 65 mm Durchmesser,
- Gleichzeitigkeitsfaktor: 0,9,
- Verluste im Wärmenetz: 10 %.

Die spezifischen Wärmeerzeugungskosten wurden mit der Annuitätenmethode ohne Wärmeverteilung berechnet. Bei der Beispielanlage 2 wurden die Erlöse durch den Stromverkauf (EEG-Vergütung) in Höhe von 18,76 ct/kWh_{el} als Gutschriften berechnet.

Die spezifischen Erzeugungskosten für das 800-kW_{th}-Heizwerk betragen 5,35 ct/kWh_{th}, bei der ORC-Anlage betragen die Wärmeerzeugungskosten 4,37 ct/kWh_{th}. Die spezifischen Kosten der ORC-Anlage ohne EEG-Einspeisevergütung belaufen sich auf 7,53 ct/kWh_{th}. Es wird deutlich, dass die spezifischen Wärmeerzeugungskosten der ORC-Anlage nur dann unter denen des Heizwerks liegen, wenn die EEG-Vergütung betrachtet wird.

Bei beiden Anlagen machen die Biomassekosten den größten Anteil an den Energieerzeugungskosten (ca. 50 %) aus. Somit werden die Energieerzeugungskosten dieser Anlagen durch Änderungen der Biomassekosten am meisten beeinflusst.

Die Investitionskosten machen bei dem Heizwerk einen viel geringeren Anteil (10 %) an den spezifischen Wärmeerzeugungskosten als bei der ORC-Anlage (28 %) aus. Dies ist auf die relativ hohen ORC-Modulkosten zurückzuführen (ca. 1.750 €/kW). Die Gesamtinvestitionskosten der ORC-Anlage belaufen sich auf 7,5 Mio. €, die des Heizwerks betragen 0,3 Mio. €.

Für den wirtschaftlichen Betrieb einer Bioenergieanlage ist es wichtig, dass ein hoher Anteil der erzeugten Wärme abgesetzt werden kann. Sollte der Wärmeabsatz geringer sein (z. B. geringer Anteil an Industrieabnehmern etc.), steigen die spezifischen Wärmeerzeugungskosten insbesondere der ORC-Anlage deutlich an.

Die in Tabelle 5.23 aufgelisteten Werte beinhalten jeweils keine Kosten für die Wärmeverteilung, da diese weniger von den oben genannten Anlagendaten bestimmt werden, sondern vielmehr von den individuellen Bedingungen vor Ort abhängen (z. B. Anzahl Wärmeabnehmer, Dichte der Bebauung, Verlegung der Wärmetrasse auf befestigtem oder nicht befestigtem Grund etc.). So können beispielsweise im Falle der Deckung des Wärmebedarfs lediglich eines Abnehmers die Kosten für die Wärmeverteilung vernachlässigbar gering sein, während bei Nahwärmesystemen zur Versorgung Dritter häufig beträchtliche Kosten für das Wärmenetz anfallen.

TAB. 5.23: BEISPIELHAFTE BIOENERGIEANLAGEN UND ERMITTLUNG DER WÄRMEBEREITSTELLUNGSKOSTEN (OHNE WÄRMEVERTEILUNG)

	Einheit	Beispiel 1 (800-kW_{th}-Heizwerk)	Beispiel 2 (1-MW_{el}-ORC-Anlage)
Basisdaten:			
Biomassekesselleistung	MW	0,8	6,7
Erdgaskesselleistung	MW	2 × 0,6	3 × 3,3
ORC-Modul (Wärmeleistung)	MW	–	5,4
ORC-Modul (elektrische Leistung)	MW	–	1
Erzeugte jährliche Wärmemenge	MWh/a	4.000	26.700
davon Biomassekessel bzw. ORC	MWh/a	3.200	24.000
davon Erdgaskessel	MWh/a	800	2.700
Jährlicher Brennstoffbedarf	MWh/a	4.654	37.170
davon Biomasse	MWh/a	3.765	34.200
davon Erdgas	MWh/a	889	2.970
Volllaststunden (Biomassekessel/ORC)	h/a	4.000	4.500
Volllaststunden (Erdgaskessel)	h/a	670	715
Brutto-Investitionskosten	1.000 $€_{2012}$	293,9	7.733,50
davon Biomassekessel	1.000 $€_{2012}$	114,6	2.166,50
davon ORC	1.000 $€_{2012}$	–	1.740,50
davon Gaskessel (Spitzenlast)	1.000 $€_{2012}$	61,7	346,5
davon Bautechnik	1.000 $€_{2012}$	73,5	1.933,40
davon Elektro- u. Leittechnik	1.000 $€_{2012}$	14,7	773,4
davon Sonstige	1.000 $€_{2012}$	29,4	773,4
Gesamte jährliche Kosten:			
Ohne EEG-Förderung	1.000 $€_{2012}$/a	214,1	2.012,70
Mit EEG-Förderung	1.000 $€_{2012}$/a	214,1	1.166,70
davon jährliche Kapitalkosten[a]	1.000 $€_{2012}$/a	21,6	569
davon Biomassekosten[b]	1.000 $€_{2012}$/a	109,6	994,3
davon Erdgaskosten[c]	1.000 $€_{2012}$/a	62,2	207,8
davon Personalkosten	1.000 $€_{2012}$/a	12,1	32,5
davon Wartungskosten	1.000 $€_{2012}$/a	4,8	123,7
davon Ascheentsorgungskosten	1.000 $€_{2012}$/a	0,9	7,9
davon Sonstige[d]	1.000 $€_{2012}$/a	2,9	77,3
davon Gutschrift für Strom[e]	1.000 $€_{2012}$/a	–	–845,9
Spez. Wärmeerzeugungskosten[f]	ct/kWh	5,35	4,37

Quelle: /IER 2012/

[a] *Investitionskosten multipliziert mit Annuitätenfaktor (realer Zinssatz 4 % und Lebensdauer 20 Jahre)*
[b] *Biomassepreise mit 8,1 €/GJ (29,1 €/MWh) (siehe Kapitel 5.4)*
[c] *Erdgaspreise mit 19,4 €/GJ (70,0 €/MWh) /CARMEN 2012/*
[d] *Versicherungen, Betriebsmittel etc.*
[e] *Stromvergütung 18,76 ct/kWh (siehe Kapitel 4.3.1 für weitere Informationen)*
[f] *spezifische Wärmeerzeugungskosten ohne Wärmeverteilung (inkl. Stromgutschrift bei Beispiel 2)*

TAB. 5.24: TYPISCHE WERTE FÜR DIE GESAMTEN INVESTITIONSKOSTEN VON BEISPIELHAFTEN NAHWÄRMENETZEN (GEBÄUDEBESTAND, ASPHALTIERT)

	Anschluss-leistung (kW)	Anzahl Wärmeab-nehmer	Länge (m)	Durchmes-ser (mm)	Wärmeübergabe-stationkosten ohne Anschluss ($€_{2012}$/kW)	Spezifische Kosten ($€_{2012}$/m)	Gesamtkosten ($€_{2012}$)
Beispiel 1 (800 kW_{th})							
Haupttrasse			2.500	125		565	1.412.312
Unterverteilung			650	65		399	259.361
Anschluss Haushalt	15	50			67		50.099
Anschluss Industrie	250	2			34		17.050
Summe							1.738.822
Beispiel 2 (ORC 1 MW_{el})							
Haupttrasse			10.000	200		823	8.232.362
Unterverteilung			5.600	65		399	2.234.498
Anschluss Haushalt	15	500			67		500.987
Anschluss Industrie	800	2			26		41.317
Summe							11.009.165

Quelle: /IER 2012/

Daher können verlässliche Schätzungen der Kosten der Wärmeverteilung lediglich auf der Grundlage der individuellenKonzipierung erfolgen. Um dennoch die Größenordnung der Kosten von Nahwärmesystemen zu veranschaulichen, sind in Tabelle 5.24 exemplarisch Kosten der Wärmeverteilung für die beschriebenen Beispielanlagen 1 und 2 aufgeführt.

Werden die Gesamtkosten der Tabelle 5.23 mit denen der Tabelle 5.24 verglichen, so stellt man fest, dass in den dargestellten Fällen die Investitionskosten der Wärmeverteilung dem Zwei- bis Sechsfachen der Anlageinvestitionskosten entsprechen. Die spezifischen Wärmeerzeugungskosten inkl. Wärmeverteilung (40 Jahre Lebensdauer des Wärmenetzes) betragen somit 8,4 ct/kWh_{th} für das Heizwerk bzw. 7,3 ct/kWh_{th} für die ORC-Anlage.

Bezüglich der Kostenannahmen ist abschließend anzumerken, dass es sich hierbei um typische Werte handelt, von denen im individuellen Fall durchaus auch beträchtliche Abweichungen aufgrund fallspezifischer Besonderheiten möglich sind.

5.7 Literaturverzeichnis

/BayWa 2009/
BayWa AG: Pflanzenschutz-Preisliste. München 2009.

/Blesl et al. 2008/
Blesl, M.; Kempe, S.; Ohl, M.; Fahl, U.; König, A.; Jenssen, T.; Eltrop, L.: Wärmeatlas Baden-Württemberg – Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Februar 2009. URL: www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/90488/BWK25007SBer.pdf?command=downloadContent&filename=BWK25007SBer.pdf&FIS=203 [Stand: Januar 2011].

/BLU 2009/
Bayerisches Landesamt für Umwelt (BLU): Merkblatt – Verwertung und Beseitigung von Holzaschen. Augsburg 2009.

/BMELV 2008/
Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV): Pachtpreise für landwirtschaftliche Grundstücke in Deutschland 2007 regional überdurchschnittlich angestiegen (fast zwei Drittel der Fläche gepachtet).
URL: http://berichte.bmelv-statistik.de/WBB-3700005-2008.pdf [Stand: 20.12.2013].

/BMWA 2003/
Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) (Hrsg.): Energie Daten 2003 – Nationale und internationale Entwicklung. Berlin 2003.

/Boelcke 2003/
Boelcke, B.: Wie viel Stroh ist für die Humusreproduktion einzuplanen? Institut für Acker- und Pflanzenbau, Landesforschungsanstaltfür Landwirtschaft und Fischerei Mecklenburg-Vorpommern. URL: www.lfa.mvnet.de [Stand: 2003].

/CARMEN 2005/
Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): Projektbewertung und Qualitätssicherung durch QM Holzheizwerke. Straubing 2005. URL: www.carmen-ev.de/dt/portrait/sonstiges/banken05/krapf.pdf [Stand: 27.04.2012].

/CARMEN 2008/
C.A.R.M.E.N. e.V.: Möglichkeiten zur energetischen Nutzung von Landschaftspflegematerial. Fachkongress, Rosenheim 2008.

/CARMEN 2011/
C.A.R.M.E.N. e.V.: Aufbereitung und Energetische Nutzung von holzigem Landschaftspflegematerial (LaPf). In: Dokumentation zur Konferenz „Energetische Nutzung von Landschaftspflegematerial" in Berlin, 1./2. März 2011. Hrsg.: Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ).

/CARMEN 2012/
C.A.R.M.E.N. e.V.: Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln – der Energieholz-Index. URL: www.carmen-ev.de/dt/energie/hackschnitzel/hackschnitzelpreis.html [Stand: 29.09.2012].

/CREFF 2012/
CREFF Final Report: Cost reduction and efficiency improvement of Short Rotation Coppice on small field sizes and under unfavourable site conditions by focusing on high product quality and a product-oriented cooperative value chain. Schlussbericht, 2011. URL: www.creff.eu/var/creff/storage/htmlarea/2977/file/2012-03-19%20Final%20Report%20CREFF_def.pdf[Stand: 16.01.2014].

/DBFZ 2011/
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) (Hrsg.): Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe zur Bioenergiebereitstellung. Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung". Band 2. Leipzig 2011.

/DIN 276-1: 2008-12/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): DIN 276: Kosten im Bauwesen – Teil 1: Kosten im Hochbau. Dezember 2008. Berlin: Beuth Verlag, 2008.

/DIN 276-4: 2009-08/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): DIN 276: Kosten im Bauwesen – Teil 4: Ingenieurbau. August 2009. Berlin: Beuth Verlag, 2009.

/Eberhardinger et al. 2009/
Eberhardinger, A.; Warkotsch, W.; Zormaier, F.; Schardt, M.; Huber, T.; Zimmer, B.: Prozessanalyse und Ökobilanzierung der Bereitstellung von Waldhackgut. Projektbericht im Auftrag der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. Freising 2009.

/EK 2008/
Europäische Kommission (Hrsg.): „Gesundheitscheck" der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP). URL: http://ec.europa.eu/agriculture/healthcheck/index_de.htm [Stand: 22.05.2012].

/Environmental Protection Agency 2008/
Energy and Environmental Analysis (an ICF International Company): Technology Characterization: Steam Turbines. Erstellt für Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership Program. Washington DC, USA, 2008.

/FNR 2007/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.): Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen. 2., vollst. überarb. Aufl. Rostock 2007.

/Gislerud 1985/
Gislerud, O.: Storage and Treatment of Wood Fuel. Norwegian Forest Research Institute. Ås-NLH, Norwegen, 1985.

/Hartmann 1997/
Hartmann, H.: Analyse und Bewertung der Systeme zur Hochdruckverdichtung von Halmgut. „Gelbes Heft" Nr. 60. Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. München 1997.

/Hartmann 2001/
Hartmann, H.: Brennstoffzusammensetzung und Eigenschaften. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren. Berlin: Springer Verlag, 2001, S. 248–272.

/Hartmann 2002/
Hartmann, H.: Kosten der Energiegewinnung aus Biomasse. In: Hartmann, H.; Kaltschmitt, M. (Hrsg.): Biomasse als erneuerbarer Energieträger. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 3. Münster: Landwirtschaftsverlag, 2002.

/Hartmann und Madeker 1997/
Hartmann, H.; Madeker, U.: Der Handel mit biogenen Festbrennstoffen – Anbieter, Absatzmengen, Qualitäten, Service, Preise. Landtechnik Bericht Nr. 28. Landtechnik Weihenstephan (Hrsg.). Freising 1997.

/Hartmann et al. 2000/
Hartmann, H.; Böhm, T.; Maier, L.: Naturbelassene biogene Festbrennstoffe – Umweltrelevante Eigenschaften und Einflussmöglichkeiten. Bayerisches Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen (Hrsg.), Reihe „Materialien", Nr. 154. München 2000.

/HOAI 2009/
Verordnung über die Honorare für Architekten- und Ingenieurleistungen (HOAI) in der Fassung vom 30.04.2009, der der Bundesrat am 12.06.2009 zugestimmt hat. URL: www.hoai.de/online/HOAI_2009/HOAI_2009.php [Stand: 20.12.2013].

/Höldrich et al. 2006/
Höldrich, A.; Hartmann, H.; Decker, T.; Reisinger, K.; Schardt, M.; Sommer, W.; Wittkopf, S.; Ohrner, G.: Rationelle Scheitholzbereitstellungsverfahren. Straubing 2006.

/IBS 2012/
Ingenieurbüro für Haustechnik Schreiner (IBS): Hackschnitzelheizungen – Grundlagen.
URL: http://energieberatung.ibs-hlk.de/planhack.htm [Stand: 10.08.2012].

/Idler et al. 2004/
Idler, C.; Daries, W.; Scholz, V.; Egert, J.: Probleme und Lösungsansätze zur Lagerung von Feldhackgut. In: Energieholzproduktion in der Landwirtschaft – Potenzial, Anbau, Technologie, Ökologie und Ökonomie. Institut für Agrartechnik Bornim (Hrsg.). Potsdam-Bornim 2004.

/IER 2010/
Institut für für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) an der Universität Stuttgart (Hrsg.): Systemanalyse Erzeugung und Nutzung biogener Gase in Baden-Württemberg. III. Zwischenbericht. Stuttgart 2010.

/IER 2012/
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart: Eigene Berechnungen und Auflistungen. Stuttgart 2012

/IFAS 2004/
Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IFAS) (Hrsg.): Studie zur Weiterentwicklung der energetischen Verwertung von Biomasse in Rheinland-Pfalz. Birkenfeld 2004.

/IFEU 2008/
Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IFEU) (Hrsg.): Nachhaltig nutzbares Getreidestroh in Deutschland. Heidelberg 2008. URL: www.ifeu.de/landwirtschaft/pdf/IFEU_Positionspapier_Stroh.pdf [Stand: 20.12.2013].

/ITAS 2005/
Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS), Forschungszentrum Karlsruhe: Entwicklung von Szenarien über die Bereitstellung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse in zwei baden-württembergischen Regionen zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen. Karlsruhe 2005.

/Jentsch et al. 2008/
Jentsch, A.; Pohlig, A.; Dötsch, C.: Leitungsgebundene Wärmeversorgung im ländlichen Raum.In: Handbuch zur Entscheidungsunterstützung – Fernwärme in der Fläche. Oberhausen 2008.

/Jirjis 1996/
Jirjis, R.: Storage and Drying of Biomass – New Concepts. Proceedings of the 1st International, Biomass Summer School 1996, Institut für Verfahrenstechnik, TU-Graz. Graz 1996.

/Kaltschmitt und Hartmann 2009/
Kaltschmitt, M. und Hartmann, H.: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren, 2. Aufl. Heidelberg: Springer Verlag, 2009.

/Kaltschmitt und Streicher 2008/
Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A. (Hrsg.): Regenerative Energien in Österreich: Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung. Wiesbaden: Springer Verlag, 2009.

/Kanswohl et al. 2006/
Kanswohl, N.; Schlegel, M.; Tack, F.; Kirschbaum, H. G.; Orth, M.: Lagerungsverhalten von Holzhackschnitzeln in Mieten. In: Landtechnik Jgg. 2006, Nr. 1, S. 24–25.

/KGS 2011/
Wilken, V.: Kostensätze Gütertransport Straße (KGS) – Unverbindliche Kostensätze für Gütertransporte auf der Straße. Düsseldorf: Verkehrs-Verlag Fischer, 2011.

/Kofman 2001/
Kofman, P. D.: The influence of storage and drying on the quality of wood fuels. In: FNR (Hrsg.): Eigenschaften biogener Festbrennstoffe. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 17. Münster: Landwirtschaftsverlag, 2001, S. 164–174.

/König 2009/
König, A.: Ganzheitliche Analyse und Bewertung konkurrierender energetischer Nutzungspfade für Biomasse im Energiesystem Deutschland bis 2030. Dissertation. Stuttgart 2009.

/KTBL 2002/
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Taschenbuch Landwirtschaft 2002/2003 – Daten für betriebliche Kalkulationen in der Landwirtschaft. Darmstadt 2002.

/KTBL 2006/
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Energiepflanzen. Datensammlung für die Planung des Energiepflanzenbaus. Darmstadt 2006.

/KTBL 2010/
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Betriebsplanung Landwirtschaft 2010/2011. Darmstadt 2010.

/KTBL 2012/
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL): Kalkulationsdaten. URL: www.ktbl.de/index.php ?id=792 [Stand: 22.05.2012].

/LTV 2002/
Landtechnischer Verein in Bayern e.V. (LTV): Weihenstephaner Bauprogramm. Freising-Weihenstephan 2002.

/LWF 2009/
Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF): Hackschnitzel richtig lagern. LWF Merkblatt 11. Freising 2009. URL: www.lwf.bayern.de/veroeffentlichungen/lwf-merkblaetter /mb-11-hackschnitzel-lagern.pdf [Abruf: 20.12.2013].

/Nussbaumer 2009/
Nussbaumer, T.: Abgasreinigung und -kondensation. In: Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse. Heidelberg: Springer Verlag, 2009, Kap. 10.4.

/Obernberger et al. 2008/
Obernberger, I.; Biedermann, F.; Thonhofer, P.; Gaia, M.; Bini, R.: Neue Klein-ORC-Technologie (200 kW_{el}) für dezentrale Biomasse-KWK-Anlagen. In: Tagungsband „Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen“. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2008.

/Özdemir 2012/
Özdemir, E. D.: The future role of alternative powertrains and fuels in the german transport sector, a model based scenario analysis with respect to technical, economic and environmental aspects with a focus on road transport. Dissertation. Stuttgart 2012.

/Peisker 2007/
Peisker, D.: Pelletierung von Stroh. Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, Vortrag vom 11.07.2007. URL: www.tll.de/ ainfo/pdf/pell0707.pdf [Stand: 20.12.2013].

/Prankl und Weingartmann 1994/
Prankl, H.; Weingartmann, H.: Hackguttrocknung Wippenham. Wieselburg 1994.

/Proplanta 2012/
Proplanta: Das Informationszentrum für Landwirtschaft. URL: www.proplanta.de/Agrar/ [Stand: 22.05.2012].

/RTS 2010/
RTS Steuerberater Info: Umsatzsteuer für Holz und Holzerzeugnisse, März/2010. URL: www.rtskg.de/topnews/news0310/ umsatzsteuer_holz_produkte.php [Stand: März 2010].

/Schaub 2009/
Schaub, M.: Wärmekraftkopplung mit Biogas für Fernwärmeversorgungen. Präsentation vom 15. Januar 2009 in Biel-Bienne, Schweiz.

/Schaumann und Schmitz 2009/
Schaumann, G.; Schmitz, K. W. (Hrsg.): Kraft-Wärme-Kopplung für eine effiziente Energienutzung bei der Energieversorgung in der Industrie, in Kommunen und in Gebäuden. Berlin; Heidelberg: Springer Verlag, 2009.

/Schmidt 2007/
Schmidt, E.: Gasreinigung. In: Chemie Ingenieur Technik 2007, 79, Nr. 11, S. 1883–1892.

/Scholz et al. 2005/
Scholz, V.; Idler, Ch.; Daries, W.; Egert, J.: Lagerung von Feldholzhackgut. Verluste und Schimmelpilze. In: Agrartechnische Forschung 11 (2005), Heft 4, S. 100–113.

/Scholz et al. 2008/
Scholz, V.; Lorbacher F. R.; Idler, C.; Spikermann, H.; Kaulfuß, P.; Brankatsch, G.: Technische Bewertung und Optimierung der Pflanz-, Ernte- und Lagerungstechnologien für schnellwachsende Baumarten. In: DENDROM – Zukunftsrohstoff Dendromasse. Systemische Analyse, Leitbilder und Szenarien für die nachhaltige energetische und stoffliche Verwertung von Dendromasse aus Wald- und Agrarholz. Endbericht. November 2008.

/TFZ 2014/
Technologie und Förderzentrum (TFZ): Entwicklung der Brennstoffpreise (inkl. Anlieferung und MwSt.). URL: www.tfz.bayern.de/festbrennstoffe/energetischenutzung/035092/index.php [Stand: 07.04.2014].

/TLL 2010/
Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL): Ertragserwartungen bei Kurzumtriebsplantagen, Jena 2010. URL: www.ibc-leipzig.de/typo3/fileadmin/templates/downloads/Vetter.pdf

/University of Illinois 2004/
University of Illinois: Ethanol / Biodiesel Production (Coal Gas / Steam). Chicago, USA, 2004.

/VDI 6025 1996/
VDI 6025: Betriebswirtschaftliche Berechnungsverfahren für Investitionsgüter und Anlagen, Wirtschaftlichkeitsberechnungsverfahren. November 1996. Berlin: Beuth Verlag, 1996.

/Warsitza 2008/
Warsitza, C., Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL), schriftliche und mündliche Mitteilung vom 12. März 2008. In: Münch, J.: Nachhaltig nutzbares Getreidestroh in Deutschland. Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU) Heidelberg 2008. URL: www.ifeu.de/landwirtschaft/pdf/IFEU_Positionspapier_Stroh.pdf [Stand: 20.12.2013].

/Wilhelm 2007/
Wilhelm, H.: ORC-Prozess in der Fernwärme. Vortrag: Biebertal 2007.

/Wittkopf 2005/
Wittkopf, S.: Bereitstellung von Hackgut zur thermischen Verwertung durch Forstbetriebe in Bayern. Dissertation an der Technischen Universität München, 2005.

/Wittkopf et al. 2003/
Wittkopf, S.; Hömer, U.; Feller, S.: Bereitstellungsverfahren für Waldhackschnitzel – Leistungen, Kosten, Rahmenbedingungen. Hrsg.: Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF). LWF-Bericht 38, Freising 2003.

/Wolff 2005/
Wolff, F.: Biomasse in Baden-Württemberg – ein Beitrag zur wirtschaftlichen Nutzung der Ressource Holz als Energieträger. Dissertation. Karlsruhe: Universitätsverlag, 2005.

/Wuppertal Institut 2006/
Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW. Endbericht. Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen, Januar 2006.

/ZSW 2004/
Bandi, A.; Specht, M.: Gewinnung von Methanol aus Biomasse. Hrsg.: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Stuttgart 2004.

6 PROJEKTENTWICKLUNG UND -REALISIERUNG

Die Entwicklung und Realisierung eines Holz- oder Stroh-Heiz-(kraft)werks (mit oder ohne Wärmenetz) unterscheidet sich in den grundlegenden Abläufen nicht von der Entwicklung und Realisierung anderer umfangreicher Bioenergievorhaben (vgl. auch Dachleitfaden). Abbildung 6.1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Projektphasen:

Ausgehend von der Projektidee dienen Projektskizzen und Machbarkeitsstudien der ersten Konkretisierung und Prüfung z. B. des Wärmebedarfs vor Ort, der Verfügbarkeit von Biobrennstoffen in der Region, des Anlagenkonzepts (z. B. geplante Techniken und Verfahren) und der Wirtschaftlichkeit. Führen diese ersten Projektbeurteilungen zu positiven Ergebnissen, so folgt die schrittweise Konkretisierung der technischen, ökonomischen sowie nicht technischen/ökonomischen Parameter im Rahmen der Vor-, Entwurfs- und Ausführungsplanungen. Liegen die erforderlichen Genehmigungen für das geplante Vorhaben vor, so kann nach erfolgter Ausschreibung und Auftragsvergabe mit dem Bau der Anlage, der Montage und der weiteren Projektabwicklung begonnen werden. Im Anschluss an den Probebetrieb und die Abnahme startet der reguläre Anlagenbetrieb.

Je nach Größe und Typ der geplanten Bioenergieanlage, den vorgesehenen Biobrennstoffen sowie der Anzahl der beteiligten Projektpartner sind die einzelnen Projektphasen jedoch mit unterschiedlichen Inhalten zu füllen. Auch variieren der Umfang und die Komplexität der Bearbeitung deutlich. Daher werden in den Kapiteln 6.2 bis 6.7 die im Dachleitfaden allgemein dargestellten Projektentwicklungsphasen speziell für die Realisierung von Heiz(kraft)werken im mittleren und großen Leistungsbereich ausführlicher beschrieben. Dennoch können die Erläuterungen auch für Kleinanlagen als Orientierung dienen; bei diesen fällt der Umfang der erforderlichen Arbeiten jedoch wesentlich geringer aus.

Für eine erfolgreiche Projektrealisierung kommt insbesondere der Ausarbeitung von Projektskizzen und Machbarkeitsstudien eine wesentliche Rolle zu, da hier bereits in einem frühen Projektstadium die Chancen und Schwächen des geplanten Vorhabens identifiziert, Entscheidungen für bzw. gegen das Projekt getroffen und wesentliche Weichen gestellt werden können. Der Projektinitiator bzw. der künftige Anlagenbetreiber nimmt hierbei eine wichtige Rolle ein. Sowohl bei der Erarbeitung einer Projektskizze zur ersten Projekteinschätzung als auch bei der anschließenden Ausarbeitung einer Machbarkeitsstudie kann bzw. muss der Projektinitiator oder künftige Anlagenbetreiber wesentliche eigene Informationen, Recherchen, Ideen, Wünsche, Erwartungen, Entscheidungen etc. beisteuern. Dadurch wird gewährleistet, dass ein auf die Rahmenbedingungen vor Ort ausgerichtetes und optimiertes und damit langfristig tragfähiges Konzept ausgearbeitet wird. Aus diesen Gründen wird im Rahmen des vorliegenden Leitfadens die Projektphase „Projektskizze und Machbarkeitsstudie" – gegenüber den anderen Projektphasen – vergleichsweise detailliert erörtert (vgl. Kapitel 6.2).

Abb. 6.1: Projektphasen zur Umsetzung eines Bioenergievorhabens, nach /Fichtner 2000/

Um kein falsches Bild zu vermitteln, sei darauf hingewiesen, dass natürlich auch die weiteren Projektphasen mit entsprechender Sorgfalt zu bearbeiten sind. So zeigen beispielsweise die Erfahrungen der letzten Jahre, dass ein erfolgreich gestartetes Projekt durchaus noch scheitern kann, z. B. aufgrund mangelnder Umsicht in der Phase der Ausschreibung oder aufgrund einer falschen Einschätzung des erforderlichen (hohen) Koordinations- und Kontrollaufwandes während der Projektabwicklung, d. h. vom Bau bis zur Inbetriebnahme, (vgl. /Wülbeck 2012/ sowie Kapitel 6.5 und Kapitel 6.6).

6.1 Organisation des Projektablaufs und Querschnittsaufgaben

Der Erläuterung der Projektphasen in Kapitel 6.2 bis 6.7 wird in Kapitel 6.1.1 ein Überblick über die Ziele und Aufgaben des Projektmanagements vorangestellt. Das Projektmanagement soll im Sinne einer Klammer um die Projektphasen u. a. einen zeitgerechten und erfolgreichen Projektablauf gewährleisten. Für eine erfolgreiche Projektrealisierung sind zudem die sorgfältige Erhebung der Möglichkeiten zur Finanzierung und Förderung und eine auf das jeweilige Projekt ausgerichtete Öffentlichkeitsarbeit, Wahl des Betreibermodells und der Rechtsform(en) von Bedeutung. Diese Aspekte betreffen sämtliche Bioenergievorhaben gleichermaßen und sind daher ausführlich im Dachleitfaden beschrieben, sodass in den Kapiteln 6.1.2, 6.1.3 und 6.1.4 eine kurze Zusammenfassung dieser Querschnittsaufgaben mit entsprechenden Verweisen gegeben wird. Kapitel 6.1.5 stellt das Qualitätsmanagementsystem für Holzheizwerke vor.

6.1.1 Projektmanagement

Das Ziel des beim Bauherrn oder seinem Planer angesiedelten Projektmanagements ist primär die Sicherstellung eines optimalen bzw. erwartungsgerechten Gesamtablaufs der Realisierung.

Abb. 6.2 gibt einen exemplarischen Überblick über den terminlichen Gesamtablauf bei der Entwicklung und Realisierung von Holzfeuerungsanlagen unterschiedlicher Leistungsbereiche. Während bei Kleinanlagen alle dargestellten Projektphasen innerhalb eines Jahres abgeschlossen werden können, kann sich bei Großprojekten ein Zeitbedarf von mehr als zwei Jahren ergeben. Zwischen den einzelnen Projektphasen sind dabei durchaus zeitliche Überschneidungen möglich.

Der Zeitbedarf für die Entwicklung und Realisierung eines Heiz(kraft)werks ist vorwiegend von der Leistungsgröße der Anlage und dem geplanten Brennstoffsortiment abhängig und wird insbesondere von der Dauer des Genehmigungsverfahrens und von der Lieferzeit der Hauptkomponenten bestimmt. So ist beispielsweise zu bedenken, dass für die Fertigung von Kesselanlagen mit einer thermischen Leistung größer 10 MW oft ein Zeitbedarf von mehreren Monaten anzusetzen ist. Auch ist im Rahmen des Projektmanagements zu beachten, dass eine Bewilligung von Investitionszuschüssen in der Regel vor dem eigentlichen Maßnahmenbeginn erfolgen muss, woraus sich unter Umständen eine Verzögerung im Projektablauf ergeben kann. Für eine Planung und Optimierung des Terminablaufs sollten daher vor allem die Genehmigungssituation, die anzusetzenden Fertigungs- und Lieferfristen und die verfügbaren Förderprogramme mit ihren Regularien frühzeitig analysiert werden.

Erste Aufgabe des Projektmanagers oder -leiters ist die eigentliche Planung des Projektes mit Festlegung der Hauptphasen und Zuständigkeiten sowie einer ersten groben Terminplanung. Hierbei hat sich der Top-down-Ansatz bewährt, das heißt,

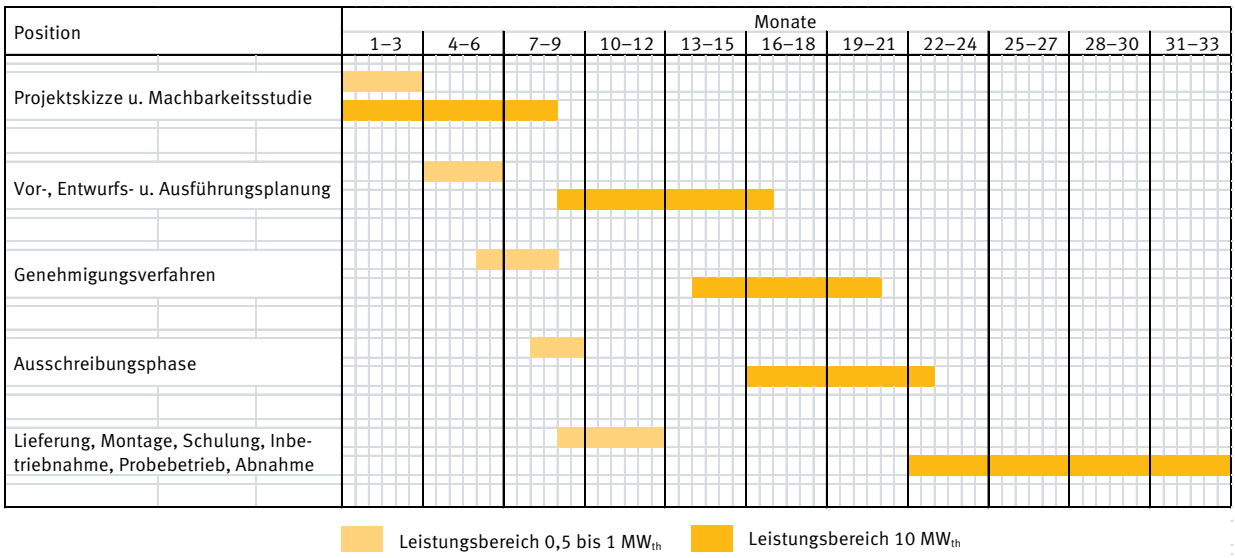


Abb. 6.2: Beispielhafter terminlicher Ablauf bei der Entwicklung und Realisierung von Holzfeuerungsanlagen für den Leistungsbereich 0,5 bis 1 MW_{th} und 10 MW_{th}; nach /Fichtner 2000/

es werden die in Abb. 6.1 aufgeführten groben Phasen weiter verfeinert. Die Verfeinerung führt dann zu Arbeitspaketen, die personell, terminlich und hinsichtlich der Kosten zugeordnet werden können (z. B. „Bodengutachten, erstellt durch Büro A, in Kalenderwoche 21–24, Kosten 5.000 €“).

Im weiteren Projektverlauf stellt die sorgfältige Überwachung des geplanten Projektverlaufs (Ereignisse, Termine, Kosten etc.) die Basis für steuernde Eingriffe dar. Dies beinhaltet ein vorausschauendes und permanent betriebenes Risikomanagement. Wichtig ist ebenso eine saubere Dokumentation der abgeschlossenen Phasen mit dem Ziel, Erkenntnisse in folgenden Projektphasen oder Folgeprojekten wiederverwenden zu können. Ein erfolgreiches Projektmanagement stellt unter anderem folgende Aufgaben sicher:

- Arbeitsvorbereitung als „Planung der Planung“: Die Arbeitsvorbereitung dient der Organisation des Projektablaufs und beinhaltet insbesondere die Festlegung von Zuständigkeiten und die Strukturierung der Informationsströme (Schriftverkehrsordnung mit Verteiler, Regelungen zur Unterlagenprüfung und -freigabe, zur Rechnungslegung und Rechnungsprüfung etc.).
- Koordinierung: Es ist sowohl eine sachliche als auch eine terminliche und Kapazitäts- und Ressourcenkoordinierung erforderlich.
- Überwachung und Steuerung: Dies beinhaltet die Termin- und Kostenplanung und deren laufende Überwachung sowie die laufende Kontrolle der Arbeitsergebnisse.
- Vornehmen von Bewertungen: Die Ergebnisse der fachlichen, terminlichen und kostenseitigen Überwachung sind im Hinblick auf ihre möglichen Konsequenzen für den weiteren Projektverlauf und dessen Kosten zu bewerten.
- Treffen von Entscheidungen: Die vorgenannten Aufgaben dienen als Grundlage, um ausgehend von den aktuellen Projektgegebenheiten die notwendigen Entscheidungen für den weiteren Ablauf zu treffen.
- Öffentlichkeitsarbeit: Um die Akzeptanz für das geplante Vorhaben in Nachbarschaft und Bevölkerung zu erhalten, kommt der kontinuierlichen Öffentlichkeitsarbeit während der Planungs- und Realisierungsphase eine entscheidende Rolle zu (siehe Kapitel 6.1.3).

Während ein Teil der Arbeiten der Realisierungsphase bauherrlich-hoheitliche Aufgaben darstellen – hierzu gehört beispielsweise die Etablierung angemessener Projektstrukturen und die Sicherstellung der erforderlichen organisatorischen Arbeiten für den späteren Anlagenbetrieb (Aushandeln von Verträgen mit Brennstofflieferanten etc., siehe Kapitel 4.4) – ist insbesondere zur Durchführung der fachlichen Arbeiten, d. h. der Planungsleistungen, eine Unterstützung des Bauherrn durch Dritte häufig sinnvoll.

So kommen zur Durchführung der erforderlichen Planungsleistungen die folgenden Institutionen in Betracht:

- eigene Planungsstäbe des Bauherrn,
- Planungsabteilungen der Lieferanten bzw. Auftragnehmer,
- externe Planer.

Mit der Realisierung durch die eigenen Planungsstäbe des Bauherrn kann bei ausreichender fachlicher und planerischer Erfahrung eine optimale Berücksichtigung der spezifischen Anforderungen erreicht werden. Da die erforderliche Erfahrung eine kontinuierliche Auslastung der Mitarbeiter erfordert, ist diese Möglichkeit vor allem bei Großunternehmen gegeben.

Die Planung durch den Lieferanten bzw. Auftragnehmer kann aufgrund der kurzen Entscheidungswege vorteilhaft sein, wenn die strukturellen Nachteile dieser Lösung, insbesondere die Einschränkung des Wettbewerbs, hingenommen werden können. Der sorgfältigen Vertragsgestaltung kommt hierbei eine hohe Bedeutung zu.

Die Einschaltung eines externen Planers zur Realisierung eines Heiz(kraft)werks ist anzuraten, falls der Bauherr nicht über ausreichend qualifizierte eigene Ressourcen verfügt. Sie ist insbesondere im Falle von größeren und/oder komplexeren Vorhaben üblich. Neben den klassischen Planungsleistungen einschließlich Projektmanagement und Qualitätskontrolle kann der Berater weitere Leistungen bei der Projektsteuerung, Projektentwicklung, Projektbewertung, Fördermittelakquisition, Finanzierung etc. übernehmen. Bei der Auswahl des externen Planers sollte neben der fachlichen und methodischen Kompetenz auf dessen unternehmerische Unabhängigkeit geachtet werden, falls eine Lieferantenfestlegung nicht schon im Vorfeld erfolgt ist.

In der Praxis werden häufig Mischformen realisiert. So kann z. B. die Machbarkeitsstudie von einem oder mehreren (Ideenwettbewerb) Ingenieurbüros durchgeführt werden, die Detailplanung vom Generalunternehmer mit Überwachung durch einen Berater, während der Bauherr die übergeordnete Projektsteuerung übernimmt. Eine grundsätzlich „richtige“ oder „falsche“ Vorgehensweise gibt es hierbei nicht. Allerdings lässt sich generell sagen, dass der Projektverlauf entscheidend durch die Erfahrung des Projektmanagers und der Fachingenieure beeinflusst wird. Daher ist es auch wichtig, dass gegebenenfalls die erforderliche Kompetenz für das Projektmanagement rechtzeitig aufgebaut wird. Damit soll vermieden werden, dass durch anfänglich getroffene Fehlentscheidungen bzw. falsche Weichenstellungen unnötige zusätzliche Kosten entstehen, weil in späteren Projektphasen Korrekturen vorgenommen werden müssen.

6.1.2 Finanzierung und Förderung

Finanzierung

Zur Finanzierung von Heiz(kraft)werken sowie ggf. angebundenen Wärmenetzen spielt die Projektfinanzierung in Verbindung mit Eigenmitteln (auch Dritter) und Bankkrediten eine wesentliche Rolle (vgl. /FORSEO 2008/). Damit ist die (Haus-)Bank oftmals erster Ansprechpartner in Bezug auf die Finanzierung, aber auch Förderung von Heiz(kraft)werken. Daneben kommt heutzutage auch Contracting-Lösungen beispielsweise bei Projekten zur Wärmeversorgung von kommunalen Gebäuden eine zunehmende Bedeutung zu. Fondsfinanzierungen und Leasing-Optionen spielen demgegenüber aktuell eine eher untergeordnete Rolle.

Die verschiedenen Optionen zur Finanzierung und die Einbettung des Finanzierungsprozesses in den Gesamtablauf eines Projektes sind im Dachleitfaden /FNR 2013a/ ausführlich beschrieben.

Für die Finanzierung eines geplanten Vorhabens durch Banken in Form von Krediten spielt grundsätzlich das Vorhandensein ausreichender Sicherheiten aufseiten des Kreditnehmers eine entscheidende Rolle.

Nachfolgend wird ein Überblick über weitere Rahmenbedingungen und Voraussetzungen gegeben, die einen Beitrag leisten können, um potenzielle Kreditgeber und Investoren von der technischen Realisierbarkeit, Wirtschaftlichkeit sowie Kreditwürdigkeit des geplanten Heiz(kraft)werks zu überzeugen (vgl. auch /FORSEO 2008/).

Es sollten im Wesentlichen die folgenden Rahmenbedingungen erfüllt sein:

- Die Technologie sollte erprobt, zukunftssicher und umweltverträglich sein.
- Die Brennstoffversorgung und der Anlagenbetrieb sollten gesichert sein.
- Der Absatz für erzeugte Wärme und Strom sollte gewährleistet sein.
- Ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb sollte sicher zu erwarten sein.
- Die Bonität der Energieabnehmer muss einwandfrei sein.

Ein fundiertes, technisch und wirtschaftlich überzeugendes Anlagenkonzept, das die oben genannten Anforderungen erfüllt, ist damit eine gute Ausgangsbasis für ein erfolgreiches Gespräch mit den potenziellen Kreditgebern oder Investoren. Das Konzept sollte schlüssig und die Erfolgsaussichten des Vorhabens sollten gut verständlich und klar dargestellt sein. Ein generelles Schema für die Darstellung und Präsentation des Vorhabens bei einem potenziellen Kreditgeber kann nicht vorgegeben werden, da die Anforderungen an Inhalte, Detaillierungsgrad etc. von Kreditgeber zu Kreditgeber variieren. Die nachfolgende Auflistung kann aber Hilfestellung bieten, um für Bankgespräche die erforderlichen Unterlagen zusammenzustellen (vgl. auch /Storm 2010/). Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei weniger komplexen Vorhaben und/oder bei geringerem Finanzierungsbedarf der erforderliche Umfang an Unterlagen durchaus geringer sein kann. Bezüglich der notwendigen Daten kann auf die Recherchen und Ergebnisse der Machbarkeitsstudie zurückgegriffen werden (siehe Kapitel 6.2).

1. Allgemeine Projektinformationen

- Kurzbeschreibung des geplanten Vorhabens (inkl. Standort, wesentliche Kenngrößen)
- Vorstellung des Unternehmens und der handelnden Akteure, gegebenenfalls Angabe des Generalunternehmers und dessen Erfahrung
- Angaben zum aktuellen Planungs-, Antrags- und Genehmigungsstand
- Gegebenenfalls: Maßnahmen zur Öffentlichkeitsarbeit bzw. Informationen zur ökologischen Vorteilhaftigkeit des Projektes

2. Technische Aspekte

- Biobrennstoffe: Brennstoffbedarf und Brennstoffbereitstellung (eigenes Biomasseaufkommen und/oder Vor-Lieferverträge für die benötigten Biobrennstoffe); Anfall an und Umgang mit Reststoffen (vgl. Asche), evtl. bereits Vorhandensein von entsprechenden Verträgen
- Fossile Energieträger: Bedarf für z. B. Spitzenlastkessel, soweit erforderlich
- Beschreibung der geplanten Anlagentechnik und der erforderlichen Einrichtungen zur Energiebereitstellung und -verteilung, Anlagendimensionierung, Arbeitszeitbedarf etc.

3. Ökonomische Aspekte

- Übersicht über Investitionsbedarf (kurz- und langfristig)
- Übersicht über jährliche kapital-, bedarfs- und betriebsgebundene sowie sonstige Kosten
- Übersicht über Einnahmen aus der Abgabe von Wärme und Strom, evtl. bereits Vorhandensein von Abnahmeverträgen
- Detaillierte dynamische Liquiditäts- und Ertragsrechnung über die Gesamtlaufzeit
- Offenlegung der verfügbaren Eigenmittel, Bürgschaften und Sicherheiten
- Überlegungen zur Risikoteilung zwischen den Projektbeteiligten
- Erläuterung zu Art und Umfang von beantragten bzw. vorgesehenen Fördermitteln (z. B. nicht rückzahlbare Zuschüsse)

4. Fazit und Risikobetrachtung

Vorverträge mit möglichst langen Laufzeiten und definierten Preisen zur Sicherung der Brennstofflieferung und der Abnahme der erzeugten Produkte (d. h. Wärme und/oder Strom) sind hilfreich bei der Beurteilung der Kreditwürdigkeit. Sie können dazu beitragen, die Kreditgeber von der technischen und ökonomischen Lebensfähigkeit des Projektes zu überzeugen.

Grundsätzlich sollte bei der Erstellung eines Finanzierungsplanes frühzeitig ein Kreditinstitut und/oder ein qualifizierter Finanzberater eingebunden werden, um in einem frühen Projektstadium (z. B. gegen Ende der Machbarkeitsstudie) erste Rückmeldungen zur Finanzierbarkeit und zu den Anforderungen für eine Finanzierung zu erhalten.

Förderung

Auf der Ebene der EU, des Bundes und der Länder gibt es zahlreiche Programme, die zur Förderung geplanter Heiz(kraft)werke sowie von Wärmenetzen herangezogen werden können und beispielsweise Investitionszuschüsse oder Förderkredite bzw. zinsvergünstigte Darlehen bereitstellen. Daneben fördern auch Regionen, Städte und Gemeinden sowie ggf. auch Energieversorgungsunternehmen (EVU) Projekte zur Verbrennung fester Biomasse.

Im Bereich der Kreditfinanzierung werden Förderprogramme zum Beispiel von der KfW Förderbank angeboten. Als wesentliche Programme der KfW Förderbank zur Förderung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sind zu nennen: „Erneuerbare Energien – Standard“ (Programmnummer 270, 274) und „Erneuerbare Energien – Premium“ (Programmnummer 271, 281). Innerhalb des Programmteils Premium werden u. a. Biomasseanlagen zur Verbrennung fester Biomasse für die thermische Nutzung sowie streng wärmegeführte KWK-Biomasseanlagen gefördert. Der Kreditbetrag ist im Programmteil Premium pro Vorhaben in der Regel auf 10 Mio. Euro begrenzt, der maximale Tilgungszuschuss beläuft sich pro Anlage auf 100.000 Euro /KfW 2012/. Die Programme gewähren Zinssätze ab effektiv 0,85 % bei drei tilgungsfreien Anlaufjahren (Stand Juli 2012).

Auf Länderebene bieten die einzelnen Bundesländer unterschiedliche Förderprogramme an. Exemplarisch seien hier Baden-Württemberg und die Programme „Bioenergiedörfer“ und „Bioenergiewettbewerb“ genannt /UM Baden-Württemberg

2012/. Im Förderprogramm „Bioenergiedörfer“ werden Investitionen im Rahmen von Vorhaben gefördert, bei denen die Wärmeversorgung von Gemeinden, Städten sowie Orts- oder Stadtteilen überwiegend durch den Einsatz von Bioenergie, auch in Kombination mit anderen erneuerbaren Energien gedeckt wird. Es werden maximal 20 % der förderfähigen Investitionskosten bezuschusst, wobei die Höhe der Zuwendungen auf maximal 100.000 Euro je Einzelmaßnahme begrenzt ist.

Eine tabellarische Übersicht über wesentliche Fördermöglichkeiten findet sich im Dachleitfaden. Für konkrete Recherchen hinsichtlich möglicher Förderprogramme empfiehlt es sich, jeweils rechtzeitig aktuelle Informationen zu den Fördermöglichkeiten und Förderhöhen bei den zuständigen Stellen einzuholen. Für eine Recherche bieten sich z. B. folgende Adressen an:

- Förderdatenbank des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie: www.foerderdatenbank.de (vgl. auch /BMWi 2012/).
- BINE Informationsdienst in Zusammenarbeit mit der Deutschen Energie-Agentur: unter www.energiefoerderung.info sind alle für Privatpersonen relevanten Bundes- und Landesprogramme und gegebenenfalls Fördermöglichkeiten von Gemeinden und Energieversorgern abrufbar.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): unter www.bio-energie.de/foerderung/foerderuebersicht/ werden Förderprogramme des Bundes und der Länder speziell für Bioenergieprojekte zusammengestellt.
- Weitere Informationen können z. B. bei den verschiedenen Bundes- und Länderministerien sowie bei den Energieagenturen der Länder und Landkreise sowie bei den Banken eingeholt werden.

Im Hinblick auf die Förderung von Anlagen zur Nutzung biogener Festbrennstoffe kommt auch dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eine wichtige Funktion zu. Das EEG regelt die Abnahme und Vergütung des eingespeisten Stroms aus Biomasseheizkraftwerken (vgl. Kapitel 4.3). Die Höhe der Einspeisevergütung muss stets für das spezifische Projekt und unter Berücksichtigung des jeweils aktuellen EEG sowie der Vorgaben der Biomasseverordnung /BiomasseV 2012/ ermittelt werden. Für entsprechende Kalkulationen stehen verschiedene EEG-Vergütungsrechner zur Verfügung (z. B. Vergütungsrechner des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) unter www.dbfz.de/web/index.php).

6.1.3 Öffentlichkeitsarbeit

Der Öffentlichkeitsarbeit kommt eine wesentliche Bedeutung für eine erfolgreiche Projektrealisierung zu. Oft lässt sich die ablehnende Haltung gegenüber einem geplanten Vorhaben auf einen Mangel an Information oder eine zu späte Beteiligung der Öffentlichkeit zurückführen. Daher empfiehlt es sich, die Öffentlichkeit rechtzeitig zu informieren. Den richtigen Zeitpunkt für eine derartige Information zu finden, ist allerdings schwierig, da gerade in der ersten Phase der Projektentwicklung die spätere Realisierung unsicher ist. Es empfiehlt sich aber, eine Erstinformation über das geplante Vorhaben spätestens am Ende der Erstellung der Projektskizze vorzunehmen, da dann eine fundierte Bewertung der Projektidee möglich ist.

Maßnahmen zur Öffentlichkeitsarbeit reichen von der ausschließlichen Informationsbereitstellung (z. B. Besichtigungsfahrten, Handzettel, Informationstafeln), über die aktive Beteiligung der Bürger (z. B. Durchführung von Bürgerfragestunden, Bürgerversammlungen, Runden Tischen) bis hin zu umfassend partizipativen Prozessen (z. B. finanzielle Einbeziehung der Bürger in das Projekt durch die Gründung einer Genossenschaft). Nähere Erläuterungen zu den Möglichkeiten der Öffentlichkeitsarbeit finden sich im Dachleitfaden.

6.1.4 Betreibermodelle und Rechtsformen

Nachfolgend werden Betreibermodelle und Rechtsformen erläutert, die typisch sind für Projekte zur Wärme- und Strombereitstellung aus biogenen Festbrennstoffen. Generelle Informationen sowie Auflistungen von Vor- und Nachteilen bzw. Anforderungen verschiedener Betreibermodelle und Rechtsformen finden sich im Dachleitfaden.

Betreibermodelle

Nach /DBFZ 2011/ erfolgt der Betrieb von Biomasseheizkraftwerken in Deutschland vorwiegend durch Unternehmen der Holzbe- und -verarbeitung sowie durch deutschlandweit, aber auch regional oder städtisch agierende Energieversorgungsunternehmen (EVU). Rund 70 % der 175 im Rahmen des EEG-Monitorings ausgewerteten Heizkraftwerke sind diesen Betreibern zuzuordnen. Gewerbe außerhalb der holzbe- und -verarbeitenden Industrie betreiben ca. 15 % der ausgewerteten Anlagen. Hierzu zählen z. B. Unternehmen der Abfall- und Reststoffverwertung, der Tierfutter- oder der Heizkesselproduktion. Weitere ca. 15 % der Anlagen werden durch Projektgesellschaften bzw. Investoren- und Betreiberverbünde betrieben, d. h. Zusammenschlüsse von z. B. Contracting-Unternehmen, Privatinvestoren, Forstbetriebsgemeinschaften, öffentlichen oder sozialen Einrichtungen /DBFZ 2011/.

Für den Betrieb von Heizwerken und bei der Etablierung von Bioenergiedörfern spielen neben dem Eigenbetrieb privater oder gewerblicher Nutzer u. a. Betreibermodelle unter Beteiligung verschiedener an der Realisierung des Vorhabens interessierter Partner (z. B. Brennstofflieferanten, Wärmenutzer, Kommune) eine Rolle. Aber auch Contracting-Lösungen sind im Bereich der Wärmeversorgung, z. B. von kommunalen Gebäuden, von Interesse, wodurch das Betreibermodell dann vorgegeben wird (z. B. /Wieg et al. 2011/, /Korn et al. 2010/, /Reif 2010/).

Gewerbliche und private Nutzer, Brennstofflieferanten, Energieversorgungsunternehmen und insbesondere auch Kommunen spielen damit eine wichtige Rolle beim Betrieb von Heiz(kraft)werken mit bzw. ohne Nahwärmenetz. In diesem Zusammenhang wird gerade auch von Kommunen der Bildung von Bioenergiepartnerschaften (z. B. aus Land- und Forstwirten, Kommunen und Stadtwerken) eine wichtige Rolle zur Erhöhung des Anteils der Bioenergie an der Energieversorgung sowie zur Stärkung der Akzeptanz beigemessen (vgl. z. B. /Burger 2011/, /Brohm 2011/, /Petzold 2011/).

Gebräuchliche Rechtsformen

Die Wahl der Rechtsform hängt nicht nur eng mit dem Betreibermodell zusammen, sondern bringt für den jeweiligen Unternehmer bzw. die jeweilige Betreibergesellschaft auch un-

terschiedliche steuerliche und betriebswirtschaftliche sowie gesellschaftsrechtliche und zivilrechtliche Anforderungen bzw. Konsequenzen mit sich. Damit wird die Entscheidung für die geeignete Rechtsform im Wesentlichen bestimmt durch betriebswirtschaftliche Aspekte und den wirtschaftlichen Handlungsspielraum (z. B. Höhe der Kapitaleinlage), Finanzierungsfragen, steuerrechtliche Kriterien sowie Fragen des Gesellschaftsrechts und der Haftungsbegrenzung (vgl. /Reif 2010/).

Die sorgsame Auswahl der geeigneten Rechtsform trägt wesentlich zur Sicherstellung eines langfristig erfolgreichen Betriebs des Heiz(kraft)werks bei. Insbesondere die Rechtsform der Betreibergesellschaft für das Heiz(kraft)werk sollte schon während der Errichtungsphase der Anlage festgelegt werden, da diese die Finanzierung und die Förderung beeinflusst.

Ausführliche Informationen zu den verschiedenen Rechtsformen und deren Vor- und Nachteilen bei der Realisierung von Bioenergieprojekten finden Sie im Dachleitfaden und und im Leitfaden „Geschäftsmodelle Bioenergieprojekte – Rechtsfragen, Vertrags- und Steuerfragen“ /FNR 2013b/. Nachfolgend werden Rechtsformen, die für Projekte zur Nutzung biogener Festbrennstoffe von Interesse sind, exemplarisch erläutert.

Die Wahl einer geeigneten Rechtsform betrifft in erster Linie die Betreibergesellschaft des Heiz(kraft)werks. Ein angeschlossenes Nahwärmenetz kann von dieser Betreibergesellschaft mit geführt werden, ggf. kann hierfür aber auch eine eigene Betreibergesellschaft und damit Rechtsform vorgesehen werden. Wird eine Brennstoffliefergesellschaft (als Zusammenschluss mehrerer Biomasse-Erzeuger) gegründet, dann sind auch hier Entscheidungen in Bezug auf die Rechtsform zu treffen.

Für die Brennstoffliefergesellschaft bietet die Genossenschaft für die Landwirte große Vorteile gegenüber dem Status als Selbstständiger. Die Höhe der Kapitaleinlage ist nicht zwingend vorgegeben und die Haftung ist beschränkt. Die Genossenschaft ist eine Gemeinschaftseinrichtung zur Förderung gemeinsamer wirtschaftlicher Interessen ihrer Mitglieder.

Für die Errichtung und den Betrieb eines Heiz(kraft)werks wird – insbesondere wegen der Haftungsfrage – die Gründung einer GmbH empfohlen und in der Regel von gewerblichen Investoren auch bevorzugt. Dabei können mehrere Gesellschaften (z. B. für Bau und Betrieb, eventuell getrennt für die Erzeugungsanlage und das Wärmenetz) gegründet werden. Ein wesentlicher Vorteil der GmbH gegenüber beispielsweise einer Genossenschaft ist eine klare Entscheidungsstruktur. Bei Projektgesellschaften unter Einbeziehung privater Investoren wird im Normalfall eine GmbH & Co. KG als Rechtsform gewählt.

Gerade in Verbindung mit der verstärkten Etablierung z. B. von Bioenergiedörfern spielen (Energie-)Genossenschaften eine zunehmende Rolle. Bei den Mitgliedern einer derartigen Betreibergenossenschaft handelt es sich meistens um die Brennstofflieferanten und/oder die Wärmeabnehmer, auch unter Einbezug der jeweiligen Kommune(n). Im Falle von Lieferanten-Wärmeabnehmer-Genossenschaften ist die mögliche Wahrung der Interessen beider Gruppen vorteilhaft, doch ist der unternehmenspolitische Entscheidungsprozess bei Genossenschaften oft langwierig (vgl. auch /Staab 2011/).

Der Eigenbetrieb ist typisch für eine Kommune. Da diese jedoch mit ihrem Gesamtvermögen haftet, ist eine Minimierung von Risiken beim Bau und Betrieb von Energieerzeugungsanlagen erforderlich. Gerade auch aus Sicht der Kommunen bieten sich verschiedenste Rechtsformen bei der Realisierung von Bioenergieprojekten an. So kann bei einer Realisierung in Eigenregie auch die Gründung einer Anstalt des öffentlichen Rechts (AöR) oder einer kommunalrechtlichen GmbH eine vielversprechende Option darstellen. Liegen Betreibergesellschaften vor, so sind z. B. die Gründung einer GmbH oder GmbH & Co. KG mit Kommunalbeteiligung oder eine Energiegenossenschaft mit Kommunalbeteiligung möglich (vgl. z. B. /Reif 2010/, /Pfeifer 2010/).

6.1.5 Qualitätsmanagementsystem für Holzheizwerke

In den vergangenen Jahren wurden zahlreiche Holzheizwerke realisiert. Die Erfahrungen, die dabei in Deutschland, Österreich und der Schweiz gesammelt werden konnten, haben gezeigt, dass bei einigen Holzheizwerken deutliche Qualitätsmängel bestehen, die sich belastend auf Wirtschaftlichkeit und Effektivität auswirken /Krapf 2009/.

Um diese Erfahrungen weiterzugeben und die Gefahr von Fehlplanungen zu verringern, wurde von Experten aus diesen drei Ländern unter dem Namen „QM Qualitäts-Management Holzheizwerke“ ein projektbezogenes Qualitätsmanagementsystem entwickelt, das die Qualität von Holzheizungsanlagen und Holzheizwerken verbessern soll. Ziel dieses Systems ist es, während der gesamten Planungs- und Ausführungsphase bis zur Abnahme sicherzustellen, dass eine technisch und betrieblich einwandfreie Anlage mit hoher Effizienz bei gleichzeitig minimalen Investitions- und Betriebskosten realisiert wird.

Als projektbezogenes Qualitätsmanagement setzt es bereits nach der Vorplanung zu dem Projekt ein, also z. B. nach Erstellung einer Machbarkeitsstudie, läuft bis zum Ende des ersten Betriebsjahres und schließt damit auch eine Betriebsoptimierung ein.

Es werden bei der Etablierung des Qualitätsmanagementsystems vor der Realisierung der Anlage Qualitätsforderungen und Verantwortlichkeiten festgelegt. Während des Projektablaufs erfolgt dann auf verschiedene Meilensteine bezogen die Qualitätsprüfung und Qualitätslenkung (d. h. Kontrolle der eingangs getroffenen Festlegungen). Neben der Einhaltung von Qualitätsanforderungen soll u. a. sichergestellt werden, dass

- der Umfang der Gesamtanlage von Anfang an definiert ist,
- die wesentlichen Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsberechnung, z. B. Wärmeverkauf, Kostensituation, (Vor-)Verträge, frühzeitig im Planungsablauf ermittelt, festgehalten und später laufend kontrolliert werden,
- die Planung kosten- und ablaufoptimiert sowie nach dem Stand der Technik erfolgt,
- die notwendigen Unterlagen für die Planung und für die Betriebsoptimierung rechtzeitig und vollständig vorliegen und
- der Informationsfluss zwischen den Beteiligten (Bauherr, Hauptplaner und Q-Beauftragter) und die Dokumentation zeitnah sichergestellt und zum Teil standardisiert wird.

Detaillierte Informationen zum „QM Qualitäts-Management Holzheizwerke“ sowie entsprechende Dokumente und Informationsmaterial finden sich unter www.qmholzheizwerke.de im Internet.

6.2 Projektskizze und Machbarkeitsstudie

Vor der Entscheidung zur tatsächlichen Realisierung eines geplanten Biomasseheiz(kraft)werks und dem Einstieg in die Phase der Vor-, Entwurfs- und Ausführungsplanung (siehe Abb. 6.1 und Kapitel 6.3) steht ein meist mehrstufiger und iterativer Prozess der Projektentwicklung und -beurteilung im Rahmen der Ausarbeitung von Projektskizze(n) und Machbarkeitsstudie(n).

Gemeinsam ist Projektskizze und Machbarkeitsstudie die Analyse sowohl technischer, ökonomischer als auch nicht technischer/ökonomischer Parameter, die für das geplante Vorhaben relevant sind und der Beurteilung dienen. Tabelle 6.1 gibt einen Überblick über diese generellen Inhalte.

Unabhängig von diesen inhaltlichen Gemeinsamkeiten unterscheiden sich Projektskizze und Machbarkeitsstudie jedoch in ihrer Zielsetzung und damit auch dem Detaillierungsgrad der Ausarbeitung.

- **Projektskizze:** Ziel der Projektskizze ist eine erste Projektbeurteilung durch den Projektinitiator selbst, die die Frage beantwortet, ob es wesentliche (unüberwindbare) Hemmnisse gibt, die dem geplanten Projekt entgegenstehen bzw. die eine besondere Berücksichtigung erfordern (z. B. wirtschaftliche Schwachstellen oder mangelnde Verfügbarkeit an Biobrennstoffen). Für die Erstellung einer Projektskizze können qualitative bzw. einfache quantitative Abschätzungen, z. B. zu Wärmebedarf, Biomasseverfügbarkeit, Anlagenkonzipierung, Kapitalbedarf und Wirtschaftlichkeit, durch den Projektinitiator selbst vorgenommen werden.
- **Machbarkeitsstudie:** Ziel der Machbarkeitsstudie ist die Entscheidung für bzw. gegen den Einstieg in den Genehmigungsprozess sowie die Kontaktaufnahme mit Kreditunternehmen und damit den Einstieg in die Umsetzung des geplanten Vorhabens. Das Ergebnis der Machbarkeitsstudie ist eine umfassende Risikobewertung für verschiedene untersuchte Anlagenvarianten bzw. Konzepte. Im Vergleich zur Projektskizze müssen für die oben genannten Aspekte detailliertere Berechnungen mit ggf. zusätzlichem Rechercheaufwand durchgeführt werden. Es empfiehlt sich, für die Bearbeitung einer Machbarkeitsstudie ein erfahrenes Ingenieurbüro heranzuziehen.

Nachfolgend werden in den Kapitel 6.2.1 bis 6.2.3 die wesentlichen technischen, wirtschaftlichen und nicht technischen/ökonomischen Aspekte und Parameter, die im Rahmen von Projektskizze und Machbarkeitsstudie zu berücksichtigen sind, näher erläutert. Auch werden Vorgehensweisen zur Erhebung und Quantifizierung der Parameter erläutert und auf den unterschiedlichen Detaillierungsgrad zwischen Projektskizze und Machbarkeitsstudie verwiesen. Weiterhin werden Herangehensweisen zur Beurteilung bzw. Bewertung einer Projektskizze und Machbarkeitsstudie für die abschließende Entscheidungsfindung vorgestellt (Kapitel 6.2.4).

Die folgenden Ausführungen sollen dem Projektinitiator ein grundlegendes Verständnis und Hilfestellung bieten für die Erstellung von Projektskizze und Machbarkeitsstudie und den roten Faden darstellen, anhand dessen die Planung eines Heiz(kraft)werks sowie gegebenenfalls Wärmenetzes vollzogen werden kann.

6.2.1 Analyse technischer Aspekte

Tabelle 6.2 gibt einen Überblick über wesentliche technische Parameter, die im Rahmen der Projektskizze bzw. Machbarkeitsstudie jeweils in unterschiedlichem Detailgrad erhoben werden. Bei der Auflistung handelt es sich um einen für Bioenergievorhaben mittlerer Größe üblichen Umfang, von dem im konkreten Fall entsprechende Abweichungen möglich sind. Bei Anlagen kleiner Leistung sind häufig nicht alle Aspekte relevant (z. B. Wärmeverteilung, da meist vorhanden), während bei größeren Anlagen mit komplexerem Aufbau ein entsprechend größerer Umfang erforderlich ist (z. B. Grobauslegung des Wasser-Dampf-Systems und des Stromerzeugungsaggregates bei KWK-Anlagen).

Anhand des technischen Grobkonzeptes soll insbesondere die technische Machbarkeit geprüft und eine Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung geschaffen werden. Während als Ergebnis der Projektskizze ein erstes, noch wenig detailliertes technisches Konzept stehen kann, sollten im Zuge der Machbarkeitsstudie verschiedene technische Anlagenvarianten untersucht werden. Eine frühzeitige Festlegung auf eine Vorzugsvariante soll aber nicht zu einer Verhinderung eines Wettbewerbs führen. Nachfolgend werden die Bearbeitungsschritte näher erläutert.

TAB. 6.1: GENERELLE INHALTE VON PROJEKTSKIZZE UND MACHBARKEITSSTUDIE

Technische Aspekte (Technisches Grob-Konzept)	Wirtschaftliche Aspekte (Wirtschaftlichkeitsabschätzung)	Nicht technische/ökonomische Aspekte
Randbedingungen vor Ort (u. a. Standort, Wärmebedarf)	Wirtschaftliche Randbedingungen und Basisdaten	Vorläufige Festlegung der Projektbeteiligten und Organisationsstruktur
Verfügbare Biobrennstoffsortimente, -mengen und Bereitstellungswege	Investitionsrechnung (u. a. Kapitalbedarf)	Prüfung der Genehmigungspflichtigkeit
Grobe Anlagenkonzipierung (inkl. Konversions-, Maschinen- und Bautechnik, Ascheverwertung und -entsorgung)	Abschätzung der Wirtschaftlichkeit	Bewertung der Akzeptanz/Öffentlichkeitsarbeit
Vorkonzipierung Wärme- und Kälteverteilung, Stromeinspeisung	Evaluierung der Fördermöglichkeiten	Vorbereitung der nächsten Schritte zur Anlagenrealisierung
Risikobewertung (bei Machbarkeitsstudie), Empfehlung und Entscheidung, Dokumentation		

TAB. 6.2: WESENTLICHE TECHNISCHE BEARBEITUNGSSCHRITTE UND ZU ERMITTELNDE PARAMETER FÜR PROJEKTSKIZZE UND MACHBARKEITSSTUDIE

Bearbeitungsschritte	Zu ermittelnde Parameter
Ermittlung der Randbedingungen (siehe Kapitel 6.2.1.1)	Daten der Energieabnehmer, v. a. Wärme- bzw. Kältebedarf Anlagenstandort sowie architektonische Anforderungen oder Einschränkungen am vorgesehenen Standort Eigentumsverhältnisse sowie Grunddienstbarkeiten für Anlagenstandort und erforderliche Trassen
Ermittlung der verfügbaren Biobrennstoffsortimente, -mengen und Bereitstellungswege (siehe Kapitel 6.2.1.2)	Biobrennstoffsortimente und -mengen Mittlerer Umkreis des Anfalls Jahreszeitlicher Verlauf des Anfalls Wesentliche Brennstoffeigenschaften Anlieferungsform der Biomassen Art der Langzeitlagerung Erforderliche Aufbereitungsschritte
Grobe Anlagenkonzipierung (siehe Kapitel 6.2.1.3)	Anzahl, Art und Leistungsgröße der Wärmeerzeugungsanlagen sowie ggf. der Anlagen zur Kälte- und Stromerzeugung Art der Feuerungstechnik Art der Stromerzeugungstechnik Art der Rauchgasreinigungssysteme Art der Kraft-Wärme-Kopplung (bei kombinierter Stromerzeugung) Auslegungsdaten und Betriebsparameter Grundfließbild Daten der wesentlichen maschinentechnischen Komponenten Bautechnik (u. a. Flächenbedarf und Bauvolumina) Konzept für Ascheverwertung bzw. -entsorgung
Vorkonzipierung der Wärme- und/oder Kälteverteilung sowie Stromeinspeisung (siehe Kapitel 6.2.1.4)	Wärmeverteilung: Leitungslänge der Haupttrasse Nennweite/Durchmesser der Haupttrasse Anzahl der Hausübergabestationen Stromeinspeisung: Festlegung des Einspeisepunkts und des Spannungsniveaus Festlegung der technischen Bedingungen für die Einspeisung in Abstimmung mit dem Netzbetreiber

6.2.1.1 Ermittlung der Randbedingungen

Die Festlegung der Randbedingungen beinhaltet die Erörterung geeigneter verfügbarer Standorte für das Heiz(kraft)werk sowie die Abschätzung des Bedarfs der Energieabnehmer, d. h. insbesondere deren Wärme- und ggf. auch Kältebedarf.

Festlegung des Anlagenstandorts

Ein wesentliches Kriterium bei der Standortsuche ist die Entfernung zu den Energieabnehmern, die möglichst gering sein sollte. Weiterhin sollte auf eine ausreichende verkehrstechnische Anbindung für die Brennstoffanlieferung geachtet und die Biobrennstofflagerungsmöglichkeiten einbezogen werden. Die Erfahrungen der jüngsten Vergangenheit zeigen, dass die Sensibilisierung der Bevölkerung gerade beim Thema Transport stark zugenommen hat und insbesondere zusätzlicher Lkw-Verkehr nur schwer Akzeptanz findet. In Bezug auf den Anlagenstandort sollten zudem mögliche Einschränkungen (z. B. baurechtliche Beschränkungen, zu erwartende Akzeptanzprobleme) geprüft sowie die Eigentumsverhältnisse und Möglichkeiten wie Pacht geklärt werden.

Bestimmung des Wärmebedarfs

Der Wärmebedarf der (des) Abnehmer(s) ist eine wichtige Grundlage für die Entwicklung des Wärmeversorgungssystems, d. h. für die Auslegung der Konversionsanlage und – soweit erforderlich – des Wärmenetzes (siehe auch Kapitel 6.2.1.4). Daher sollte möglichst frühzeitig, d. h. im Rahmen der Projektskizze bzw. Machbarkeitsstudie, eine sorgfältige und realistische Erhebung des Wärmebedarfs vorgenommen werden.

Der Wärmebedarf setzt sich zusammen aus dem Bedarf für Heiz- und Brauchwasserwärme. Weiterhin kann z. B. für Produktions- oder Industriebetriebe Prozesswärme erforderlich sein. Die Höhe des Wärmeverbrauchs und die Verbrauchscharakteristik wird u. a. durch folgende Faktoren beeinflusst (siehe auch /AGFW 2009/, /Koch und Jenssen 2010/).

- **Objekttyp/Gebäudetyp:** Heizwärme kann für unterschiedliche Objekte bereitgestellt werden, die sich u. a. in der Bedarfshöhe sowie dem zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs unterscheiden wie Wohngebäude, öffentliche Einrichtungen (z. B. Verwaltungsgebäude, Schulen, Krankenhäuser, Schwimmbäder) und Produktionsstätten.

- **Dämmstandard und weitere bauliche Faktoren:** Der Dämmstandard, der z. B. je nach Baualtersklasse und Renovierungsstand der Gebäude variiert, nimmt wesentlichen Einfluss auf den Heizwärmebedarf. Gerade Neubauten weisen aufgrund des hohen Dämmstandards einen vergleichsweise geringen Heizwärmebedarf auf; hier kommt dem Wärmebedarf für die Brauchwasserwärmebereitstellung eine mengenmäßig zunehmende Bedeutung zu (auch für den Wärmebedarfsverlauf und die Auslegung der Anlagen). Neben der Wärmedämmung spielen aber auch weitere bauliche Aspekte, wie z. B. der Fensterflächenanteil, Geschossanzahl, Lage des Gebäudes innerhalb der Bebauung, eine Rolle für den Heizwärmebedarf.
- **Witterungsbedingte Faktoren:** Hierzu zählen u. a. der jahreszeitliche Verlauf der Außentemperatur, Windeinwirkung, Sonneneinstrahlung, Luftfeuchtigkeit.
- **Individuelles Verhalten:** Einfluss auf den Wärmebedarf hat weiterhin das individuelle Verhalten des Eigentümers bzw. des Mieters (z. B. gewünschte Innentemperatur, gewünschter Luftwechsel und Nutzungszeit).

Für die Auslegung der Versorgungsanlagen maßgeblich ist die Heizlastermittlung gemäß DIN EN 12831 von 2004. Unter Berücksichtigung u. a. von Transmissionswärme- und Lüftungsverlusten sowie standort- und klimaspezifischer Daten wird für ein konkretes Gebäude die Heizlast (in kW) für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser berechnet. Damit können der Kessel und die Heizflächen ausgelegt werden.

Einen weiteren Ansatz speziell zur Wärmebedarfsermittlung bietet die Energieeinsparverordnung /EnEV 2009/. Hier wird der Wärmebedarf in kWh/Jahr ermittelt mit dem Ziel der Begrenzung des Primärenergiebedarfs für Neubau- oder renovierte Gebäude /Koch und Zech 2011/. Dabei ist zu beachten, dass die Berechnungen über EnEV auf bundeseinheitlichen, durchschnittlichen Daten basieren, die damit die fundierte standort- und einzelfallspezifische Heizlastermittlung nach DIN EN 12831 nicht ersetzen können, aber eine vergleichende Einordnung und Bewertung der Gebäude gemäß EnEV ermöglichen.

Die Berechnungsverfahren sowohl nach DIN EN 12831 als auch nach EnEV mit den jeweils dazugehörigen Verordnungen und Vorgaben sind aufwendig und komplex und werden daher von entsprechend geschulten Fachleuten und/oder mit entsprechender (kostenpflichtiger) Software durchgeführt.

Für erste, grobe Abschätzungen bieten sich einfachere Verfahren der Wärmebedarfsermittlung an. Hierzu zählen z. B.:

- **Energieverbrauchsverfahren (v. a. Anlagenbestand):** Hier wird vom Energieverbrauch früherer Jahre ausgegangen (z. B. berechnet aus dem Brennstoffverbrauch), der im Falle von bestehenden Gebäuden in der Regel vorliegt. Der Verbrauch früherer Jahre darf aber keinesfalls ohne kritische Prüfung für die Ermittlung des Wärmebedarfs herangezogen werden, da sich z. B. durch Wärmedämmung o. Ä. veränderte künftige Bedarfswerte ergeben können!
- **Indikatorenverfahren:** Hier wird die gegebene Wärmenachfrage anhand spezifischer Erfahrungswerte ermittelt, die auf bestimmte Indikatoren wie Wohnfläche, Arbeitsplätze, Krankenhausbetten etc. bezogen werden. Typische spezifische Werte finden sich in der einschlägigen Literatur (vgl. z. B. /AGFW 2009/).
- **Gebäudetypen- und Siedlungstypenverfahren:** Das Gebäudetypenverfahren basiert auf typisierten Gebäuden, denen spezifische Wärmebedarfswerte zugewiesen sind. Werden die betrachteten Gebäude den jeweiligen Gebäudetypen und damit spezifischen Wärmebedarfswerten zugeordnet, kann hierauf aufbauend eine Wärmebedarfsermittlung vorgenommen werden. Das Siedlungstypenverfahren geht darüber hinaus und weist bestimmten Siedlungstypen anhand einer typischen Gebäudezusammensetzung typische Wärmebedarfswerte zu (vgl. /Blesl et al. 2009/).

Neben der Gesamthöhe des Wärmebedarfs muss für die Anlagenauslegung weiterhin bekannt sein, wann z. B. die Bedarfsspitzen auftreten bzw. wie der tägliche sowie jährliche Verlauf des Wärmebedarfs aussieht. Falls entsprechende Informationen für eine erste Abschätzung nicht vorliegen, können typische Verläufe herangezogen werden (vgl. /Blesl et al. 2009/).

Für die Auslegung sowohl der Erzeugungs- als auch der Verteilungsanlagen sind zusammengefasst insbesondere folgende Parameter von Bedeutung:

- der jährliche Wärmebedarf (siehe oben),
- die Spitzenlast der Wärmeleistung,
- das erforderliche Temperaturniveau der Nutzwärme,
- der saisonale Verlauf der Wärmelast in einer Jahresganglinie bzw. einer geordneten Jahresdauerlinie (bei Projektskizze ist die Zugrundelegung eines typischen Verlaufs ausreichend).

Ist die Bedarfsermittlung bei der Versorgung eines Einzelobjekts noch vergleichsweise einfach, so erfordert der Aufbau eines Nahwärmenetzes eine gründliche und möglichst genaue Erfassung (vgl. auch Kapitel 6.2.1.4). Bei der Ermittlung des Wärmebedarfs mehrerer Abnehmer ist zu beachten, dass deren Spitzenlasten meist nicht zeitgleich auftreten, sodass die Gesamthöchstlast geringer ist als die Summe der einzelnen Spitzenlasten. Das Versorgungssystem kann somit kleiner dimensioniert und die Kosten für Investitionen und Betrieb geringer gehalten werden (Vermeidung der Überdimensionierung). Um dies zu berücksichtigen, ist ein Gleichzeitigkeitsfaktor anzusetzen. Nach /Blesl et al. 2009/ ist der Gleichzeitigkeitsfaktor das Verhältnis der tatsächlichen Höchstlast innerhalb eines Zeitraums zur Summe der individuellen Höchstlasten der einzelnen Wärmeabnehmer. Der Gleichzeitigkeitsfaktor hängt von der Anzahl der Abnehmer und deren Wärmebedarfscharakteristik ab und liegt in der Regel zwischen 0,5 und 1 (/Wagner 2008/, /Blesl et al. 2009/). Und schließlich ist auch der etwaige künftige Wärmebedarf mit in die Planungen einzubeziehen. Auch bei einer groben Ermittlung der gegebenen Wärmenachfrage ist eine Berücksichtigung und realistische Einschätzung der zukünftigen Entwicklung wesentlich. Insbesondere folgende Aspekte führen zu Änderungen des Wärmebedarfs:

- Verminderung des Wärmebedarfs durch verbesserte Wärmedämmung der bestehenden Wärmenutzer, z. B. auch durch geänderte Vorschriften bei Renovierung, u. a. bedingt durch die Vorschriften der jeweils aktuellen Energieeinsparverordnung (EnEV),
- Wärmebedarfsabfall bei gewerblichen/industriellen Wärmeabnehmern durch rationellere Wärmenutzung,
- Wärmebedarfssteigerung bei gewerblichen bzw. industriellen Wärmeabnehmern durch Produktionserweiterungen,
- Zubauten bzw. Erweiterungen bei Nahwärmesystemen.

Bestimmung des Kältebedarfs

Während die Objektversorgung mit Nahwärme aus Biomasse als Stand der Technik angesehen werden kann, werden Systeme zur Versorgung mit Kälte zu Kühlungs- oder Klimatisierungszwecken erst in jüngster Zeit zunehmend in Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungs-Anlagen (KWKK-Anlagen) realisiert (vgl. Kapitel 3.2.6). Hier wird das Ziel verfolgt, die Auslastung der Anlage in den Monaten mit geringem Wärmebedarf zu verbessern. Da sich der Bedarf an Kühlung und Klimatisierung von Gebäuden, technischen Einrichtungen (EDV) oder auch Maschinen zukünftig eher erhöht, der Wärmebedarf dagegen sinkt, erscheinen solche Lösungen zunehmend interessant.

Über den Einsatz von Absorptionskältemaschinen ist eine derartige Nahwärme/Kälte-Kopplung grundsätzlich realisierbar. Allerdings ist der technische Aufwand nicht unerheblich und oft nur dann wirtschaftlich vertretbar, wenn ein vergleichsweise hoher Kältebedarf vorliegt, beispielsweise bei der Klimatisierung eines großen Bürogebäudes oder der industriellen Kälteerzeugung für Brauereien. Eine optimale Auslegung einer kombinierten Wärme-Kälte- und ggf. auch Stromerzeugung erfordert darüber hinaus einen wesentlich höheren Planungsaufwand als eine reine Wärmeversorgung. Der Zusatzaufwand ergibt sich daraus, dass nicht nur die heizungstechnische Seite sowie die Erzeugerseite bei der Auslegung zu berücksichtigen sind, sondern auch die Kältemaschine mit ihrem Leistungsverhalten sowie die klima- oder kältetechnischen Einrichtungen zu betrachten sind. Trotz dieser Schwierigkeiten kann die sinnvolle Integration einer Kälteversorgung in ein Bioenergieprojekt zu einer auch wirtschaftlich überzeugenden Gesamtlösung führen.

Hinsichtlich der Erfassung des Kältebedarfs kann auf die Vorgaben der VDI-Richtlinie 2078 „Berechnung der Kühllast und Raumtemperaturen von Räumen und Gebäuden“ /VDI 2078 2012/ zurückgegriffen werden.

6.2.1.2 Verfügbare Biobrennstoffsortimente, -mengen und Bereitstellungswege

Das Angebot und die Bezugsmöglichkeiten für feste Biobrennstoffe in Deutschland sind sehr vielfältig. Dies zeigt sich u. a. daran, dass

- Biobrennstoffe aus sehr verschiedenen regionalen Quellen und durch verschiedenste Produzenten bzw. Anbieter verfügbar gemacht werden (z. B. aus der Forstwirtschaft, Landwirtschaft, verarbeitenden Industrie),
- in der Praxis sehr unterschiedliche, (meist) an das jeweilige Vorhaben angepasste Biobrennstoff-Bereitstellungskonzepte realisiert werden. Die Konzepte reichen von der Bereitstellung des Biobrennstoffs durch den Produzenten (z. B. Waldbesitzer) bis hin zur vollständigen Übernahme der Brennstoffbereitstellung frei Heiz(kraft)werk durch ein Logistikunternehmen.

Holz- und halmgutartige Biobrennstoffe für Festbrennstofffeuerungen; verfügbare Mengen

Zunächst ist festzulegen, welche Art(en) von Biobrennstoffen zum Einsatz kommen sollen bzw. können und welche Mengen verfügbar sind. Die Auswahl der möglichen Brennstoffe sollte sich zunächst vorrangig nach den in der Region verfügbaren Biobrennstoffen richten.

Tabelle 6.3 gibt einen Überblick über holz- und halmgutartige Biobrennstoffe, die in Feuerungsanlagen genutzt werden können. So stehen Rückstände aus der Land- und Forstwirtschaft sowie z. B. aus der holzbe- und verarbeitenden Industrie für eine Wärme- und Stromerzeugung zur Verfügung. Als weitere Kategorie kann Biomasse aus der Landschaftspflege genannt werden. Hierzu zählt u. a. holz- und halmgutartiges Material aus der Pflege von Gewässerrandstreifen, Knicks, Straßenrandstreifen sowie ggf. aus der Pflege von Naturschutzflächen. Weiterhin können Energiepflanzen gezielt auf landwirtschaftlichen Flächen für eine spätere energetische Nutzung produziert werden (vgl. auch Kapitel 2).

TAB. 6.3: HOLZ- UND HALMGUTARTIGE BIOBRENNSTOFFE, DIE ZUR NUTZUNG IN HEIZ(KRAFT)WERKEN ZUR VERFÜGUNG STEHEN, SOWIE MÖGLICHE BRENNSTOFFLIEFERANTEN

		Holzartige Biobrennstoffe	Halmgutartige Biobrennstoffe	Lieferanten
Biogene (Ernte-) Rückstände, Nebenprodukte, Abfälle	aus der Land- und Forstwirtschaft	z. B. Durchforstungsholz, Waldrestholz (z. B. Privatwald, kommunaler Wald)	z. B. Stroh	landwirtschaftliche Betriebe, Forstbetriebe, Forstbetriebsgemeinschaften etc., Holzhandel, Biomassehöfe etc.
	aus der be- bzw. verarbeitenden Industrie	z. B. Sägenebenprodukte, Industrierestholz (Späne, Pellets, Briketts etc.), Altholz		holzbe- und -verarbeitende Betriebe, Recyclingunternehmen, Holzhandel, Biomassehöfe etc.
Aufwuchs-Biomasse aus der Landschaftspflege sowie aus Gärten, Parks etc.		z. B. holzartiges Material von Straßenrändern, Gewässerrandstreifen; aus kommunaler Baum- und Heckenpflege	z. B. Grasschnitt aus der Pflege von Naturschutzflächen oder Landschaftspflegeflächen, aus kommunaler Grünflächenpflege	Kommunen, Dienstleister aus dem Bereich der Landschaftspflege, Straßenmeistereien, Holzhandel, Biomassehöfe etc.
Gezielt angebaute Energiepflanzen		Kurzumtriebsplantagenholz (z. B. Weide, Pappel)	z. B. Miscanthus, Getreideganzpflanzen	landwirtschaftliche Betriebe

Momentan werden in Deutschland fast ausschließlich die holzartigen Sortimente zur Verbrennung in Heiz(kraft)werken genutzt. Dabei stellen – in Abhängigkeit von der Anlagengröße – vor allem Wald(rest)holz, Sägenebenprodukte und Altholz die wichtigsten Biobrennstoffe dar. Eine Auswertung von 68 Biomasse(heiz)kraftwerken in Bayern /Eberhardinger et al. 2009/ zeigt, dass 64 % der eingesetzten Biomasse auf Waldhackschnitzel, 22 % auf Sägenebenprodukte, 6 % auf Flurholz (inkl. Landschafts- und Straßenpflegematerial), 6 % auf Altholz und 2 % auf sonstige Biomasse entfallen. Sägenebenprodukte werden dabei verstärkt in Anlagen › 1 MW (oftmals sägewerkseigene Heizwerke) und Altholz in Anlagen › 5 MW eingesetzt. Eine Nennleistung › 5 MW weisen dabei nur gut 10 % der im Rahmen der Auswertung berücksichtigten Anlagen auf.

Das EEG-Monitoring /DBFZ 2011/ demgegenüber bezieht sich ausschließlich auf Heizkraftwerke und damit verbunden auch größere Leistungsklassen. In den Größenklassen bis 10 MW_{el} werden insbesondere Wald(rest)holz, Sägerestholz, Rinde und Landschaftspflegeholz eingesetzt. In Anlagen › 10 MW_{el} spielt Altholz die dominierende Rolle /DBFZ 2011/. Jedoch werden die auf dem Markt zur Verfügung stehenden Altholzmengen mittlerweile fast vollständig genutzt bzw. sind vertraglich gebunden /DBFZ 2009/.

Eine detaillierte Beschreibung des Potenzials an fester Biomasse zur energetischen Nutzung in Deutschland findet sich im Dachleitfaden. Die Potenzialangaben lassen allgemeine Einschätzungen zur Verfügbarkeit der in Tabelle 6.3 dargestellten Biobrennstoffsortimente zu. Jedoch müssen für jedes Vorhaben bereits im Rahmen der Projektskizze spezifische, standortabhängige Abschätzungen (ggf. basierend auf ersten Absprachen mit künftigen Brennstofflieferanten) durchgeführt werden. Da jedoch die Ermittlung der verfügbaren Biobrennstoffmengen im Rahmen der Projektskizze noch mit Unsicherheiten behaftet ist (verbindliche Lieferverträge werden erst in einer späteren Projektphase abgeschlossen), sollten hierfür konservative Schätzungen angestellt werden. Dafür sind insbesondere jährlich schwankende Parameter wie Hektarertrag etc. mit entsprechenden Sicherheitszuschlägen zu versehen.

Neben den verfügbaren Mengen sollten für die vorgesehenen Biobrennstoffe die folgenden Größen in enger Kooperation mit den zukünftigen Brennstofflieferanten (siehe Tabelle 6.3) ermittelt werden:

- mittlerer Umkreis um das Heiz(kraft)werk, in dem die Biobrennstoffe anfallen bzw. angeliefert werden (zur Ermittlung der mittleren Transportentfernung),
- jahreszeitlicher Verlauf des Anfalls der Biobrennstoffe, v. a. wenn die Brennstoffbereitstellung durch Produzenten erfolgt (Konzipierung der Langzeitlagerung),
- wesentliche Brennstoffeigenschaften (z. B. Feuchte, Heizwert; vgl. auch Anforderungen der geplanten Anlagentechnik) und Eigenschaften zur Bestimmung des erforderlichen Transport- und Lagervolumens (z. B. Schüttdichte).

Wird der Biobrennstoff zur Stromerzeugung eingesetzt und soll die Vergütung nach EEG in Anspruch genommen werden (zur EEG-Vergütung siehe Kapitel 4), so sind bezüglich der eingesetzten Biobrennstoffe speziell die Festlegungen für den Begriff „Biomasse“ gemäß der „Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung)“ /BiomasseV 2012/ zu beachten. Die Biomasseverordnung in der ab dem 1. Januar 2012 geltenden Fassung regelt u. a., welche Stoffe vergütungsrechtlich als Biomasse anerkannt werden sowie für welche Stoffe eine zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütung in Anspruch genommen werden kann.

Lieferanten und Konzepte für die Biobrennstoffbereitstellung

Die Biomasse-Bereitstellungskette umfasst prinzipiell die Ernte, die erforderliche Aufbereitung (Häckseln bei Holzbrennstoffen, Ballenpressen bei Stroh etc.), die Zwischenlagerung der Brennstoffe und deren Transport zum Heiz(kraft)werk (siehe Kapitel 2). Die Bereitstellung der Biobrennstoffe frei Heiz(kraft)werk kann durch unterschiedlichste Lieferanten und Konzepte erfolgen:

- Der Heiz(kraft)werksbetreiber nutzt eigene Biobrennstoffe bzw. er bezieht den Biobrennstoff direkt von dem bzw. den Produzenten (z. B. Landwirt, Waldbauer, Forstbetriebsgemeinschaft), d. h., die Biomasse (z. B. Waldrestholz) wird vom Produzenten geerntet, ggf. aufbereitet und/oder gelagert und nach Bedarf direkt am Heiz(kraft)werk angeliefert.
- Der Heiz(kraft)werksbetreiber bezieht den Biobrennstoff über Produzenten-Dienstleister-Kooperationen (z. B. Kooperationen aus Landwirten, Waldbauern und Maschinenringen), die z. B. Waldrestholz verfügbar machen, aufbereiten und je nach Bedarf an die Feuerungsanlage anliefern.
- Der Heiz(kraft)werksbetreiber bezieht den Biobrennstoff in gewünschter Menge und Qualität über den Brennstoffhandel. In diesem Falle besteht kein direkter Kontakt zwischen Heiz(kraft)werksbetreiber und Biobrennstoffproduzenten.

/Eberhardinger et al. 2009/ haben festgestellt, dass zu den typischen Holzlieferanten im kleinen Anlagenleistungsbereich (‹ 5 MW) momentan vor allem die Anlagenbetreiber bzw. Eigentümer selbst (eigene Holzbrennstoff-Produktion) sowie forstliche Zusammenschlüsse (z. B. Waldbesitzervereinigungen, Forstbetriebsgemeinschaften) und Privatwaldbesitzer zählen. Handelsunternehmen und Forstunternehmen spielen zwar bei allen Kraftwerksgrößen eine Rolle, jedoch steigt ihre Bedeutung mit steigender Anlagengröße sehr deutlich an /Eberhardinger et al. 2009/. Mit zunehmender Anlagengröße und damit steigendem Brennstoffbedarf kann sich für den Anlagenbetreiber der Direktbezug an Brennstoff von u. U. vielen eher kleinen Anbietern oftmals als wenig interessant erweisen (vgl. /Ehler 2007/). Der Brennstoffhandel kann hier aus einer Hand die Bereitstellung auch größerer Mengen an Biobrennstoff anbieten.

Prinzipiell kann ein Anlagenbetreiber gleichzeitig verschiedene mögliche Bereitstellungskonzepte nutzen. Die Organisation der Biobrennstoffbereitstellung frei Heiz(kraft)werk muss dabei auf die langfristige Sicherstellung der Biobrennstoffversorgung in ausreichender Qualität bei gleichzeitig möglichst geringen Biobrennstoffkosten ausgerichtet sein. Eine genaue Analyse der regionalen Biobrennstoffverfügbarkeit und der jeweiligen Anbieter, der Anforderungen an die Biobrennstoffqualität, des (saisonalen) Bedarfs, der Lagermöglichkeiten und Transportoptionen ist hierfür eine wesentliche Voraussetzung.

Im Rahmen der Projektskizze ist weniger eine detaillierte Festlegung als vielmehr eine Zusammenstellung der Möglich-

keiten zur Biobrennstoffbereitstellung für das Vorhaben erforderlich. Soll die Biobrennstoffbereitstellung über den Holzhandel oder z. B. Biomassehöfe erfolgen, so empfiehlt es sich, rechtzeitige Recherchen zum Bezug von Biobrennstoffen über den Handel und entsprechende Anbieter in der Region durchzuführen.

6.2.1.3 Grobe Anlagenkonzipierung

Basis für die Festlegung des technischen Konzepts sind die Ergebnisse der Wärme- bzw. Kältebedarfsermittlung (siehe Kapitel 6.2.1.1). Dabei sind im Falle eines räumlich ausgedehnten Wärmenetzes dessen Wärmeverluste zu berücksichtigen und hierfür realistische Annahmen zu treffen. Die Netzverluste betragen, sowohl auf die Höchstlast als auch auf die jährliche Wärmemenge bezogen, etwa 8 bis 12 % bei kleinen und mittleren Netzen mit hoher Anschlussdichte und etwa 15 bis 25 % bei großen Netzen geringer Anschlussdichte.

Zur Festlegung des technischen Anlagenkonzepts sind zunächst die Anzahl, die Art und die Leistungsgröße der Energieerzeugungsanlagen zu bestimmen. Dabei sind insbesondere die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- Wird ein Biomassekessel zur gesamten Wärmeerzeugung eingesetzt oder ist eine Aufteilung auf zwei bzw. mehrere Kessel sinnvoll (Biomassekessel zur Bereitstellung der Grundlast, fossil befeuerte Kessel zur Abdeckung der Spitzenlast und Reserveleistung)?
- Welcher Brennstoff (meistens Erdgas oder Heizöl) kommt zur Befeuerung der Spitzenlast- und Reservekessel infrage?
- Können vorhandene Kessel zur Abdeckung von Wärmespitzen oder als Reservekessel verwendet werden?
- Welche Anforderungen stellen die Energieabnehmer an die Verfügbarkeit der Anlage?

Streng genommen ist das technische Anlagenkonzept Ergebnis einer technisch-ökonomischen Optimierung. Hierzu sind mehrere Möglichkeiten in Bezug auf die Anzahl der Kessel, die Aufteilung auf Grund- und Spitzenlast etc. einander vergleichend gegenüberzustellen. Die Durchführung dieser Optimierungsrechnung ist insbesondere im Rahmen einer Machbarkeitsstudie erforderlich. Für die Projektskizze ist es meist ausreichend, ein erstes Konzept festzulegen: Bei Kleinanlagen bis etwa 200 kW beispielsweise ist häufig der Einsatz ausschließlich eines Biomassekessels, der zur Deckung des gesamten Wärmebedarfs dient, zweckmäßig. Hierbei sollte berücksichtigt werden, dass Biomassekessel Grundlastkessel sind. Ihr alleiniger Einsatz ist daher umso vorteilhafter, je gleichmäßiger der jährliche Wärmebedarf ist (z. B. Versorgung eines Schwimmbads). Weist die Wärmenachfrage dagegen ausgeprägte Spitzen auf (etwa bei der reinen Raumwärmebereitstellung), so ist es sinnvoll, einen zusätzlichen fossil befeuerten Spitzenlastkessel vorzusehen.

Im Falle von Nahwärmesystemen für Abnehmer mit überwiegendem Heizwärmebedarf ist es sinnvoll, einen biomassebefeuerten Grundlastkessel und einen erdgas- oder heizölbefeuerten Spitzenlastkessel wie folgt vorzusehen:

- 40 % der Spitzenlast als Nennwärmeleistung des Grundlastkessels und
- 70 % der Spitzenlast als Nennwärmeleistung eines Spitzenlastkessels. Zur Erhöhung der Verfügbarkeit empfiehlt sich insbesondere im Falle größerer Nahwärmesysteme, zwei Spitzenlastkessel vorzusehen (z. B. Aufteilung auf zwei Spitzenlastkessel mit 50 % und 25 % der Spitzenlast). Damit können auch bei Ausfall eines Kessels 75 % der Spitzenlast bereitgestellt werden.

Somit können mittels Biobrennstoffen etwa 80 % des jährlichen Wärmebedarfs – wiederum im Fall von überwiegend Heizwärme – gedeckt werden. Beim Vergleich verschiedener Alternativen zur Deckung eines gegebenen Wärmebedarfs (häufig: Wärmeerzeugung mittels Biobrennstoffen bzw. mittels Erdgas oder Heizöl) ist die Konzipierung – als Grundlage für den Wirtschaftlichkeitsvergleich – selbstverständlich auch für die fossilen Alternativen erforderlich.

Steht das technische Anlagenkonzept fest, kann im nächsten Schritt die vorläufige Festlegung der Feuerungstechnik für den Biomassekessel und der erforderlichen Rauchgasreinigungssysteme – unter Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben für die zulässigen Emissionen – erfolgen. In diesem Zusammenhang ist auch zu prüfen, ob bzw. inwieweit gerade bei Anlagen bis wenigen MW Leistung heute bereits typgeprüfte Anlagenkomponenten oder auch „Fertiglösungen“ vonseiten verschiedener Lieferanten angeboten werden. Entscheidend für den künftigen Anlagenbetreiber ist in diesem Fall, dass für eine Auswahl bzw. Entscheidung die laufenden Projekte und Referenzen des potenziellen Anlagenlieferanten berücksichtigt werden sowie Erfahrungen von anderen Anlagenbetreibern mit entsprechenden Anlagen eingeholt werden.

Auf der Grundlage obiger Festlegungen zum Anlagenkonzept errechnen sich die wesentlichen Auslegungsdaten und Betriebsparameter (jährlich erzeugte Wärmemenge aus Biobrennstoffen und aus fossilen Brennstoffen, Brennstoffbedarf, Ascheanfall etc.). Eine Vorlage zur Berechnung für eine Projektskizze im Falle der reinen Wärmeerzeugung ist in Tabelle 6.4 aufgeführt.

Der dort enthaltene Kesselnutzungsgrad ist das Verhältnis von jährlicher Wärmeerzeugung zu jährlicher Brennstoffmenge. Er ist in der Regel geringer als der Kesselwirkungsgrad (Verhältnis von Nennwärmeleistung zu Feuerungswärmeleistung) aufgrund von höheren Verlusten bei Teillast und von Stillstands-, An- und Abfahrverlusten. Bei Biomassekesseln, die in der Grundlast betrieben werden, ist der Kesselnutzungsgrad nur geringfügig niedriger als der Wirkungsgrad, der meist etwa 85 % beträgt. Bei Spitzenlastkesseln ist dagegen der Nutzungsgrad häufig beträchtlich niedriger und erreicht teilweise nur Werte von 70 bis 75 %.

Im Falle von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist zusätzlich die Höhe der elektrischen Leistung und die jährliche Erzeugung an elektrischer Energie zu ermitteln (vgl. Tabelle 6.5).

Nach Festlegung der wesentlichen technischen Parameter erfolgt anschließend eine Vorkonzipierung der weiteren maschinentechnischen Komponenten. Dies kann im einfachsten Fall nur wenige Nebenaggregate (z. B. Speisewasserpumpe, Ausdehnungsgefäß etc.) betreffen, während bei KWK-Anlagen zudem die wesentlichen Teile der gewählten Stromerzeugungstechnologie, wie der Wasser-Dampf-Kreislauf bei einem Dampfprozess oder der Wärmeträger-Kreislauf eines ORC-Prozesses sowie das Stromerzeugungsaggregat (z. B. Dampfturbine mit Generator) zu konzipieren sind. Auch für diesen Bearbeitungs-

TAB. 6.4: VORLAGE FÜR EINE PROJEKTSKIZZE ZUR ERMITTLUNG VON WESENTLICHEN TECHNISCHEN PARAMETERN UND AUSLEGUNGSDATEN IM FALLE VON HEIZWERKEN MIT NAHWÄRMESYSTEMEN (ERLÄUTERUNGEN UND ANNAHMEN SIEHE TEXT)

Heizwerk mit Nahwärmesystem				
	Einheit	**Abk.**	**Rechengang**	**Ergebnis**
Summe der Wärmehöchstlasten	kW	WL_0		
Jährlicher Wärmebedarf	MWh/a	WE_0		
Gleichzeitigkeitsfaktor[a]	–	G		
Netzverluste	–	NV		
Spitzenlast Wärmeerzeugung	kW	WL	$WL_0 \times G/(1\text{-}NV)$	
Jährliche Wärmelieferung	MWh/a	WE	$WE_0/(1\text{-}NV)$	
Grundlastkessel (Biomasse):				
Anteil Grundlastkessel an Nennwärmeleistung[b]	–	AG		
Anteil Wärmeerzeugung Grundlastkessel an Gesamtwärmeerzeugung[b]	–	AW		
Nennwärmeleistung	kW	BL	AG × WL	
Jährliche Wärmeerzeugung	MWh/a	BE	AW × WE	
Volllastbenutzungsdauer	h/a	VB_1	BE × 1.000/BL	
Kesselwirkungsgrad	–	Eta_1		
Feuerungswärmeleistung	kW	BF	BL/Eta_1	
Heizwert Biomasse[c]	MJ/kg	Hu_B		
Brennstoffbedarf jährlich	MWh/a		$BF/1.000 \times VB_1$	
Biomassebedarf jährlich	t/a	m_1	$BF/1.000 \times VB_1/Hu_B \times 3{,}6$	
Biomassebedarf täglich[d]	t/d	mT_1	$BF/1.000 \times 24/Hu_B \times 3{,}6$	
Aschegehalt der Biomasse[c]	%	AB		
Ascheanfall jährlich	t/a	a_1	$m_1 \times AB/100$	
Spitzenlastkessel (Erdgas oder Heizöl):				
Nennwärmeleistung	kW	SL	≥ WL – BL	
Jährliche Wärmeerzeugung	MWh/a	SE	WE – BE	
Volllastbenutzungsdauer	h/a	VB_2	SE × 1.000 / SL	
Kesselwirkungsgrad	–	Eta_2		
Feuerungswärmeleistung	kW	SF	SL/Eta_2	
Brennstoffbedarf jährlich	MWh/a	m_2	$SF \times VB_2/1.000$	

Quelle: nach /Fichtner 2000/

[a] *Gleichzeitigkeitsfaktor liegt in der Regel zwischen 0,5 und 1 (vgl. Kapitel 6.2.1.1)*
[b] *Diese Werte sind ausschlaggebend für einen wirtschaftlichen und sicheren Betrieb der Anlage. Sie sind anhand der Jahresdauerlinie festzulegen bzw. zu errechnen (vgl. Kapitel 6.2.1.3).*
[c] *siehe z. B. Tabelle 2.9 und Tabelle 2.12*
[d] *max. täglicher Biomassebedarf (24 h Volllast)*

schritt muss sich der erforderliche Detaillierungsgrad jeweils an den Zielsetzungen der Projektskizze und der Machbarkeitsstudie orientieren. Es sind also vorwiegend diejenigen Parameter zu ermitteln, die zur Bewertung von Ausschlusskriterien bzw. der technischen Machbarkeit und als Basisdaten für die Investitionskostenschätzung erforderlich sind.

Die Vorkonzipierung der Bautechnik dient der Ermittlung des Flächenbedarfs sowie der erforderlichen Bauvolumina, die als Grundlage für Investitionskostenschätzungen erforderlich sind. Damit kann z. B. im Rahmen der Projektskizze eruiert werden, ob

- im Falle eines Anlagenneubaus der vorgesehene Standort bzw.
- bei einer Anlagenerrichtung in bestehenden Gebäuden der verfügbare Platz

flächenmäßig ausreichend ist. Ein Groblayout der Anlage beispielsweise kann ausgehend von den Ausführungen des Kapitels 3.5 erfolgen, dem auch beispielhafte, typische Werte für den Flächenbedarf einzelner Anlagenkomponenten, der Biobrennstofflagerung sowie der gesamten Anlage zu entnehmen sind.

TAB. 6.5: VORLAGE FÜR EINE PROJEKTSKIZZE ZUR ERMITTLUNG VON WESENTLICHEN TECHNISCHEN PARAMETERN UND AUSLEGUNGSDATEN IM FALLE VON KWK-ANLAGEN

Heizkraftwerk (KWK-Anlage, Beispiel mit ORC-Technik)				
	Einheit	**Abk.**	**Rechengang**	**Ergebnis**
Summe der Wärmehöchstlasten	kW	WL_0		
Jährlicher Wärmebedarf	MWh/a	WE_0		
Gleichzeitigkeitsfaktor[a]	–	G		
Netzverluste	–	NV		
Spitzenlast Wärmeerzeugung	kW	WL	$WL_0 \times G/(1\text{-}NV)$	
Jährliche Wärmelieferung	MWh/a	WE	$WE_0/(1\text{-}NV)$	
Kessel und ORC (Biomasse):				
Nennwärmeleistung (Thermoölleistung) ORC thermisch	kW_{th}	BL_{ORC}		
Wirkungsgrad ORC thermisch	–	$Eta_{ORC\ th}$		
Wirkungsgrad ORC elektrisch	–	$Eta_{ORC\ el}$		
Anteil ORC an Nennwärmeleistung[b]	–	A_{ORC}		
Jährliche Wärmeerzeugung	MWh/a	BE_{ORC}	$A_{ORC} \times WE_0$	
Volllastbenutzungsdauer	h/a	VB_{ORC}	$BE_{ORC} \times 1.000/(BL_{ORC} \times Eta_{ORC\ th})$	
Jährliche Stromerzeugung	MWh/a	S_{ORC}	$Eta_{ORC\ el} \times VB_{ORC} \times BL_{ORC}/1.000$	
Wirkungsgrad Kessel	–	Eta_{Kessel}		
Nennwärmeleistung Kessel	kW	L_{Kessel}	BL_{ORC}/Eta_{Kessel}	
Heizwert Biomasse	MJ/kg	HuB		
Biomassebedarf jährlich	t/a	m_B	$BL_{ORC} \times VB_{ORC}/Eta_{Kessel} \times 3{,}6/Hu_B/1.000$	
Aschegehalt der Biomasse[c]	%	A_B		
Ascheanfall jährlich	t/a	a_{T1}	$m_1 \times AB/100$	
Spitzenlastkessel (Erdgas):				
Nennwärmeleistung	kW	SL	WL – BL	
Jährliche Wärmeerzeugung	MWh/a	SE	$WE - BE_{ORC}$	
Volllastbenutzungsdauer	h/a	$VB_{S\text{-}Kessel}$	$SE \times 1.000/SL$	
Kesselwirkungsgrad	–	$Eta_{S\text{-}Kessel}$		
Feuerungswärmeleistung	kW	SF	$SL/Eta_{S\text{-}Kessel}$	
Heizwert Erdgas	MJ/m^3	$H_{u\ Erdgas}$		
Brennstoffbedarf jährlich	m^3/a	m_{Erdgas}	$SF \times VB_{S\text{-}Kessel} \times {}_{3,6}/H_{u\ Erdgas}$	

Quelle: /IER 2012/

[a] *Gleichzeitigkeitsfaktor liegt in der Regel zwischen 0,5 und 1 (vgl. Kapitel 6.2.1.1)*
[b] *Diese Werte sind ausschlaggebend für einen wirtschaftlichen und sicheren Betrieb der Anlage. Sie sind anhand der Jahresdauerlinie festzulegen bzw. zu errechnen (vgl. Kapitel 6.2.1.3).*
[c] *siehe z. B. Tabelle 2.9 und Tabelle 2.12*

6.2.1.4 Vorkonzipierung von Wärme- und/oder Kälteverteilung sowie Stromeinspeisung

Die Vorkonzipierung des Wärmeverteilsystems empfiehlt sich bei Anlagen zur Nah- bzw. Fernwärmeversorgung mit räumlich ausgedehnten Wärmenetzen. Das Wärmeverteilungssystem beeinflusst die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens maßgeblich. So können gerade bei Biomasseprojekten im ländlichen Raum die Investitionskosten in ein Nahwärmenetz die Investitionen in die eigentliche Erzeugungstechnik schnell übersteigen. Die später festzulegenden Wärmetarife, vorrangig der bedarfsunabhängige Grundpreis, werden daher durch die Ausführung des Netzes stark beeinflusst. Bei der zentralen Wärmeversorgung von Neubaugebieten – einem typischen Anwendungsfall – kommt hinzu, dass die Entwicklung der Anschlusszahlen häufig deutlich langsamer verläuft als ursprünglich angenommen. Da die Verlegung des Netzes und damit die Investitionen vollständig zu Beginn des Vorhabens getätigt werden, kann eine derart verzögerte Anschlussentwicklung schwerwiegende Folgen für den kalkulierten Kapitalrückfluss haben.

Entsprechend lohnt es sich, schon im frühen Konzeptstadium zu prüfen, ob eine Nahwärmeversorgung sinnvoll ist oder ob nicht auf kleine, dezentrale Erzeugungseinheiten ausgewichen werden sollte. Aus bislang realisierten Projekten lassen sich Kennwerte bzw. Anforderungen ableiten, die eine erste Beurteilung der Nahwärmeversorgung erlauben (vgl. auch /Krapf 2009/):

- Tabelle 6.6 gibt eine Einschätzung über die Eignung unterschiedlicher Objekte für eine zentrale Wärmeversorgung anhand der angedachten Versorgungsaufgabe (basierend auf den Erfahrungen aus realisierten Bioenergieprojekten). Eine sehr gute Eignung aus wirtschaftlicher Sicht weisen vor allem Objekte auf, die einen – im besten Falle ganzjährig – hohen Wärmebedarf vorweisen. Natürlich lassen sich auch die als „gering geeignet“ eingestuften Objekte in ein Nahwärmekonzept integrieren, allerdings ist der wirtschaftliche Gestaltungsspielraum dann geringer.
- Nach /CARMEN 2010/ muss beim Bau eines Wärmenetzes unbedingt auf eine hohe Wärmedichte geachtet werden. So sollten als Richtlinie pro Meter Wärmenetz mindestens 1,5 MWh pro Jahr von den angeschlossenen Verbrauchern abgenommen werden. Gerade im ländlichen Raum ist die Wärmedichte oftmals gering, beispielsweise verursacht durch eine sehr aufgelockerte Bebauung, die große Netzlängen zwischen den einzelnen Abnehmern erfordert.
- Tendenziell sind Neubaugebiete mit Häusern in Niedrigenergiebauweise aufgrund des geringen spezifischen Wärmebedarfs für zentrale Lösungen weniger geeignet. Gleichwohl kann auch in diesen Fällen eine Versorgung über Bioenergie erfolgen, wenn auf moderne Kleinfeuerungssysteme (Hackschnitzel oder Pellets) ausgewichen wird, die durchaus auch in Mikronetzen, etwa zur Versorgung von Reihenhauszeilen, eingesetzt werden können.
- /Leuchtweiß 2002/ empfiehlt, dass mindestens 70 % der prognostizierten jährlichen Wärmemenge bereits im ersten Betriebsjahr gesichert sein sollten. Die restlichen Abnehmer sollten spätestens innerhalb der folgenden drei Jahre gewonnen werden können.

Es ist darauf hinzuweisen, dass die oben genannten Kriterien sehr hohe Anforderungen darstellen. Sie sollten daher vorrangig als Richtwerte für optimale Netze angesehen werden: Je niedriger die im konkreten Projekt ermittelten Kennwerte im Vergleich zu den genannten Richtwerten ausfallen, desto dringender ist eine genaue Prüfung der Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzes erforderlich bzw. es sollten Alternativlösungen in die Überlegungen einbezogen werden.

Die wesentlichen Parameter zur Charakterisierung des Wärmenetzes sind

- die Leitungslänge der Haupttrasse,
- der Durchmesser der Haupttrasse und
- die Anzahl der Hausübergabestationen.

Weiterhin sind als Grundlage für die Kostenschätzung die grobe Trassenführung sowie die Verlegungsart vorläufig festzulegen. Für die Verlegekosten ist zudem entscheidend, ob das zu querende Gelände bebaut oder unbebaut (d. h. asphaltiert oder unbedeckt, vgl. auch Kapitel 5.1.4) ist oder ob eventuell ein hoher Aufwand für die Verlegung durch Hindernisse wie Flüsse, Autobahnen, Bahnlinien etc. zu erwarten ist.

Im Fall von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen sind vor allem der mögliche Netzeinspeisepunkt, dessen Spannungsniveau sowie ggf. der Anteil der erzeugten elektrischen Energie, der zur Deckung des Stromeigenbedarfs verwendet wird, festzulegen.

TAB. 6.6: EIGNUNG UNTERSCHIEDLICHER OBJEKTE FÜR EINE ZENTRALE WÄRMEVERSORGUNG MIT BIOMASSE

Sehr gute Eignung	Schwimmbäder, Schulen, Krankenhäuser, Wohnheime Holzverarbeitende Betriebe mit Trocknungsanlage Molkereien, Brauereien, Schlachthöfe Bestehende Wohngebiete mit dichter Bebauung, mehrgeschossige Wohnbauten
Bedingte Eignung	Reine Wohn-/Neubaugebiete mit dichter Bebauung Kleinere kommunale Gebäude Gemischte Gewerbegebiete, Industrieanlagen
Geringe Eignung	Wenige Wohnhäuser (lockere Bebauung) Kleine Einzelobjekte mit geringem Wärmebedarf (z. B. Lagerhallen, Bauhöfe)

Quelle: /CARMEN 2010/

6.2.2 Analyse wirtschaftlicher Aspekte

Aufgabe dieses Teilbereichs ist die Abschätzung und Bewertung der Wirtschaftlichkeit des geplanten Vorhabens. Hierbei werden berücksichtigt

- alle relevanten Kostenpositionen für Investition und Betrieb des Heiz(kraft)werks sowie ggf. des Wärmenetzes,
- alle erwarteten Erlöse für erzeugte Wärme, Kälte und/oder Strom und
- mögliche Fördermittel (siehe Kapitel 6.1.2).

Während im Rahmen der Projektskizze noch auf generelle Kostenerhebungen (wie z. B. in Kapitel 5 zusammengestellt) und Angaben zu Erlösen zurückgegriffen werden kann, ist für die Machbarkeitsstudie eine detaillierte Ermittlung der Kosten und Erlöse, ggf. bereits auf Basis eingeholter Angebote, unbedingt erforderlich. Auch kann es im Rahmen der Ausarbeitung der Machbarkeitsstudie bereits sinnvoll sein, die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen um detaillierte Cashflow-Kalkulationen zu ergänzen. Letzteres ist jedoch nicht Gegenstand dieses Leitfadens. Hierzu wird auf entsprechende Literatur verwiesen, z. B. /FORSEO 2008/.

Tabelle 6.7 gibt einen Überblick über wesentliche Bearbeitungsschritte und zu ermittelnde Parameter bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Nachfolgend wird zunächst ein Überblick über die Methoden zur Investitionsrechnung gegeben und anschließend auf die einzelnen folgenden Bearbeitungsschritte und zu ermittelnden Parameter näher eingegangen.

6.2.2.1 Methoden zur Investitionsrechnung

Die Beurteilung der ökonomischen Vorteilhaftigkeit von Investitionsprojekten erfolgt mittels sogenannter Investitionsrechnungen. Die Verfahren der Investitionsrechnung können zunächst in statische und dynamische Methoden unterschieden werden. Bei den statischen Verfahren bleiben – im Gegensatz zu den dynamischen Methoden – zeitliche Unterschiede beim Anfall der Kosten und Erträge unberücksichtigt. Daher eignen sich diese nur für sehr grobe überschlägige Berechnungen oder zur Analyse von Investitionsprojekten mit zeitlich annähernd konstanten Zahlungsströmen. Deshalb werden nachfolgend lediglich die dynamischen Verfahren berücksichtigt.

Die dynamischen Verfahren der Investitionsrechnung umfassen

- die Kapitalwertmethode,
- die Annuitätenmethode,
- die interne und modifiziert-interne Zinsfußmethode sowie
- die Amortisationsmethode.

Bei den drei erstgenannten Methoden besteht die Zielsetzung in der Ermittlung der Verzinsung des eingesetzten Kapitals, wobei diese Methoden – mit Ausnahme der internen Zinsfußmethode – bei gleichen Verzinsungsannahmen zu derselben Entscheidung führen.

Die Amortisationsmethode verfolgt dagegen eine andere Zielsetzung und kann daher zu anderen Ergebnissen führen. Hier wird der Zeitpunkt ermittelt, zu dem die Auszahlungen einschließlich des Investitionsbetrages gerade durch die Einzahlungen gedeckt werden. Je früher der Deckungszeitpunkt (Amortisationsdauer) erreicht wird, umso vorteilhafter ist ein Investitionsobjekt. Die Amortisationsmethode dient damit der Risikoabschätzung des Kapitaleinsatzes sowie der Beurteilung der künftigen Liquidität des Investors. Sie wird im Regelfall nur in Kombination mit den drei erstgenannten Verfahren verwendet.

Die Kapitalwert- und die Annuitätenmethode werden am häufigsten verwendet und werden daher nachfolgend kurz erläutert. Eine detaillierte Beschreibung aller vier Verfahren ist der VDI Richtlinie /VDI 6025 1996/ zu entnehmen.

Kapitalwertmethode

Eine Investition löst eine Folge von Ein- und Auszahlungen zu verschiedenen Zeitpunkten aus, sodass diese Ein- und Auszahlungen nur unter Berücksichtigung von Zinsen miteinander ver-

TAB. 6.7: WESENTLICHE BEARBEITUNGSSCHRITTE UND ZU ERMITTELNDE PARAMETER BEI DER WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG FÜR PROJEKTSKIZZE UND MACHBARKEITSSTUDIE

Bearbeitungsschritte	Zu ermittelnde Parameter
Festlegung der Methode der Investitionsrechnung	Festlegung der Zielsetzung für die Wirtschaftlichkeitsanalyse, Erläuterung der verschiedenen Methoden in Kapitel 6.2.2.1
Festlegung der wirtschaftlichen Randbedingungen und Basisdaten (siehe Kapitel 6.2.2.2)	Zinssatz Preissteigerung Betrachtungsdauer wirtschaftliche Basisdaten (u. a. Investitionskosten, Kosten der Biobrennstoffe, Preise fossiler Energieträger, erzielbare Wärme-, Kälte- und Stromvergütungen)
Durchführung der Investitionsrechnung (siehe Kapitel 6.2.2.3)	jährlicher Kapitaldienst jährliche betriebsgebundene Kosten jährliche bedarfsgebundene Kosten jährliche sonstige Kosten
Interpretation der Ergebnisse: Abschätzung der Wirtschaftlichkeit (siehe Kapitel 6.2.2.4)	Gegenüberstellung jährlicher Kosten und Erlöse bzw. äquivalenter Kosten Durchführung von Sensitivitätsberechnungen
Evaluierung der Fördermöglichkeiten (siehe Kapitel 6.1.2)	Feststellung der Fördermöglichkeiten auf EU-, Bundes-, Länder- bzw. kommunaler Ebene Identifizierung der Anforderungen für eine Förderung und Schaffung der Grundlagen für Bearbeitung des Förderantrages

rechnet werden können. Dies geschieht bei der Kapitalwertmethode, indem alle Zahlungen auf einen Bezugszeitpunkt (z. B. Jahr der Inbetriebnahme) abgezinst (diskontiert) werden. Diese diskontierten Ein- und Auszahlungen werden als Barwerte bezeichnet. Unter dem Kapitalwert versteht man die Summe der auf den Anfangszeitpunkt bezogenen Barwerte.

Der **Barwert** *B* einer Zahlung *Z*, die im Jahr *t* nach dem Bezugszeitpunkt anfällt, errechnet sich nach:

$$B = \frac{Z}{(1+i)^t}$$

mit i = kalkulatorischer Zinssatz.

Für die häufigsten Fälle, bei denen zum Bezugszeitpunkt die Investitionskosten *I* anfallen, errechnet sich der **Kapitalwert** *K* demnach wie folgt:

$$K = -I + \sum_{t=1}^{T} \frac{E_t - A_t}{(1+i)^t}$$

mit E_t, A_t = Ein- bzw. Auszahlungen im Jahr *t* nach dem Bezugszeitpunkt,
i = kalkulatorischer Zinssatz,
T = kalkulatorische Betrachtungsdauer.

Der Kapitalwert stellt somit den erwirtschafteten Überschuss einer Investition bezogen auf den Anfang des Betrachtungszeitraums, also zum Bezugszeitpunkt dar. Eine Investition ist daher als vorteilhaft anzusehen, wenn der Kapitalwert nicht negativ ist. Beim Vergleich mehrerer Investitionsalternativen ist diejenige mit dem größten Kapitalwert am wirtschaftlichsten.

Annuitätenmethode

Bei der Annuitätenmethode werden zur Berücksichtigung der unterschiedlichen Zeitpunkte, zu denen Zahlungen anfallen,

- einmalige Zahlungen, z. B. die Investitionskosten,
- periodische, z. B. jährliche Zahlungen mit veränderlichen (z. B. jährlich steigenden) Beträgen,

in periodisch konstante, d. h. in durchschnittliche jährliche Zahlungen umgerechnet. Dies erfolgt durch Multiplikation mit dem **Annuitätenfaktor** *a*, der sich wie folgt ergibt:

$$a = \frac{i(1+i)^T}{(1+i)^T - 1}$$

mit i = kalkulatorischer Zinssatz,
T = kalkulatorische Betrachtungsdauer.

Der errechnete periodisch konstante Betrag wird als Annuität bezeichnet, der als Zins und Tilgung für rückzuzahlendes Kapital in Höhe des Kapitalwertes aufgefasst wird. Diese Berechnungsmethode ermöglicht es, alle Zahlungen nach der Ermittlung der jeweiligen Annuität aufzusummieren, um damit den durchschnittlichen jährlichen Überschuss bzw. – falls lediglich die Auszahlungen betrachtet werden – die durchschnittlichen jährlichen Kosten zu ermitteln.

Falls der Investitionsaufwand *I* nicht über mehrere Jahre verteilt ist und keine Reinvestition erforderlich ist sowie gleichbleibende Ein- und Auszahlungen *E* und *A* vorliegen, kann die **Annuität** *AN* als durchschnittlicher jährlicher Überschuss vereinfacht wie folgt errechnet werden:

$$AN = E - A - I \cdot a = E - A - I \frac{i(1+i)^T}{(1+i)^T - 1}$$

mit i = kalkulatorischer Zinssatz,
T = kalkulatorische Betrachtungsdauer.

Analog zur Kapitalwertmethode ist eine Investition dann als vorteilhaft anzusehen, wenn die Annuität nicht negativ ist. Beim Vergleich mehrerer Investitionsalternativen ist diejenige mit der größten Annuität am wirtschaftlichsten.

Da – wie oben angeführt – Annuitäten- und Kapitalwertmethode zu demselben Ergebnis führen, kann die Frage, wann eine der Methoden der anderen vorzuziehen ist, der Entscheidung des Einzelnen überlassen bleiben. Die Annuitätenmethode ist anschaulicher und wird daher häufig favorisiert. Im Falle von im Betrachtungszeitraum stark veränderlichen Zahlungsströmen ist jedoch die Kapitalwertmethode flexibler und handlicher. Daher wird empfohlen, für erste grobe Wirtschaftlichkeitsabschätzungen die Annuitätenmethode, bei detaillierten Betrachtungen dagegen die Kapitalwertmethode zu verwenden.

6.2.2.2 Festlegung der wirtschaftlichen Randbedingungen und Basisdaten

Folgende Randbedingungen und Basisdaten sind für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung festzulegen bzw. ausgehend vom technischen Grobkonzept (siehe Kapitel 6.2.1) zu ermitteln:

- kalkulatorischer Zinssatz,
- allgemeine Preissteigerungsrate,
- Betrachtungsdauer,
- Basisdaten in Bezug auf Investitionskosten, Brennstoffkosten und -preise, Vergütungen/Erlöse.

Dabei sind nicht nur die aktuellen Kosten und Preise, sondern auch die zukünftig zu erwartenden preislichen Entwicklungen zu beachten. Soweit es sich um eine erste Abschätzung handeln soll, wird empfohlen, die allgemeine Inflationsrate durch die Zugrundelegung eines realen Zinssatzes zu berücksichtigen und für alle Ein- und Auszahlungen die heutigen Werte anzusetzen. Dieser Vorgehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass die Preissteigerungsraten dieser Zahlungen der allgemeinen Inflationsrate entsprechen. Sollte jedoch bei einzelnen Zahlungen eine signifikante Abweichung von der allgemeinen Inflationsrate erwartet werden, so sollte dies durch Umrechnung dieser abweichenden Zahlungsreihen in real konstante Werte berücksichtigt werden.

Kalkulatorischer Zinssatz

Der kalkulatorische Zinssatz stellt einen Mischzinssatz dar, der sich abhängig vom Verhältnis von Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung ergibt. Zum Zinssatz für Eigen- und Fremdkapital ist Folgendes anzumerken:

- Fremdkapitalverzinsung: Zur Festlegung der Fremdkapitalverzinsung ist die mittelfristige Zinsentwicklung zu berücksichtigen, um einen über die Betrachtungsdauer gemittelten Zinssatz zu erhalten.

- Eigenkapitalverzinsung (Eigenkapitalrendite): Für den Eigenkapitalanteil ist ein Zinssatz zugrunde zu legen, der der gewünschten Eigenkapitalrendite entspricht. Diese sollte neben den Ertragserwartungen – die sich an den Marktzinsen orientieren – auch die Risikoeinschätzungen und Refinanzierungsvorstellungen des Investors widerspiegeln.

Es wird empfohlen, bei groben Wirtschaftlichkeitsrechnungen von einer Berücksichtigung der Ertragssteuern abzusehen, das bedeutet, Zinssätze „vor Steuern" anzusetzen.

Berücksichtigung der allgemeinen Preissteigerungsrate

Aufgrund der vergleichsweise langen Nutzungsdauer von Bioenergieanlagen ist die Einbeziehung von Preissteigerungsraten erforderlich. Hierfür gibt es folgende Möglichkeiten:

- Einbeziehung der Preissteigerungsraten aller jährlichen Ein- und Auszahlungen und Verwendung des nominalen Zinssatzes (vor Abzug der Inflation).
- Alle Ein- und Auszahlungen werden inflationsbereinigt angesetzt, d. h., dass im zeitlichen Verlauf nur Preissteigerungen, die von der allgemeinen Preissteigerung (Inflationsrate) abweichen, zu berücksichtigen sind. Es ist dann der reale (inflationsbereinigte) Zinssatz anzusetzen, der sich aus dem nominalen Zins durch Abzug der Inflationsrate ergibt.

Letztere Möglichkeit hat den Vorteil, dass die Ergebnisse der Investitionsrechnung (z. B. spezifische Wärmeerzeugungskosten) direkt mit sonstigen, aktuell für das Bezugsjahr geltenden Werten verglichen werden können. Deshalb ist diese Methode der erstgenannten vorzuziehen.

Vorgehensweise zur Bestimmung des realen Mischzinssatzes

Ausgehend von den obigen Ausführungen wird (indem Eigen- und Fremdkapitalverzinsung entsprechend ihrem Anteil an der Finanzierung wie folgt verknüpft werden) zunächst der **nominale Mischzinssatz** i_N ermittelt:

$$i_N = i_{EK} \cdot a_{EK} + i_{FK} \cdot a_{FK}$$

mit i_{EK}, i_{FK} = Zinssatz für Eigen- bzw. Fremdkapital
a_{EK}, a_{FK} = Anteil der Eigen- bzw. Fremdfinanzierung

Der reale Zinssatz ergibt sich dann aus dem nominalen Zins durch Abzug der Inflationsrate. Ein Beispiel für diese Vorgehensweise zur Bestimmung des realen Mischzinssatzes ist in Tabelle 6.8 enthalten.

TAB. 6.8: BEISPIEL FÜR DIE VORGEHENSWEISE ZUR BESTIMMUNG DES REALEN MISCHZINSSATZES

	Eigenkapital	Fremdkapital
	in %	
Anteil	30	70
Zinssatz vor Steuern	15	7
Mischzinssatz, nominal	9,4	
Allgemeine Preissteigerungsrate	2,5	
Mischzinssatz, real	6,9	

TAB. 6.9: RECHNERISCHE NUTZUNGSDAUER DER WESENTLICHEN ANLAGENKOMPONENTEN VON BIOENERGIEANLAGEN

(in Anlehnung an VDI 2067, Blatt 1 /VDI 2067 2010/)

Anlagenkomponente	Rechnerische Nutzungsdauer in Jahren
Bauliche Anlagen (allgemein)	50
Technische Gebäudeausrüstung	15
Kesselanlagen mit Entaschung und Rauchgasreinigung	20
Pneumatische Beschickung für feste Brennstoffe	15
Dampfturbinen	30
Dampfmotoren	15
Wasseraufbereitung	20
Rohrleitungen (Stahl)	40
Pumpen, Armaturen	15
Elektrotechnische Ausrüstung	30
Leittechnische Ausrüstung	12
Nahwärmeleitungen (Stahlmantelrohr)	40
Nahwärmeleitungen (Kunststoffmantelrohr)	25
Hausübergabestation	30

Kalkulatorische Betrachtungsdauer

Die kalkulatorische Betrachtungsdauer ist bei der Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von investitionsintensiven Technologien wie der Biomassenutzung von besonderer Bedeutung und sollte sich an der Nutzungsdauer der wesentlichen Anlagenkomponenten orientieren. Sie ist nicht zu verwechseln mit der Amortisationsdauer, die den Zeitpunkt darstellt, zu dem die Auszahlungen gerade durch die Einzahlungen gedeckt werden. An der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit entspricht jedoch die Amortisationsdauer der Betrachtungsdauer. Für die rechnerische Nutzungsdauer können exemplarisch die in Tabelle 6.9 aufgeführten Werte zugrunde gelegt werden (zusammengestellt in Anlehnung an VDI Richtlinie 2067, Blatt 1 /VDI 2067 2010/).

Im Falle von Anlagenkomponenten bzw. Teilsystemen, die eine von der kalkulatorischen Betrachtungsdauer abweichende Nutzungsdauer aufweisen, ist wie folgt vorzugehen:

- Bei Komponenten/Teilsystemen mit längerer Nutzungsdauer: Berücksichtigung von deren Restwerten nach Ablauf der Betrachtungsdauer.
- Im Falle von Komponenten/Teilsystemen mit kürzerer Nutzungsdauer: Berücksichtigung der erforderlichen Ersatzinvestitionen.

Für erste Grobabschätzungen der Wirtschaftlichkeit können unter Vernachlässigung der unterschiedlichen Nutzungsdauern für die kalkulatorische Betrachtungsdauer im Falle einer eher konservativen Betrachtung 15 Jahre, im Falle einer gewissen Risikobereitschaft 20 Jahre verwendet werden.

Wirtschaftliche Basisdaten

Zu den wirtschaftlichen Basisdaten zählen insbesondere:

- Investitionskosten für das Heiz(kraft)werk inkl. ggf. Spitzenlastkessel und/oder Wärmenetze,
- Kosten bzw. Preise der Biobrennstoffe frei Anlage,
- Erdgas- bzw. Heizölpreise als Vergleich für die fossile Alternative bzw. als Preis des Spitzenlastbrennstoffs (falls erforderlich),
- erzielbare Wärme-, Kälte- und/oder (bei KWK) Stromvergütung bzw. -erlöse (bzw. vermiedene Strombezugskosten),
- Möglichkeiten zur Förderung (siehe Kapitel 6.1.2).

Investitionskosten für Heiz(kraft)werk

Für erste Abschätzungen typischer Investitionskosten im Rahmen der Projektskizze können typische Erfahrungswerte und recherchierte Größenordnungen dem Kapitel 5 entnommen werden.

Falls Erfahrungswerte für die vorliegende Projektidee nicht in ausreichendem Maße vorhanden sind bzw. wenn im Rahmen der Machbarkeitsstudie eine konkretere Datenbasis erforderlich ist, empfiehlt es sich, Richtpreise für die wesentlichen Anlagenkomponenten wie z. B. Kessel mit Rauchgasreinigung und Peripherie (Beschickung etc.) einzuholen. Nach /Storm 2010/ ist für eine erfolgreiche Projektrealisierung eine vollständige und realistische Kostenplanung entscheidend. So sind bei der Ermittlung der Investitionskosten (z. B. für Technik, Gebäude, Infrastruktur, Wärmenetz) auch die Investitionsnebenkosten detailliert zu erheben. Hierzu zählen z. B. Kosten für das Planungsbüro, für Gutachten und ggf. Rechtsberatung, aber auch Notar- und Grundbuchkosten, Bearbeitungsgebühren, Bereitstellungszinsen etc., die bei einer vollständigen Kostenkalkulation zu berücksichtigen sind. Weiterhin sind auch die Anfahrphase bzw. die Biobrennstoffvorfinanzierung etc. mit entsprechenden Kosten verbunden, die auf alle Fälle mit eingeplant werden müssen. In diesem Zusammenhang ist auch ein (finanzieller) Puffer für Unvorhergesehenes zu berücksichtigen, u. a. um Nachfinanzierungsbedarf vermeiden. Es wird empfohlen, für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen entsprechend qualifizierte und interessensneutrale Partner wie z. B. Ingenieurbüros in Anspruch zu nehmen. Werden Angaben Dritter zu den Kosten oder der Wirtschaftlichkeit, beispielsweise Literaturangaben oder Angaben von Anlagenherstellern, herangezogen, so sind diese in Bezug auf Randbedingungen und gewählte Ansätze kritisch zu hinterfragen, damit daraus keine unzutreffenden Schlussfolgerungen gezogen werden.

Kosten und Preise für Biobrennstoffe und fossile Brennstoffe frei Anlage sowie erzielbare Vergütungen

Für eine erste Abschätzung im Rahmen der Projektskizze können typische Erfahrungswerte und generelle Berechnungen zu Brennstoffkosten (Waldrestholz, Kurzumtriebsplantagenholz, Miscanthus und Stroh) sowie zu erzielbaren Vergütungen für die Abgabe von Wärme und Strom dem Kapitel 5 entnommen werden.

Darüber hinaus ist es insbesondere im Rahmen von Machbarkeitsstudien erforderlich, sich intensiver mit den Preisen und Märkten für Biobrennstoffe zu befassen, welche sehr vielfältig und regional unterschiedlich sein können.

So zeigen beispielsweise Waldhackschnitzel – entsprechend den vielfältigen Quellen und Bereitstellungskonzepten – u. a. regionale und angebotsspezifische Preisunterschiede. Waldhackschnitzel werden vorwiegend regional vertrieben /Ehler 2007/, daher existieren nur eingeschränkt überregionale Märkte und damit Preisbildungsmechanismen. Dies kann sich ggf. in Zukunft ändern, wenn verstärkt überregional tätige Logistikunternehmer und Dienstleister aktiv werden. Die Einflussfaktoren auf die Brennstoffpreise insbesondere für Holzhackschnitzel sind vielfältig. Unter anderem zählen hierzu:

- (regionales) Angebot und Nachfrage,
- geforderte Brennstoffqualität (z. B. müssen Anlagen, die an eine hohe Brennstoffqualität gebunden sind, tendenziell mit höheren Brennstoffpreisen rechnen als Anlagen, die bzgl. der Brennstoffqualität flexibler sind),
- etwaige Einbindung der Biomasseproduzenten in das Betreibermodell. Falls die Biomasseproduzenten am Betrieb der Anlage beteiligt sind, resultieren hieraus ggf. günstigere Brennstoffpreise und eine längere Sicherstellung der Biomassebereitstellung.

Regelmäßig aktualisierte Angaben zu Preisen und Anbietern für Hackschnitzel finden sich im Internet z. B. unter www.carmen-ev.de/dt/energie/hackschnitzel/hackschnitzel.html. Darüber hinaus sollte aber bei der Planung z. B. eines Heiz(kraft)werkes gezielt auch das regionale Angebot recherchiert werden.

Pellets dagegen werden heute bereits umfassend nicht nur deutschlandweit, sondern auch europaweit gehandelt, sodass sich ein europäischer Markt für Pellets bildet /Hiegl und Janssen 2009/, /Sikkema et al. 2009/. Eine monatlich aktualisierte Übersicht über Pelletpreise speziell für Deutschland (und Österreich) findet sich im Internet unter www.carmen-ev.de/dt/energie/pellets/pelletpreise.html (Pellet-Preis-Index Deutschland).

Aktuelle Entwicklungen in Bezug auf den Handel von Biobrennstoffen zeigen sich auch in der im November 2011 eröffneten Biomassebörse in Rotterdam. Ziel der Biomassebörse ist es, den internationalen Handel mit Biomasse (z. B. Holzpellets, Biokraftstoffe) zu befördern /Zwart und de Boer 2010/. Weiterhin gibt es auch nationale Ansätze, Auktionsplätze für Bioenergieträger (z. B. Holzhackschnitzel, Pellets) im Internet zu schaffen (z. B. https://www.energiemarktplatz.de/auktion-biomasse-biogas). Diese Vertriebs- bzw. Bezugswege für Biobrennstoffe sind aber noch weitgehend neu und müssen sich erst etablieren bzw. ihre Praktikabilität und Akzeptanz unter Beweis stellen (vgl. /Ertmer 2010/).

6.2.2.3 Durchführung der Investitionsrechnung

Zur Durchführung einer annuitätischen Investitionsrechnung im Rahmen einer Projektskizze kann für Vorhaben zur reinen Wärmeerzeugung der Mustervordruck in Tabelle 6.10 (in Anlehnung an die Richtlinie VDI 2067) verwendet werden, der zwischen Eingabedaten und Ergebnissen der Investitionsrechnung unterscheidet.

Zur Benutzung der Tabelle sind für alle Eingabedaten-Parameter, für die kein Rechengang angegeben ist, Vorgaben zu treffen. Für die jährlichen Kosten der Wartung und Instandhaltung, für Versicherungen und Steuern sowie für die sonstigen Betriebskosten können z. B. die in Kapitel 5.2 aufgeführten Richtwerte angesetzt werden.

TAB. 6.10: VORLAGE FÜR EINE VEREINFACHTE INVESTITIONSRECHNUNG MIT DER ANNUITÄTENMETHODE FÜR VORHABEN ZUR REINEN WÄRMEERZEUGUNG

(für detaillierte Vorgehensweise siehe VDI 2067)

Heizwerk (mit Nahwärmenetz)					
	Einheit	**Kurz-bez.**	**Rechengang**	**Biomasse-anlage**	**Mit fossilen Brennstoffen befeuerte Anlage**
Eingabedaten					
Wirtschaftl. Randbedingungen:					
Realer Zinssatz	%	i			
Betrachtungsdauer	Jahre (a)	T			
Annuitätsfaktor	–	a	$i \times (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$		
Spezifische Aufwendungen (vgl. Tabelle 6.4):					
Erzeugte jährliche Wärmemenge	MWh/a	E			
Biomassebedarf	t/a	m_1			
Biomassekosten	€/t	b_1			
Brennstoffbedarf f. Spitzenlast	MWh/a	m_2			
Brennstoffkosten f. Spitzenlast	€/MWh	b_2			
Personalbedarf	Personen-a	p			
Investitionskosten:					
Gesamte Brutto-Investitionskosten	€	I			
Förderung, Zuschüsse etc.	€	F			
Verbleibende Investitionskosten	€	K	I – F		
Ergebnisse Investitionsrechnung					
Kapitalgebundene Kosten:					
Jährl. Kapitaldienst	€/a	AN	K × a		
Bedarfsgebundene Kosten:					
Jährl. Biomassekosten	€/a	B_1	$b_1 \times m_1$		
Jährl. Brennstoffkosten f. Spitzenlast	€/a	B_2	$b_2 \times m_2$		
Betriebsgebundene Kosten:					
Jährl. Personalkosten[a]	€/a	P	p × 40.000		
Kosten f. Instandhaltung u. Wartung[b]	€/a	W	I × 0,02		
Sonstige Kosten[c]	**€/a**	**S**	**I × 0,01**		
SUMME JÄHRLICHER KOSTEN	**€/a**	**Z**	**$AN + B_1 + B_2 + P + W + S$**		
SPEZ. WÄRMEERZEUGUNGSKOSTEN PRO JAHR	**€/(kWh × a)**	**z**	**Z / E**		

[a] *vereinfachter Richtwert von 30.000 bis 50.000 € pro Personenjahr (siehe Kapitel 5.2)*
[b] *Annahme: 2 % der Brutto-Investitionskosten (siehe Kapitel 5.2)*
[c] *z. B. Versicherungen, allgemeine Abgaben, anteilige Verwaltungskosten; Annahme: 1 % der Brutto-Investitionskosten (siehe Kapitel 5.2)*

Als Ergebnis der Investitionsrechnung stehen (vgl. auch VDI 2067):

- der Kapitaldienst (Zins und Tilgung für investiertes Fremdkapital sowie Abschreibung und Rendite für das Eigenkapital),
- die jährlichen bedarfsgebundenen Kosten (z. B. Brennstoffkosten),
- die jährlichen betriebsgebundenen Kosten (z. B. Wartung/Instandhaltung) und die
- jährlichen sonstigen Kosten (z. B. Versicherung).

Mit Ergänzungen können damit auch KWK-Anlagen durchgerechnet werden (siehe Tabelle 6.11). Für diese ist beim sogenannten Restkostenverfahren zusätzlich die jährliche Stromgutschrift (jährliche Stromvergütung aus der Netzeinspeisung oder vermiedene Strombezugskosten) zu berücksichtigen, die von der Summe der jährlichen Kosten abzuziehen ist, um die auf die Wärmeerzeugung bezogenen Restwärmekosten zu erhalten. Die Restwärmekosten sind im nächsten Schritt mit den Wärmeerzeugungskosten einer Anlage ohne KWK zu vergleichen. Alternativ hierzu können zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der KWK lediglich die Differenzkosten zu einer Anlage ohne KWK ermittelt und mit der Stromgutschrift verglichen werden.

TAB. 6.11: VORLAGE FÜR EINE VEREINFACHTE INVESTITIONSRECHNUNG MIT DER ANNUITÄTENMETHODE FÜR KWK-ANLAGEN

(für detaillierte Vorgehensweise siehe VDI 2067)

Heizwerk (KWK-Anlage)					
	Einheit	**Kurz-bez.**	**Rechengang**	**Biomasse-anlage**	**Mit fossilen Brennstoffen befeuerte Anlage**
Eingabedaten					
Wirtschaftl. Randbedingungen:					
Realer Zinssatz	%	i			
Betrachtungsdauer	Jahre (a)	T			
Annuitätsfaktor	–	a	$i \times (1+i)^T / ((1+i)^T - 1)$		
Spezifische Aufwendungen/Erträge (vgl. Tabelle 6.5):					
Erzeugte jährliche Wärmemenge	MWh/a	E			
Biomassebedarf	t/a	m_1			
Biomassekosten	€/t	b_1			
Brennstoffbedarf f. Spitzenlast	MWh/a	m_2			
Brennstoffkosten f. Spitzenlast	€/MWh	b_2			
Jährl. Stromeinspeisung / vermiedener Strombezug	MWh/a	m_2			
Stromerlös[a]	€/MWh	b_2			
Personalbedarf	Personen-a	p			
Investitionskosten:					
Gesamte Brutto-Investitionskosten	€	I			
Förderung, Zuschüsse etc.	€	F			
Verbleibende Investitionskosten	€	K	I – F		
Ergebnisse Investitionsrechnung					
Kapitalgebundene Kosten:					
Jährl. Kapitaldienst	€/a	AN	K × a		
Bedarfsgebundene Kosten:					
Jährl. Biomassekosten	€/a	B_1	$b_1 \times m_1$		
Jährl. Brennstoffkosten f. Spitzenlast	€/a	B_2	$b_2 \times m_2$		
Betriebsgebundene Kosten:					
Jährl. Personalkosten[b]	€/a	P	p × 40.000		
Kosten f. Instandhaltung u. Wartung[c]	€/a	W	I × 0,02		
Sonstige Kosten[d]	**€/a**	**S**	**I × 0,01**		
Jährliche Stromgutschrift	€/a	G	$b_2 \times m_2$		
SUMME JÄHRLICHER RESTWÄRMEKOSTEN (inkl. Stromgutschrift)	**€/a**	**Z**	**$AN + B_1 + B_2 + P + E + S - G$**		

[a] *EEG-Vergütung oder Erlös aus verkaufter Strommenge*
[b] *vereinfachter Richtwert von 30.000 bis 50.000 € pro Personenjahr (siehe Kapitel 5.2)*
[c] *Annahme: 2 % der Brutto-Investitionskosten (siehe Kapitel 5.2)*
[d] *z. B. Versicherungen, allgemeine Abgaben, anteilige Verwaltungskosten; Annahme: 1 % der Brutto-Investitionskosten (siehe Kapitel 5.2)*

TAB. 6.12: FRAGESTELLUNGEN UND VORGEHENSWEISEN ZUR ERMITTLUNG DER WIRTSCHAFTLICHKEIT

Fragestellung in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit	Ermittlung der Wirtschaftlichkeit durch Gegenüberstellung der jährlichen Kosten der Bioenergieanlagen zu ...
Kann bei Zugrundelegung der erzielbaren Erlöse kostendeckend Energie mit der Bioenergieanlage erzeugt werden?	... den erzielbaren jährlichen Erlösen
Wie hoch sind die Kosten der Bioenergieanlage im Vergleich zu einer alternativen, mit fossilen Brennstoffen befeuerten Anlage?	... den jährlichen Kosten der fossil befeuerten Alternativen
Sind die Kosten der Bioenergieanlage niedriger als die des Ist-Zustandes?	... den jährlichen Kosten des Ist-Zustandes
Welche der denkbaren Konzeptvarianten (z. B. Anlage mit und ohne KWK) ist die wirtschaftlichste?	... den jährlichen Kosten der alternativen Konzeptvarianten

6.2.2.4 Interpretation der Ergebnisse

In der Regel stellen sich in Bezug auf die Interpretation der Ergebnisse und damit die Wirtschaftlichkeit des geplanten Vorhabens eine oder mehrere der folgenden Fragen (Tabelle 6.12). Je nach Fragestellung werden die gemäß der Vorgehensweise in Kapitel 6.2.2.3 ermittelten jährlichen Energieerzeugungskosten zum entsprechenden Vergleichswert in Relation gesetzt. Dieser Vergleichswert entspricht den Energieerlösen bzw. den äquivalenten Kosten der jeweiligen (meist fossil befeuerten) Alternativen (vgl. Tabelle 6.12).

Folgende Aspekte sind bei der Interpretation der Ergebnisse u. a. zu beachten:

- Die aus obigen Berechnungen resultierenden Energieerzeugungskosten stellen Durchschnittswerte über die Betrachtungsdauer dar. Sie sind demnach nicht geeignet für Aussagen beispielsweise zur jährlichen Liquidität des Investors.
- Da es sich bei dieser ersten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung um eine Grobabschätzung handelt, ist sie naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet. So sind erfahrungsgemäß die Ergebnisse mit einer Genauigkeit von weniger als ±25 % verbunden. Die tatsächliche Rentabilität des Vorhabens kann erst in den nächsten Planungsschritten abgesichert werden, womit das Risiko verbleibt, eventuell aus wirtschaftlichen Gründen das Vorhaben dann abzubrechen.
- Zwar werden mit fortschreitender Konkretisierung der Planung die Kostenschätzungen genauer, dennoch bleiben Risiken, die durch ausreichend bemessene Kalkulationsreserven abgedeckt werden müssen. Diese Risiken betreffen nicht nur die Genauigkeit der Investitionskostenschätzung, sondern auch Unsicherheiten der Biobrennstoffbereitstellungskosten und der erzielbaren Energieerlöse.

Zur Bewertung der mit den Unsicherheiten verbundenen Risiken bzw. zur Verringerung dieser Risiken sind Sensitivitätsbetrachtungen durch Variation der wesentlichen Parameter hilfreich. Dies ist insbesondere im Rahmen der Risikobewertung der Machbarkeitsstudie erforderlich. Nähere Informationen zu den Sensitivitätsbetrachtungen finden sich daher in Kapitel 6.2.4.

6.2.3 Analyse nicht technischer/ökonomischer Aspekte

In den Bereich der nicht technischen/ökonomischen Analyse fallen Erhebungen und Festlegungen in Bezug auf Projektbeteiligte und Projektstrukturen; dies mündet im weiteren Projektverlauf in die Entscheidung für ein Betreibermodell sowie die Wahl der Rechtsform(en) für das geplante Vorhaben (vgl. Kapitel 6.1.4). Weiterhin sind erste Informationen zur Genehmigungspflichtigkeit und -fähigkeit einzuholen. Darüber hinaus sind erste Einschätzungen zur Akzeptanz des Vorhabens vorzunehmen sowie die Notwendigkeiten für (erste) Maßnahmen zur Öffentlichkeitsarbeit zu prüfen. Die Öffentlichkeitsarbeit als wesentliche Querschnittsaufgabe ist im Dachleitfaden sowie Kapitel 6.1.3 näher erläutert.

Vorläufige Festlegung der Projektbeteiligten/Konkretisierung der Organisationsstruktur

Um die spätere Umsetzung des Vorhabens nicht zu verzögern, empfiehlt sich die frühzeitige Einbindung der wesentlichen Projektbeteiligten. Zu den Projektbeteiligten zählen prinzipiell:

- Brennstofflieferanten,
- Betreiber/Eigentümer der Bioenergieanlage,
- Anlagenbetriebsführer,
- Energieabnehmer (Wärme-, Kälte- und/oder Stromabnehmer),
- Finanzierungspartner und Fördermittelgeber,
- Genehmigungsbehörde,
- Planer,
- Nachbarschaft/Öffentlichkeit,
- Anlagenlieferanten.

Die rechtzeitige Einbindung aller Projektbeteiligten in das geplante Vorhaben trägt zur erfolgreichen Projektrealisierung und zur Förderung der Akzeptanz des Projektes bei. Verbindliche Absprachen mit den künftigen Biomasselieferanten (z. B. Landwirten oder Logistikunternehmen) beispielsweise sind entscheidend für eine optimierte und möglichst kostengünstige Brennstoffbereitstellung sowie für die Optimierung der Auslegung der Bioenergieanlage. Weiterhin ist eine abgesicherte Brennstoffbereitstellung eine wichtige Voraussetzung für die Finanzierung durch die Bank. Rechtzeitige Kontaktaufnahme und Informationsweitergabe an Genehmigungsbehörden sowie Anlieger und Nachbarschaft können die Akzeptanz des geplanten Projektes befördern.

Zu den wesentlichen Projektbeteiligten, die möglichst schon bei der ersten Projektbeurteilung in das Vorhaben mit einbezogen werden sollten, gehören:

- Brennstofflieferanten,
- Energieabnehmer,
- Investor/Betreiber der Anlage.

Im Rahmen der ersten Projektbeurteilung (Projektskizze) ist es zumindest erforderlich, Institutionen zu identifizieren und zu kontaktieren, die für diese Rollen in Betracht kommen. So ermöglichen Voranfragen an potenzielle zukünftige Brennstofflieferanten verlässlichere Angaben zu den vorgesehenen Biobrennstoffen (verfügbare Mengen, Preise etc.).

Eine besondere Bedeutung für die Gesamtwirtschaftlichkeit von Bioenergieprojekten haben Großabnehmer für die erzeugte Wärme, also beispielsweise Industriebetriebe oder große öffentliche Einrichtungen. So ist selbstverständlich die Abschätzung des mit dem Heiz(kraft)werk zu deckenden Wärmebedarfs erst nach Festlegung der zu versorgenden Wärmeverbraucher möglich. Daher ist es empfehlenswert, diese Partner bereits frühzeitig in die Konzeption einzubeziehen.

In Fällen, bei denen das Projekt nicht durch den späteren Anlageninvestor und -betreiber, sondern von den potenziellen Biomasseproduzenten (z. B. Landwirte, Forstwirte etc.) oder von den Energieabnehmern (wie einer Kommune etc.) initiiert wird, ist insbesondere die Identifikation potenzieller Investoren von hoher Bedeutung, mit denen frühzeitig Gespräche geführt werden sollten. Von Vorteil für den weiteren Realisierungsverlauf ist es, wenn schon bei der ersten Projektbeurteilung Absichtserklärungen der zukünftigen Energieabnehmer erlangt werden können. Vor allem auch bei der Etablierung von Bioenergiedörfern ist die frühzeitige Einbindung z. B. der Bewohner über Absichtserklärungen oder Vorverträge (zur Wärmeabnahme) eine wichtige Maßnahme /FNR 2010/.

Weiter gehende Konkretisierungen wie z. B. die Festlegung des Vertragsgeflechts zwischen den Projektbeteiligten (vgl. Brennstoff- und Wärmelieferverträge, Kapitel 4.4) oder der für zu gründende Gesellschaften zweckmäßigen Rechtsform (vgl. Kapitel 6.1.4) sind dagegen erst in einer späteren Projektphase (parallel zur Vor-, Entwurfs- und Ausführungsplanung) erforderlich.

Prüfung der Genehmigungspflicht und -fähigkeit

Im Rahmen der Projektskizze empfiehlt es sich, die Genehmigungspflichtigkeit des Vorhabens zu prüfen, d. h. zu klären, welche Art von Genehmigungsverfahren erforderlich sein wird (z. B. genehmigungspflichtig nach BImSchG). Es ist in diesem frühen Projektstadium dagegen nicht erforderlich, den detaillierten Ablauf des Genehmigungsverfahrens zu analysieren.

Die generelle Genehmigungsfähigkeit ist gegeben, solange Techniken für die Feuerung und die Rauchgasreinigung vorgesehen werden, die dem Stand der Technik entsprechen und dadurch die sichere Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben in Bezug auf die maximal erlaubten Luftschadstoffemissionen etc. gewährleisten können (siehe hierzu auch die Erläuterungen zu den rechtlichen Rahmenbedingungen in Kapitel 4).

6.2.4 Bewertung und Empfehlung

Die im Rahmen der technischen, wirtschaftlichen und nicht technischen/ökonomischen Analyse für das geplante Heiz(kraft)werk ermittelten Ergebnisse sind jeweils zu bewerten und für eine abschließende Empfehlung zusammenzuführen und zu dokumentieren (vgl. Tabelle 6.1).

Während die Projektskizze der ersten allgemeinen Beurteilung des geplanten Vorhabens und der Feststellung von (unüberwindbaren) Hemmnissen und Ausschlusskriterien dient, spielt speziell im Rahmen der Machbarkeitsstudie die gezielte Risikobewertung eine entscheidende Rolle. Aus diesem Grunde werden mögliche Ansätze zur Bewertung und abschließenden Empfehlung nachfolgend jeweils getrennt für Projektskizze und Machbarkeitsstudie dargestellt.

6.1.4.1 Bewertung von Ausschlusskriterien im Rahmen der Projektskizze

Für die erste Projektbeurteilung im Rahmen der Projektskizze ist es nicht erforderlich, alle in Tabelle 6.1 gelisteten Aspekte im Detail zu evaluieren oder endgültige Konzepte festzulegen, vielmehr ist sicherzustellen, dass anhand der verfügbaren Daten und Informationen eine Beurteilung von Ausschlusskriterien möglich ist. Tabelle 6.13 gibt einen Überblick über wesentliche Ausschlusskriterien, die als Ergebnis der Projektskizze jeweils mit Ja bzw. Nein beantwortet werden können. Trifft eines oder treffen mehrere der Ausschlusskriterien zu (d. h. Beantwortung mit Ja), dann kann dies für den Projektinitiator zur Entscheidung für einen Projektabbruch führen. Jedoch muss das Vorliegen von Ausschlusskriterien nicht unbedingt den Projektabbruch bedeuten, vielmehr können auf Basis der identifizierten Ausschlusskriterien rechtzeitig Lösungsansätze zur Vermeidung bzw. Minimierung dieser Ausschlusskriterien entwickelt werden und im Rahmen der Machbarkeitsstudie Erfolg versprechende Konzepte entwickelt werden.

Entscheidet sich der Projektinitiator bzw. künftige Anlagenbetreiber anhand der Ergebnisse der Projektskizze, das Projekt weiter zu verfolgen, so empfiehlt es sich, zur Ausarbeitung der Machbarkeitsstudie ein erfahrenes Ingenieur- oder Planungsbüro hinzuzuziehen. Damit verbunden ist meist auch die Finanzierung der Machbarkeitsstudie und ggf. die der Planung abzusichern. Die Klärung der Finanzierung der eigentlichen Anlageninvestition dagegen sollte erst im Verlauf der Vorplanung, wenn genauere Angaben zu den Investitionskosten vorliegen, erfolgen.

6.1.4.2 Risikobewertung und Gesamtbewertung im Rahmen der Machbarkeitsstudie

Die Machbarkeitsstudie ist gegenüber der Projektskizze durch eine abschließende Risikobewertung gekennzeichnet, die der Gesamtbewertung vorangestellt ist.

Risikobewertung

Im Anschluss an die detaillierte Bearbeitung der technischen, wirtschaftlichen und nicht technischen/ökonomischen Aspekte im Rahmen der Machbarkeitsstudie sind die Risiken dieser Aspekte einzeln zu identifizieren und möglichst klar durch Falluntersuchungen bzw. Sensitivitätsbetrachtungen zu quantifizieren. Sensitivitätsanalysen können auf verschiedene Bereiche

TAB. 6.13: MÖGLICHE AUSSCHLUSSKRITERIEN, DIE EINER ERFOLGREICHEN REALISIERUNG VON BIOENERGIEANLAGEN ENTGEGENSTEHEN KÖNNEN

(vgl. auch /BMU 2003/)

	Ja	Nein
Das Vorhaben ist mit einer für den Investor inakzeptablen Deckungslücke verbunden, die weder durch eine öffentliche Förderung noch durch geänderte Randbedingungen geschlossen werden kann.		
Es steht nicht ausreichend Biobrennstoff in der benötigten Menge und/oder Qualität zur Verfügung (z. B. liegen unverbindliche Zusagen für weniger als 75 % der erforderlichen Biobrennstoffmengen vor).		
Die Anschlussdichte des erforderlichen Nahwärmenetzes ist zu gering bzw. die verfügbaren Objekte besitzen für Nahwärmeversorgung nur eine geringe Eignung (vgl. Orientierungswerte Kapitel 6.2.1.4).		
Der zeitliche Verlauf der Anschlüsse der potenziellen Wärmeabnehmer ist inakzeptabel lang (3 Jahre bis zur Vollständigkeit der Anschlüsse werden deutlich überschritten).		
Die potenziellen Energieabnehmer stehen dem Vorhaben ablehnend gegenüber.		
Keiner der Partner übernimmt die Federführung für die weitere Realisierung und/oder es kann kein Investor für das Vorhaben gewonnen werden.		
Die Genehmigung erweist sich als problematisch bzw. ist mit unzumutbaren Auflagen verbunden.		
Die verfügbare Fläche bzw. das Bauvolumen des vorgesehenen Standortes ist nicht ausreichend.		

angewendet werden, die zunächst getrennt voneinander in folgender Abfolge betrachtet werden können /BMU 2003/:

- Analyse und Bewertung von Varianten des technischen Konzepts (mit Identifizierung möglicher technischer Risikopotenziale, die sich auf Verfügbarkeit und Leistungsparameter auswirken können),
- Wirtschaftlichkeitsabschätzung durch Falluntersuchungen und Variation maßgeblicher Einflussparameter, für die realistische Annahmen möglicher Entwicklungstendenzen gefunden werden müssen. Damit können für diese Parameter die Grenzwerte ermittelt werden, die gerade die Grenze zur Wirtschaftlichkeit bilden. Eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit des Überschreitens dieser Werte ergibt eine Einschätzung, inwieweit mit einer Unwirtschaftlichkeit im weiteren Projektablauf zu rechnen ist.

Einflüsse aus wirtschaftlicher Sicht besitzen unter anderem:

- die Investitionskosten und Zahlungspläne sowie die Förderhöhe,
- die Brennstoffpreise und deren Entwicklung,
- die erzielbaren Wärmepreise,
- die Anschlussfrequenzen an das Wärmenetz bzw. Akquisitionszeiträume,
- der Inbetriebnahmezeitpunkt und die Anlagenverfügbarkeit.

Ergibt sich aus den obigen Berechnungen eine Unwirtschaftlichkeit des Vorhabens, ist zu prüfen, inwieweit die Randbedingungen des Vorhabens geändert werden können. Beispiele hierfür wären:

- (Mit-)Einsatz kostengünstigerer Biobrennstoffe bzw. Möglichkeiten zur kosteneffizienteren Biobrennstoffbereitstellung,
- Kostenminderungen durch Vereinfachung des Anlagenkonzepts,
- Reduzierung der Kosten des Wärmenetzes durch Erhöhung der Anschlussdichte oder durch Eingrenzung der vorgesehenen Wärmeabnehmer (z. B. auf die direkt den Anlagenstandort umgebenden Abnehmer ohne weiter entfernt liegende Wärmeverbraucher),
- Verzicht auf ursprünglich vorgesehene, nicht unbedingt notwendige Anlagenteile (großzügig dimensioniertes Kesselhaus oder Brennstofflager, aufwendige architektonische Gestaltung wie Kunst am Bau etc.),
- Möglichkeiten zur Nutzung von Synergieeffekten wie z. B. Reduzierung der Personalkosten im Falle von Anwendungen mit möglichem Einsatz von bestehendem Personal (Hausmeister etc.).

Die drei erstgenannten Möglichkeiten besitzen erfahrungsgemäß ein signifikantes Kostenreduktionspotenzial. Die anderen genannten Beispiele bewirken dagegen häufig nur geringe Verminderungen der Kosten und können daher einem an sich unwirtschaftlichen Projekt meist nicht zu einer Rentabilität verhelfen.

Alternativ hierzu ist eine sozusagen umgekehrte Betrachtung möglich, indem beispielsweise ausgehend vom (maximal) erzielbaren Erlös bzw. von den maximalen Wärmeerzeugungskosten Grenzkriterien ermittelt werden wie

- maximale Investitionskosten,
- maximal anlegbare, d. h. noch tragbare Biobrennstoffkosten,
- mindestens erforderliche Förderung.

Im nächsten Schritt wäre dann zu eruieren, ob Möglichkeiten bestehen bzw. wie hoch die Chancen sind, diese Grenzkriterien einzuhalten.

Gesamtbewertung

Die Bewertung der Risiken der einzelnen Teilbereiche, die sich unter Berücksichtigung der Sensitivitätsanalysen ergibt, ist zu einer Gesamtbewertung zusammenzufügen; dies führt schließlich zu einer konkreten Empfehlung hinsichtlich der weiteren Umsetzung des Vorhabens. Vor allem die ermittelten und bewerteten wirtschaftlichen und technischen Risiken spielen hierbei eine wichtige Rolle.

Eine mögliche Vorgehensweise zur Bewertung z. B. beim Vergleich verschiedener Technologien oder eingesetzter Substrate stellt die SWOT-Analyse dar. Hierbei werden die Stärken (engl.

TAB. 6.14: BEISPIEL FÜR EINE STÄRKEN-SCHWÄCHENANALYSE (SWOT-ANALYSE*) FÜR EIN GEPLANTES HEIZ(KRAFT)WERK MIT WÄRMENETZ

Externe Chancen	**Externe Risiken**
• Aktueller politischer Wille zur Förderung der Nutzung biogener Festbrennstoffe • Nutzung einer weitgehend ausgereiften Technologie im Bereich KWK aus Biomasse (geringe Störanfälligkeit) • ...	• Änderung rechtlicher Rahmenbedingungen (vgl. EEG bzw. Biomasseverordnung) • ...
Interne Stärken	**Interne Schwächen**
• Holzbereitstellung erfolgt hauptsächlich durch Projektbeteiligte (wenig externer Zukauf erforderlich) • Gesicherte Wärmeabnahme durch großen Wärmeabnehmer • ...	• Hoher anfänglicher Investitionsbedarf; Investoren haben nur eingeschränkt Finanzmittel zur Verfügung • Keine Erfahrung in Bezug auf Betrieb von Heiz(kraft)werk und Wärmenetz • Hohe Netzverluste (vgl. Standort Anlage vs. Standort Wärmeabnehmer) • ...

* *SWOT = Stärken, Schwächen, Chancen, Risiken/Gefahren (engl.: Strength, Weaknesses, Opportunities, Threats)*

TAB. 6.15: BESCHREIBUNG DER PHASEN DER VOR-, ENTWURFS- UND AUSFÜHRUNGSPLANUNG

Durchführung der Vor-, Entwurfs- und Ausführungsplanung	
Vorplanung	Ziel ist die Konkretisierung des technischen Konzepts, der Kosten und des Kapitalbedarfs des Vorhabens. Technische Ausführungsdetails oder Kosten werden dazu häufig durch Richtpreisanfragen oder technische Einzelanfragen bei Komponentenherstellern abgesichert, falls noch nicht im Rahmen der Machbarkeitsstudie erfolgt. Auch ist die Finanzierungsplanung vorzubereiten. Liegen noch mehrere technische Ausführungsvarianten vor, so erfolgt hier ein abschließender Vergleich, um eine definitive Festlegung auf die Vorzugsvariante vornehmen zu können. Weiterhin sollten die Organisationsstruktur und die Zuständigkeiten für die Projektrealisierung und den Anlagenbetrieb konkretisiert sowie ein Rahmenterminplan erstellt werden. Auch sollten u. a. Vorverträge mit Brennstofflieferanten und Wärme- bzw. Kälteabnehmern abgeschlossen werden.
Entwurfsplanung	Ziel ist die Erarbeitung der technischen Grundlagen für die Erstellung des Genehmigungsantrags. Ggf. werden auch bereits vorbereitende Arbeiten für das geplante Ausschreibungsverfahren durchgeführt (z. B. Festlegung der Art der Ausschreibung und der Vergabe). Zur Vorbereitung der Genehmigungsplanung wird vertieft auf folgende Punkte eingegangen: • Maßnahmen zur Luftreinhaltung, • Reststoffvermeidung und -verwertung, • Abwasserentsorgung und Abfallentsorgung, • Lärm, Erschütterungen und sonstige Emissionen, • Anlagensicherheit und Arbeitsschutz. In dieser Phase werden Richtungsentscheidungen gefällt, deren Änderung im weiteren Projektablauf nur mit hohem terminlichen und kostenmäßigen Aufwand möglich ist. Daher wird eine enge Zusammenarbeit zwischen dem Bauherrn, dem Planer und den weiteren Projektbeteiligten dringend empfohlen. Der hierfür erforderliche bzw. einzuplanende Zeitbedarf ist in der Gesamtbetrachtung in aller Regel gut investiert.
Ausführungsplanung	Ziele sind die Detaillierung der technischen Inhalte der Entwurfsplanung unter Berücksichtigung der (erwarteten) behördlichen Auflagen sowie die Schaffung der Grundlage zur Erstellung der Ausschreibungsunterlagen. Dabei sollte durch den Bauherrn bzw. seinen Planer zunächst festgelegt werden, in welcher Paket- oder Losaufteilung die spätere Ausschreibung erfolgen soll, falls nicht vorgesehen ist, einen Generalunternehmer (GU) mit der Errichtung der Gesamtanlage zu beauftragen (siehe Kapitel 6.5). Die Ausführungsplanung kann zeitlich parallel zur behördlichen Prüfung der Genehmigungsunterlagen durchgeführt werden. Auch die anschließende Ausarbeitung der Ausschreibungsunterlagen kann parallel zum Genehmigungsverfahren erfolgen, sodass unmittelbar nach Vorliegen des Genehmigungsbescheids deren Fertigstellung unter Berücksichtigung der behördlichen Auflagen erfolgen kann. Spätestens nach der Ausführungsplanung bzw. in der anschließenden Ausschreibungsphase sollte die Finanzierung des Vorhabens gesichert sein, da unmittelbar danach die Ausschreibung mit Vergabe erfolgt und somit erste Investitionen in die Anlagentechnik zu tätigen sind.
Ergebnis der Projektphase	• Detailliertes technisches Konzept und Finanzierungsplanung • Vorliegen der Unterlagen für Genehmigungsverfahren • Vorliegen der Grundlagen für Erstellung der Ausschreibungsunterlagen

Strengths), Schwächen (engl. Weaknesses), Chancen (engl. Opportunities) und Risiken (engl. Threats) des geplanten Vorhabens bzw. der jeweils untersuchten Varianten basierend auf den Ergebnissen der Machbarkeitsstudie und der Risikoanalysen zusammenfassend in einer Tabelle dargestellt (siehe Beispiel in Tabelle 6.14). Dabei beziehen sich die Angaben zu Chancen und Risiken stets auf das externe Umfeld des geplanten Vorhabens, z. B. Politik, rechtliche Rahmenbedingungen, Technologieentwicklung etc., während die Stärken und Schwächen das interne Umfeld, d. h. das individuelle Umfeld des Unternehmens selbst, beschreiben, z. B. eigene Finanzen, Personalverfügbarkeit, Biobrennstoffbereitstellung etc. (vgl. auch /Pelz 2012/).

Ergibt die Beurteilung positive Ergebnisse, so können die nächsten Phasen zur Anlagenrealisierung, sozusagen als „Planung der Planung“, vorbereitet werden. Dies umfasst zunächst die Bestimmung der nächsten Schritte mit der Erstellung eines vorläufigen Terminplans und mit Festlegung der jeweiligen Akteure. Hierzu empfiehlt es sich, Gespräche mit fachkundigen Ingenieurunternehmen zu führen und eine Angebotsanfrage zu erstellen, um die Vergabe der Planungsleistungen in Vor-, Entwurfs- und Ausführungsplanung (siehe Kapitel 6.3) vorzubereiten und durchzuführen. Daneben ist bei Vorhaben, für die öffentliche Fördermittel zu erwarten sind, der Förderantrag zu erstellen. Der erforderliche Umfang des Förderantrags ist unterschiedlich und sollte mit dem Fördergeber abgestimmt werden. Zu beachten ist, dass im Regelfall vor der formalen Förderzusage nicht mit dem Vorhaben begonnen werden darf.

6.3 Vor-, Entwurfs- und Ausführungsplanung

Nach Fertigstellung, Abstimmung und Verabschiedung der Machbarkeitsstudie folgen – nach eine positiven Projektbeschluss – die Vor-, Entwurfs- und Ausführungsplanung. Die Grenzen zwischen diesen Planungsphasen sind fließend und vorhabenspezifischen Randbedingungen unterworfen. Auch der exakte Detaillierungsgrad der Bearbeitung in den einzelnen Phasen kann nicht allgemeingültig festgelegt werden und ist im Einzelfall zu definieren. Die Ausführungen dieses Kapitels sind daher als Orientierungshilfe anzusehen. Mit fortschreitender Planung wird die sukzessive Ausarbeitung und Verfeinerung des im Rahmen der Machbarkeitsstudie entwickelten technischen Konzepts vorgenommen. Hand in Hand mit der technischen Detaillierung erfolgt die zunehmende Konkretisierung und laufende Aktualisierung der Kosten (Finanzierungsplanung), der Projektstruktur und der Termine.

Tabelle 6.15 gibt einen Überblick über die Phasen der Vor-, Entwurfs- und Ausführungsplanung.

Die für die Bearbeitung wesentlichen technischen Aspekte der Vor-, Entwurfs- und Ausführungsplanung für ein Heiz(kraft)-werk können beispielhaft der Tabelle 6.16 entnommen werden. Dabei handelt es sich um die schrittweise Konkretisierung der im Rahmen der Machbarkeitsstudie erfolgten technischen Auslegung.

6.4 Genehmigungsverfahren

Anlagen zur Verfeuerung von Holz bedürfen ab einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW und solche zur energetischen Nutzung von Stroh oder ähnlichen pflanzlichen Stoffen ab 100 kW einer Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). Diese schließt aufgrund der Konzentrationswirkung des BImSchG-Verfahrens auch die Baugenehmigung der baulichen Anlagen sowie die eventuell erforderliche Erlaubnis nach der Betriebssicherheitsverordnung mit ein. Neben den Regelungen des BImSchG ist für Bioenergieanlagen vor allem das Gesetz zur Umweltverträglichkeitsprüfung von wachsender Bedeutung. Eine ausführliche Erläuterung der rechtlichen Rahmenbedingungen findet sich in Kapitel 4.

Handelt es sich um eine genehmigungsbedürftige Anlage, so legt die 4. BImSchV die Genehmigungspflicht fest und bestimmt die Art des erforderlichen Genehmigungsverfahrens. Der Ablauf des Verfahrens wird in der 9. BImSchV beschrieben. Ist die Anlage dagegen nicht genehmigungsbedürftig im Sinne des BImSchG, so unterliegt sie den Anforderungen der 1. BImSchV. Genehmigungsverfahren nach BImSchG sind im Vergleich zu einer ansonsten im Regelfall erforderlichen Genehmigung der baulichen Anlagen und der Feuerungs- und Heizungsanlage nach den Landesbauordnungen weitaus aufwendiger und ihr Ablauf unterliegt speziellen gesetzlichen Vorgaben. Zudem ist die Dauer eines derartigen Verfahrens von nicht untergeordneter Bedeutung für die gesamte Dauer der Realisierung. Daher sind nachfolgend detaillierte Ausführungen zum Ablauf des BImSchG-Verfahrens (immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren) aufgeführt (siehe Tabelle 6.17).

Zunächst müssen in einer Vorbereitungsphase, die als Teil der Entwurfsplanung (vgl. Kapitel 6.3) zu sehen ist, die grundlegenden Voraussetzungen zur Realisierung des Vorhabens geklärt werden. Daran schließt sich die Erarbeitung des Genehmigungsantrags und die Klärung der für den Genehmigungsantrag erforderlichen Unterlagen an (Antragsphase). Nach Einreichen der Unterlagen bei den Behörden folgt das behördliche Genehmigungsverfahren, das die Prüfung des Antrags und die Erteilung des Bescheides umfasst. Nach Abschluss des Genehmigungsverfahrens muss bei der weiteren Realisierung des Vorhabens kontrolliert werden, ob der Genehmigungsbescheid eingehalten ist. Dies ist der Behörde spätestens nach Inbetriebnahme durch Gutachten nachzuweisen (siehe Tabelle 6.17).

TAB. 6.16: PHASEN DER VOR-, ENTWURFS- UND AUSFÜHRUNGSPLANUNG

*(erstmals in der jeweiligen Phase zu bearbeitende technische Inhalte sind mit **Fettdruck** markiert)*

Bearbeitungsschritte	Zu ermittelnde Parameter		
	Vorplanung	Entwurfsplanung	Ausführungsplanung
Technische Randbedingungen	Klärung von offenen Punkten aus der Machbarkeitsstudie Prüfung der Daten der Energieabnehmer, v. a. des belastbaren Wärmebedarfs		
Biobrennstoff-Mengen und deren Bereitstellung	Konkretisierung und Aktualisierung: Verfügbare Biomasse-Mengen, mittlerer Umkreis und jahreszeitlicher Verlauf des Anfalls Brennstoffeigenschaften, erforderliche Aufbereitung Anlieferungsform der Biomassen Art der Lang- und Kurzzeitlagerung **Art des Transports mit Ent- und Beladung**	Fortschreibung der Ergebnisse der Vorplanung unter Berücksichtigung von eventuellen Versuchsergebnissen	
Anlagentechnik	Anzahl, Art und Leistungsgröße der Wärmeerzeugungsanlagen Art der Feuerungstechnik und der Rauchgasreinigungssysteme **Art von Ascheabtransport und -verwertung** Auslegungsdaten und Betriebsparameter **Verfahrensfließbild** Daten der wesentlichen maschinentechnischen Komponenten	Anzahl, Art und Leistungsgröße der Wärmeerzeugungsanlagen Art der Feuerungstechnik und der Rauchgasreinigungssysteme Art von Ascheabtransport und -verwertung **Schadstoffemissionen und -frachten, Reststoff- und Abfallmengen** Auslegungsdaten und Betriebsparameter für alle maschinentechnischen Komponenten **Vereinfachtes Rohrleitungs- und Instrumentierungsschema (R&I-Schema) nach DIN 28004** **Aufstellungsplanung mit Darstellung der Aggregate mit Lastangaben** **Festlegung der Hauptrohrleitungstrassen für alle Medien mit Durchbruchsangaben für die Bautechnik** **Betriebsführungskonzept**	Endgültige Beschreibung der Komponenten und Parameter Rohrleitungs- und Instrumentierungsschema (R&I-Schema) nach DIN 28004 Ausführungsrichtlinien mit Verweisen auf einzuhaltende Qualitätsstandards, Normen, Anlagenkennzeichnung, Schutzmaßnahmen, ggf. Fabrikatvorgaben etc. Beschreibung des vorgesehenen Anlagenbetriebs Beschreibung der Schnittstellen zum Bestand und zu angrenzenden Gewerken
Elektro- und Leittechnik	**Elektrischer Eigenbedarf, erzeugte elektrische Energie** **Netzeinspeisepunkt** **Automatisierungsgrad** **Grobes elektrisches Übersichtsschaltbild**	Detailliertes elektrisches Übersichtsschaltbild Festlegung der elektrischen Netzeinbindung **Automatisierungskonzept unter Beachtung von Fabrikatvorgaben** **Beschreibung der wichtigsten übergeordneten Steuerketten und Regelkreise und deren Darstellung im R&I-Schema** **Wartenkonzept**	Endgültige Beschreibung der Komponenten und Parameter Ausführungsrichtlinien mit Verweisen auf einzuhaltende Qualitätsstandards, Normen, Anlagenkennzeichnung, Schutzmaßnahmen, ggf. Fabrikatvorgaben etc. Beschreibung der Schnittstellen zum Bestand und zu angrenzenden Gewerken
Bautechnische Konzeption	**Standortfestlegung mit Anordnung der Gebäude** **Boden- und Baugrundgutachten** **Untersuchung möglicher Gebäudetypen** **Vorentwurf der Gebäudegestaltung (Grobplayout)** mit Flächenbedarf Bauvolumina, **Komponentenaufstellung, Außenansichten**	**Gebäudekonzept mit Grundrissen, Schnitten, Ansichten (1:100) unter Berücksichtigung der anlagentechnischen Aufstellungsplanung** **Statische Berechnungen (Vorstatik)** Nutzflächen- und Kubaturberechnung Außenanlagen und Zuwegung **Lageplan**	Schal- und Bewehrungspläne mit Grundrissen, Schnitten, Ansichten (1:50), Detailpläne Statische Berechnungen Nutzflächen- und Kubaturberechnung Lageplan Ausführungsrichtlinien mit Verweisen auf einzuhaltende Qualitätsstandards, Normen, Anlagenkennzeichnung, Schutzmaßnahmen, ggf. Fabrikatvorgaben etc. Beschreibung der Schnittstellen zum Bestand und angrenzenden Gewerken
Wärmeverteilung	**Mögliche Trassenführung** Nennweiten von Haupt- und Stichtrassen Anzahl und mögliche Anordnung der Hausübergabestationen	Trassenführung und Nennweiten für alle Haupt- und Stichtrassen **Ausbaukonzept** Festlegung von Anzahl und Anordnung der Hausübergabestationen	Endgültige Beschreibung der Komponenten und Parameter inkl. Systemfestlegung, Dehnungskonzept, Verlegeverfahren etc. Trassenplan für alle Haupt- und Stichtrassen Beschreibung der Tiefbaumaßnahmen mit Bodenklassen, Zugänglichkeit, Hinweisen auf Fremdleitungen etc. Ausführung u. Aufstellungsplanung der Hausübergabestationen Ausführungsrichtlinien mit Verweisen auf einzuhaltende Qualitätsstandards, Normen, Anlagenkennzeichnung, Schutzmaßnahmen, ggf. Fabrikatvorgaben etc. Beschreibung der Schnittstellen zum Bestand und zu angrenzenden Gewerken

Quelle: nach /Fichtner 2000/)

TAB. 6.17: BESCHREIBUNG DER GENEHMIGUNGSPHASE

Durchführung des Genehmigungsverfahrens nach BImSchG	
Vorbereitungsphase (erfolgt meist bereits im Rahmen von Projektskizze und Machbarkeitsstudie, Kapitel 6.2)	Basierend auf den Angaben zur Art der Anlage, der Art und Menge der Einsatzstoffe und der Durchsatzleistung wird geprüft, • ob die Anlage genehmigungsbedürftig ist, • welches Verfahren durchgeführt werden muss (z. B. Neugenehmigung, Änderungsgenehmigung, Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung), • ob zusätzliche Genehmigungen beantragt werden müssen (z. B. wasserrechtliche Genehmigung), • ob eine Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem UVPG durchzuführen ist. Ist die genehmigungsrechtliche Situation nicht eindeutig, empfiehlt es sich unbedingt, frühzeitig ein Gespräch mit der Genehmigungsbehörde zu führen.
Antragsphase – Vorgespräche	Bei einfachen Neuanlagen oder unkomplizierten Änderungsgenehmigungsverfahren, bei denen das Projekt überschaubar ist und die Antragsunterlagen entsprechend den Vorgaben der 9. BImSchV ohne Weiteres erarbeitet werden können, reicht meist eine allgemeine Vorbesprechung vor der Einreichung der Antragsunterlagen ohne eine detaillierte Abstimmung der Antragsunterlagen aus. Bei größeren Projekten ist es vielfach sinnvoll, den Umfang von Antragsunterlagen und Gutachten frühzeitig mit der Genehmigungsbehörde und den zu beteiligenden Fachbehörden abzustimmen.
Antragsphase – erforderliche Unterlagen	Wesentliche Antragsunterlagen zur Genehmigung von Biomasse-Feuerungsanlagen: • Vorhabenbeschreibung, Übersichts- und Lagepläne, • detaillierte Beschreibung der Brennstoffe mit Angabe der Bezugsquelle, • Fließbildschema mit Emissionsquellen, • Betriebszeiten, • technische Daten und Zeichnungen für Feuerung und Abgasreinigung, • Beschreibung der Emissionen, • Beschreibung der Abgasableitung, • Beschreibung der Schallschutzmaßnahmen, • Beschreibung des Gefahrenschutzes gemäß 12. BImSchV (Störfall-Verordnung), • Beschreibung der Abfälle, • Gutachten (Brandschutzgutachten, Schallgutachten) und • ggf. die Ergebnisse der Umweltverträglichkeitsprüfung. Der Umfang der Antragsunterlagen ist länderspezifisch festgelegt. Die Antragsunterlagen sind gemäß § 4 der 9. BImSchV und den jeweiligen Ausführungsverordnungen der Bundesländer zu erstellen. Die Antragsunterlagen müssen auch die kompletten Unterlagen für die gemäß § 13 BImSchG eingeschlossenen Genehmigungen enthalten (z. B. die kompletten Bauvorlagen im Sinne der Landesbauordnungen).
Behördliches Genehmigungsverfahren	Über den Genehmigungsantrag ist gemäß § 10 Abs. 6a BImSchG nach Eingang des Antrags und Vorliegen der vollständigen Unterlagen • beim förmlichen Verfahren innerhalb einer Frist von 7 Monaten, • im vereinfachten Verfahren innerhalb einer Frist von 3 Monaten zu entscheiden. Wird diese Frist nicht eingehalten, darf mit der Errichtung der Anlage dennoch nicht begonnen werden, da der Fristablauf die erforderliche Genehmigung nicht ersetzt. Auch kann die zuständige Behörde die Frist ggf. um jeweils drei Monate verlängern. Für Anlagen, die einem förmlichen Genehmigungsverfahren (Spalte 1 im Anhang der 4. BImSchV) unterliegen, muss der Genehmigungsantrag öffentlich bekannt gemacht werden. Sofern im förmlichen Genehmigungsverfahren gemäß § 10 Abs. 3 BImSchG Einwendungen Dritter gegen das Vorhaben vorgebracht werden, ist ein Erörterungstermin durchzuführen.
Realisierungsphase	Nach Erteilung der Genehmigungsbescheide müssen die Nebenbestimmungen überprüft werden. Falls einzelne Nebenbestimmungen (z. B. Auflagen, Befristungen) nicht akzeptabel sind, sollte dagegen Widerspruch eingelegt werden. Soweit einzelne Nebenbestimmungen technisch nicht realisierbar sind, sollten entsprechende Gespräche zwischen der Genehmigungsbehörde und ggf. einzuschaltenden Gutachtern erfolgen. Ergeben sich während der Realisierungsphase Änderungen der Planung, müssen die Abweichungen innerbetrieblich dokumentiert werden. Es muss geprüft werden, ob diese Änderungen gegenüber dem genehmigten Zustand wesentlich im Sinne des § 16 BImSchG sind. Falls dies der Fall ist, muss ein entsprechendes Genehmigungsverfahren für den geänderten Zustand durchgeführt werden.
Ergebnis der Projektphase	Vorliegen des Genehmigungsbescheids

6.5 Ausschreibungsphase

Ziel der Ausschreibung ist das Einholen von detaillierten und vergleichbaren Angeboten für diejenigen Anlagenkomponenten und Bauleistungen, die nicht durch den Bauherrn selbst erbracht werden. Weiterhin dienen die Ausschreibungsunterlagen der Aufklärung des potenziellen Lieferanten über das Projekt, sodass eine möglichst umfassende und exakte Beschreibung des Lieferumfangs erforderlich ist.

Spätestens vor der Ausarbeitung der Ausschreibungsunterlagen steht die endgültige Entscheidung, ob Einzelsysteme oder -komponenten an einzelne Lieferanten vergeben werden sollen bzw. ob ein Generalunternehmer beauftragt werden soll. Bereits in einem frühen Projektstadium ist zu prüfen, ob für das geplante Vorhaben ggf. entsprechende Generalunternehmer zur Verfügung stehen. Gerade bei großen Leistungsbereichen bzw. komplexen Anlagen kann die Verfügbarkeit von Generalunternehmern (sehr) gering sein, sodass hier ggf. eine Vergabe von Einzelsystemen oder -komponenten unabdingbar ist.

Im Falle der Vergabe von Einzelsystemen oder -komponenten des geplanten Biomasseheiz(kraft)werks wird vom Auftraggeber (bzw. von dem von ihm beauftragten Planer) die Vor-, Entwurfs- und Ausführungsplanung der Gesamtanlage durchgeführt. Auf dieser Grundlage werden Einzelsysteme oder -komponenten separat ausgeschrieben und jeweils an einen Lieferanten vergeben. Dabei verbleiben die Gesamtverantwortung und das Risiko für die Anlage beim Auftraggeber. Auch hat er entsprechende, oftmals umfangreiche Koordinierungstätigkeiten und Schnittstellendefinitionen vorzunehmen.

Im Falle der Einschaltung eines Generalunternehmers wird nach der Entwurfsplanung die Lieferung der gesamten (schlüsselfertigen) Anlage ausgeschrieben und vergeben. Der beauftragte Generalunternehmer (meist ein Anlagenbauunternehmen) übernimmt die weiteren, auch planerischen Arbeiten bis zur Aufnahme des regulären Anlagenbetriebs und damit auch die Gesamtverantwortung für die Anlage. Damit kommt der Auswahl eines erfahrenen Generalunternehmers und der Prüfung entsprechender Referenzen eine sehr große Bedeutung zu (vgl. auch /FORSEO 2008/).

Beide Formen der Zusammenarbeit sind mit Vor- und Nachteilen verbunden, die für den Einzelfall einander gegenübergestellt und bewertet werden sollten (siehe Tabelle 6.18).

Tabelle 6.19 gibt einen Überblick über die wesentlichen Schritte der Ausschreibungsphase, das heißt über die Ausarbeitung der Ausschreibungsunterlagen, die Durchführung des Angebotsvergleichs, die Durchführung von Bieter- und Vergabegesprächen sowie die Vergabe. Dabei wurde von einer Einzelvergabe in mehreren Großlosen (einzelne Systeme, z. B. Kessel mit Feuerung, Beschickung und Luft- und Rauchgassystem), die funktional ausgeschrieben werden, ausgegangen, wobei diese jedoch großenteils auch auf Verfahren mit Einschaltung eines Generalunternehmers übertragbar sind.

Gerade bei Heiz(kraft)werken im mittleren und großen Leistungsbereich mit entsprechend hohem Investitionsvolumen für Maschinen-, Bau-, Leittechnik sowie ggf. Wärmenetz etc. ist eine sorgfältige Durchführung des Ausschreibungsverfahrens (vgl. Tabelle 6.19) ein wesentlicher Baustein, um finanzielle Schäden zu vermeiden und eine erfolgreiche Projektabwicklung sicherzustellen. Es empfiehlt sich aber auch bei Anlagen kleiner Leistung, die in Tabelle 6.19 aufgezeigte Vorgehensweise – mit entsprechenden Kürzungen des Inhalts – anzuwenden. Auch bei wenig komplexen Vorhaben geringer Leistung ist prinzipiell damit zu rechnen, dass die Anlage verspätet angeliefert wird, nicht die gewünschten Eigenschaften aufweist, der Lieferant seinen sonstigen Verpflichtungen nicht nachkommt etc. Dann ist ohne sorgfältig ausgearbeiteten Vertrag der Kunde auf den gesetzlichen Schutz bzw. den guten Willen des Lieferanten angewiesen, wobei seine eigenen Interessen in vielen Fällen nicht ausreichend gewahrt sind.

TAB. 6.18: VOR- UND NACHTEILE BEI DER VERGABE VON EINZELSYSTEMEN BZW. DER EINSCHALTUNG EINES GENERALUNTERNEHMERS AUS SICHT DES INVESTORS

	Vorteile	Nachteile
Vergabe von Einzelsystemen bzw. -komponenten	• längere Beeinflussbarkeit der technischen Ausgestaltung des Vorhabens durch den Bauherrn • Erzielung von geringeren Gesamtkosten, da durch eine Einzelvergabe Marktmechanismen für jedes der ausgeschriebenen Gewerke aktiviert werden können • bessere Vergleichbarkeit der Angebote erzielbar als bei Generalunternehmer-Ausschreibungen	• je nach Anlagenkomplexität nicht unerheblicher Aufwand zur Koordinierung und Betreuung der verschiedenen Lieferanten und deren Schnittstellen • Auftraggeber trägt das Risiko für die Funktionsfähigkeit der Gesamtanlage sowie für die terminliche Abwicklung der Realisierung
Einschaltung Generalunternehmer	• Generalunternehmer liefert die Anlage schlüsselfertig und übernimmt die Gesamtverantwortung für die Funktionalität der Anlage • bei Verträgen auf Festpreisbasis geringeres Investitionsrisiko für Auftraggeber • geringerer Koordinationsaufwand für Auftraggeber, da mit dem Generalunternehmer nur ein Ansprechpartner	• Generalunternehmer federt das Risiko, das aus seiner Gesamtverantwortung resultiert, durch Preisaufschläge ab • der Generalunternehmer wird im Zuge der Planung die Anlage mit dem Ziel der Minimierung der Investitionskosten optimieren; damit verbundene Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb (z. B. Betriebskosten, Lebensdauer) haben für ihn geringere Bedeutung

TAB. 6.19: TEILSCHRITTE INNERHALB DER AUSSCHREIBUNGSPHASE

Ausschreibungsphase	
Ausarbeitung der Ausschreibungsunterlagen	Die Ausschreibungsunterlagen gliedern sich in einen kaufmännischen und einen technischen Teil. Der technische Teil umfasst dabei u. a. • Beschreibung des Gegenstandes der Anfrage, • technische Beschreibung der Gesamtanlage, • zu erbringende Leistungen der Anbieter, • angefragten Lieferumfang (z. B. inkl. Beschickung, Feuerung, Kessel, Entstaubungssystem, interne Verrohrung), • Leistungen des Auftraggebers, • Liefergrenzen, • Ausführungsrichtlinien (z. B. zu beachtende Normen, zulässige Emissionsgrenzwerte, Umfang von Prüfungen und Funktionskontrollen), • Umfang der mit dem Angebot einzureichenden Unterlagen, • Umfang der Dokumentation und Rahmenterminplan.
Durchführung des Angebotsvergleichs	Beim Angebotsvergleich sind die Unterschiede zwischen den Angeboten objektiv, nachvollziehbar und transparent herauszuarbeiten. Es bietet sich an, für die Technik und die Wirtschaftlichkeit jeweils getrennte Vergleiche durchzuführen, die zu einer Gesamtbewertung zusammengefügt werden. Wesentliche Kriterien für den technischen Angebotsvergleich sind u. a.: • Erfahrungen und Referenzen des Anbieters und seiner Unterlieferanten, • Vollständigkeit und Beurteilungsfähigkeit des Angebotes (Lieferausschlüsse), • Übereinstimmung des Angebotes mit den Bedingungen der Anfrage, • die technische Auslegung, die Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten und die Qualität der angebotenen Ausrüstung, • die vom Anbieter übernommenen Gewährleistungen und die zugesicherte Beschaffenheit der Anlage, • die zu erwartende Zuverlässigkeit der Anlage sowie die Bedienungs- und Wartungsfreundlichkeit, • zugesicherte Termine und Einschätzung der Termintreue. Wesentliche Kriterien für den wirtschaftlichen Angebotsvergleich sind: • Angebotspreis, • Zahlungsbedingungen sowie • die Wirtschaftlichkeit der angebotenen Anlage. Häufig führen die unterschiedlichen angebotenen technischen Lösungen der Anbieter zu Unterschieden bei den Betriebskosten. Weisen z. B. angefragte Biomassekessel je nach Anbieter einen unterschiedlichen Wirkungsgrad auf, so resultiert daraus – bei gleicher Energieerzeugung – ein unterschiedlicher Brennstoffbedarf und damit Unterschiede bei den Brennstoffkosten. In solchen Fällen sind dem wirtschaftlichen Angebotsvergleich die gesamten jährlichen Kosten zugrunde zu legen. Ist zudem eine unterschiedliche jährliche Energieerzeugung zu berücksichtigen, empfiehlt sich die Zugrundelegung von spezifischen (auf die Menge an erzeugter Energie bezogenen) Kosten.
Bieter- und Vergabegespräche	Liegen die Ergebnisse des technischen und wirtschaftlichen Angebotsvergleichs vor, sind häufig Bietergespräche mit den in die engere Wahl gezogenen Lieferanten sinnvoll. Diese dienen vorwiegend der detaillierten technischen Klärung der Angebote und – soweit zulässig – Preisverhandlungen. Auf der Grundlage der Ergebnisse dieser Gespräche und der sich daraus eventuell ergebenden Nachtragsangebote der Lieferfirmen wird der Angebotsvergleich überarbeitet, um zur abschließenden Bewertung für eine Vergabeentscheidung zu gelangen.
Vergabe	Die Vergabe des Auftrags erfolgt mit dem Versand des Bestellschreibens und dessen Annahme durch den Lieferanten in Form einer schriftlichen Auftragsbestätigung bzw. durch die beiderseitige Unterzeichnung eines Vertrages.
Ergebnis der Projektphase	• Vergleich verschiedener Angebote • Vergabe des Auftrags / der Aufträge

6.6 Lieferung, Montage, Schulung, Inbetriebnahme, Probebetrieb, Abnahme

Nach der Auftragsvergabe für die Anlagenkomponenten beginnt die Phase der Projektabwicklung, deren zeitlicher Verlauf wie folgt untergliedert wird:

- Fertigung und Lieferung,
- Montage,
- Betriebspersonalschulung,
- Inbetriebnahme,
- Probebetrieb,
- Abnahme, Übernahme.

Falls kein Generalunternehmer beauftragt wurde, darf der mit der Projektabwicklung verbundene personelle und zeitliche Aufwand keinesfalls unterschätzt werden. Dies betrifft u. a. die notwendige Koordination der Teilaufgaben, der Lieferanten und Schnittstellen sowie die erforderliche Kontrolle z. B. des Projektfortschritts sowie der Qualität der Ausführungen (vgl. Bauaufsicht etc.).

Tabelle 6.20 und Tabelle 6.21 zeigen die Teilschritte im Überblick. Nach erfolgter Abnahme und Übernahme wird der reguläre Anlagenbetrieb unter alleiniger Verantwortung des Bauherrn aufgenommen (siehe Kapitel 6.7).

TAB. 6.20: ÜBERBLICK ÜBER DIE PROJEKTABWICKLUNG IN DEN TEILSCHRITTEN LIEFERUNG, MONTAGE UND SCHULUNG

Projektabwicklung (Teil I)	
Fertigung und Lieferung	Die spezifischen Aktivitäten des Bauherrn bzw. des beauftragten Planers umfassen u. a. die Termin- und Kostenüberwachung, die Überwachung der Einhaltung der technischen Vorgaben für das Heiz(kraft)werk durch die Lieferanten sowie Koordinierungstätigkeiten.
Anlagenmontage	Für die Personalplanung, die Terminsteuerung sowie den Aufbau der Baustellenorganisation ist der Projektleiter verantwortlich. Bei Vorhaben größeren Umfangs wird meist zusätzlich ein Bauleiter benannt, der auf der Baustelle tätig ist und die gesamte Montage überwacht und die Koordinierung der Aktivitäten der für die Ausführung der Bauarbeiten und der Montage der Anlagenteile zuständigen Firmen vornimmt. Die Teilfunktionsprüfungen erfolgen – soweit möglich – direkt nach dem Abschluss der erforderlichen Installationsarbeiten. Die Beendigung der Montagearbeiten wird durch ein Montageendprotokoll dokumentiert.
Betriebspersonalschulung	Die Einarbeitung des zukünftigen Betriebspersonals sollte zeitlich parallel zur Montage beginnen. Sinnvoll ist häufig deren Mitwirkung bei den Montagearbeiten, damit diese mit der Anlage vertraut werden. Die eigentlichen Betriebspersonalschulungen erfolgen während der Inbetriebnahme und des Probebetriebs und erfordern meist die Unterstützung der Lieferfirmen. Die Dauer der Schulungen richtet sich nach Anlagengröße und -komplexität. Bei Heiz(kraft)werken über 1 MW sollten hierfür zumindest mehrere Tage vorgesehen werden.
Ergebnis der Projektphase	(Weitgehend) abgeschlossener Bau des Heiz(kraft)werks und Installation von Technik etc.

TAB. 6.21: ÜBERBLICK ÜBER DIE PROJEKTABWICKLUNG IN DEN TEILSCHRITTEN INBETRIEBNAHME, PROBEBETRIEB UND ABNAHME

Projektabwicklung (Teil II)	
Inbetriebnahme	Voraussetzung für die Inbetriebnahme des Heiz(kraft)werks ist die Vollständigkeit und Betriebsbereitschaft der montierten Anlagenkomponenten und deren sicherheitstechnisch einwandfreier Zustand. Die Systemprüfungen beginnen mit den Funktionsprüfungen der einzelnen Komponenten zum Nachweis der Betriebstüchtigkeit und Einhaltung der Auslegungswerte. Daran schließen sich die Prüfungen des Zusammenspiels der Komponenten des gesamten Systems an. Es werden die folgenden Phasen der Inbetriebnahme unterschieden: • sog. kalte Inbetriebnahme, die die möglichst vollständige Prüfung der Funktion der Anlage ohne heißen Kreislauf, d. h. ohne Warm-, Heißwasser- bzw. Dampferzeugung, umfasst; • Probeläufe aller Antriebe sowie weitere erforderliche Arbeiten wie beispielsweise Auskochen von Dampferzeugern; • sog. heiße Inbetriebnahme zur Prüfung der Funktion der Anlage unter tatsächlichen Betriebsbedingungen mit Einstellung von Betriebs-, Soll- und Grenzwerten.
Probebetrieb	Der Probebetrieb dient dem Nachweis des ordnungsgemäßen Betriebs der Gesamtanlage. Die Dauer des Probebetriebs ist im Wesentlichen eine Funktion von Anlagengröße und -komplexität. Während bei Anlagen größer 1 MW Wärmeleistung eine Dauer von 2 Wochen und bei Anlagen größer 5 MW von 4 Wochen zu empfehlen ist, ist bei kleineren Anlagen ein mehrtägiger Probebetrieb ausreichend. Bei Anlagen bis mehrere 100 kW zur Beheizung von einzelnen Objekten wird meist auf einen Probebetrieb gänzlich verzichtet
Abnahme	Zum Nachweis der vereinbarten Beschaffenheit der Anlage und der Leistungswerte werden Abnahmemessungen durchgeführt. Für die Abnahmemessungen sollte vor Beginn der Inbetriebnahme ein detailliertes Abnahmeprogramm zwischen Bauherr und Lieferant(en) abgestimmt werden, das u. a. die Messmethoden, die Auswertungsmethodik der Messergebnisse und die darauf anzuwendenden Toleranzwerte festlegt. Für Anlagen größerer Leistung (> 5 MW_{th}) empfiehlt sich, die eigentlichen Abnahmemessungen von einem unabhängigen Institut durchführen zu lassen. Mit der Unterzeichnung des Abnahmeprotokolls bestätigt der Auftraggeber dem Hersteller die Einhaltung der vereinbarten Leistungswerte, und die Abnahme gilt als ausgesprochen. In der Regel erfolgt mit der Abnahme der Eigentumsübergang sämtlicher Komponenten und Anlagenteile auf den Auftraggeber, d. h., der Auftraggeber übernimmt die Betriebsverantwortung für die Anlage und trägt damit ab diesem Zeitpunkt alle Risiken (Eigentums- und Gefahrenübergang). Zumeist ist das Übernahmedatum auch der Beginn der Gewährleistungszeit. Im Abnahmeprotokoll sollte das Garantieende kalendermäßig vermerkt werden. Eventuell noch vorhandene erkannte Mängel müssen im Abnahmeprotokoll in Form einer Mängelliste mit den Fristen zur Nachbesserung vermerkt sein, damit die Ansprüche des Bauherrn auf Beseitigung dieser Mängel durch den Hersteller erhalten bleiben. Es empfiehlt sich, sorgsam verfasste Texte für das Abnahmeprotokoll zu verwenden und diese von einem erfahrenen Juristen prüfen zu lassen.
Ergebnis der Projektphase	• Eigentumsübergang für sämtliche Komponenten und Anlagenteile auf Auftraggeber • Start des ordnungsgemäßen Anlagenbetriebs zur Bereitstellung von Strom, Wärme und/oder Kälte

6.7 Anlagenbetrieb

Nach erfolgter Abnahme läuft der reguläre Anlagenbetrieb. Insbesondere folgende Aufgaben sind durch den Eigentümer/Betreiber bzw. Anlagenbetriebsführer während der Lebensdauer des Heiz(kraft)werks zu erfüllen: Kontrollen und Messungen, Maßnahmen zur Instandhaltung und Wartung der Anlage, Prüfung und Aktualisierung von Verträgen (siehe Tabelle 6.22).

Prinzipiell kann die Betriebsführung durch den Eigentümer selbst erfolgen oder mit (teilweiser) Unterstützung durch ein Drittunternehmen (z. B. Stadtwerk oder EVU) bzw. durch ein spezialisiertes Dienstleistungsunternehmen. Die Entscheidung für die Wahl der Betriebsführung bzw. für die Zuständigkeiten für die einzelnen Teilaufgaben ist von verschiedenen Faktoren abhängig:

- Die Betriebsführung in Eigenregie bietet sich insbesondere an, wenn der Eigentümer bzw. Betreiber der Anlage über ausreichendes und entsprechend qualifiziertes Personal verfügt.
- Das Hinzuziehen eines Dritten zur Betriebsführung der Anlage kommt beispielsweise für die Fälle in Betracht, bei denen der Anlagenbetrieb gegenüber der Ausgangssituation einen hohen zusätzlichen organisatorischen Aufwand erfordert (zusätzliches Personal mit bislang nicht benötigter Qualifikation, aufwendige Abdeckung des Bereitschaftsdienstes). Auch kann die Auslagerung der Betriebsführung Kostenvorteile bieten, wenn z. B. die Betriebsführung an eine Gesellschaft übergeben wird, die Synergieeffekte durch die gemeinsame Betriebsführung mehrerer Anlagen nutzen kann.
- Denkbar ist auch eine Teilauslagerung, etwa in der Form, dass Fremdunternehmer zur Absicherung des Bereitschaftsdienstes herangezogen werden, während die Betreuung der Anlage in Eigenregie erfolgt.

Personal wird sowohl zur kaufmännischen als auch zur technischen Betriebsführung der Anlage benötigt, wobei der jeweilige Personalaufwand bei der Planung der Betriebsführung eine entscheidende Rolle spielt.

Der Aufwand zur kaufmännischen Betriebsführung ist weniger von der Anlagengröße als vielmehr von anderen Parametern abhängig. So ist die Verwaltung eines Heizkraftwerkes bei einem Industriebetrieb normalerweise ohne zusätzliches Personal im Zuge der sonstigen Verwaltung zu erledigen. Bei Heizwerken mit vielen Wärmeabnehmern und möglicherweise vielen Brennstofflieferanten ist dagegen ein nicht unerheblicher Aufwand zur Abrechnung des Brennstoffzukaufs bzw. des Wärmeverkaufs zu berücksichtigen.

Der Personalbedarf zur technischen Betriebsführung hängt im Wesentlichen von der Größe der Anlage und der Art der erzeugten Nutzenergie (Wärme als Warmwasser oder Dampf, Wärme zu Heiz- oder zu Produktionszwecken etc.) ab. Tabelle 6.23 gibt einen Überblick über den Personalbedarf zur technischen Betriebsführung von Heiz(kraft)werken.

Für Kleinanlagen unter 1 MW ist meist eine nur zeitweise Überwachung der Feuerungsanlage in Form einer täglichen Sichtkontrolle sowie die Beaufsichtigung der Brennstoffanlieferung ausreichend. Auch die durchzuführenden Wartungsarbeiten erfordern kein vollzeitbeschäftigtes Betriebspersonal. Im Wesentlichen ist die anfallende Asche im Abstand von mehreren

TAB. 6.22: ÜBERBLICK ÜBER WESENTLICHE AUFGABEN WÄHREND DES ANLAGENBETRIEBS

Anlagenbetrieb	
Kontrollen und Messungen	Zur Sicherstellung eines ordnungsgemäßen, emissionsarmen und sicheren Anlagenbetriebs sind regelmäßige Messungen und Kontrollen am Heiz(kraft)werk sowie ggf. Verteilnetz vorzunehmen. Zu den Aufgaben, die in diesem Zusammenhang durchzuführen sind, zählen u. a. • Bedienung der Anlage, • Anlagen- und Prozessüberwachung (vgl. z. B. tägliche Sichtkontrolle), Sicherstellung der Betriebs- und Anlagensicherheit (vgl. BetrSichV [Stand 2011] und Technische Regel für Betriebssicherheit), • Störungsmanagement, • Überwachung der Brennstoffanlieferung, • Anlagenoptimierung (u. a. systematische Betriebsoptimierung während des ersten Betriebsjahres).
Instandhaltung und Wartung	Diese Arbeiten beziehen sich insbesondere auf das Heiz(kraft)werk und die jeweiligen Anlagenkomponenten, können aber auch das (Wärme-)Verteilnetz mit berücksichtigen. Häufigkeit und Zeitbedarf für z. B. Kesselreinigung, Ascheabfuhr sowie die Intervalle zur Wartung etc. sind abhängig von Anlagengröße und -typ. Umfassende Inspektions- und Wartungsarbeiten sollten im Normalfall durch den Anlagenlieferanten oder ein spezialisiertes Wartungsunternehmen durchgeführt werden.
Vertragspflege	Der Betrieb eines Heiz(kraft)werks erfordert auch die Sicherstellung der Biobrennstoffversorgung, die Vermarktung der erzeugten Energie sowie die Verwertung bzw. Entsorgung der anfallenden Aschen. Wurden im Rahmen des Projektes Verträge beispielsweise mit Landwirten oder dem Brennstoffhandel zur Brennstoffbereitstellung ausgearbeitet und/oder liegen Wärmelieferverträge vor, so sind diese im Hinblick auf ihre Laufzeit zu prüfen und ggf. zu aktualisieren und/oder neue Verträge abzuschließen. Die Laufzeiten von Brennstofflieferverträgen sollten mindestens 2 bis 10 Jahre betragen. Typische Laufzeiten von Wärmelieferverträgen betragen bis zu 10 Jahre. Entsprechendes gilt auch für die vertragliche Gestaltung bzw. die Regelungen zur Verwertung und Entsorgung der anfallenden Aschen.

TAB. 6.23: PERSONALBEDARF ZUR TECHNISCHEN BETRIEBSFÜHRUNG VERSCHIEDENER BIOENERGIEANLAGEN

	Personenjahre
Anlage < 1 MW Wärmeleistung	0,2–0,4
Heizwerk mit 1–5 MW Wärmeleistung	1–3
Heizwerk > 5 MW Wärmeleistung	3–5
Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen > 5 MW Wärmeleistung	4–7
Kraftwerke mit max. 20 MW_{el}	7–10

Tagen zu entfernen sowie eine Reinigung des Kessels (Wärmetauscher) und des Multizyklons im Abstand von mehreren Wochen erforderlich. Einmal jährlich sollte eine umfassende Inspektion und Wartung der Anlage durch eine Fachfirma erfolgen.

Mit zunehmender Anlagenleistung nimmt auch der Personalbedarf zur Wartung und Beaufsichtigung der Anlage sowie der Brennstoffanlieferung und der Ascheabfuhr zu. Zudem versorgen Anlagen größer 1 MW häufig auch Wärmeabnehmer, die höhere Anforderungen an die Verfügbarkeit der Wärmelieferung stellen.

Dampfkesselanlagen, die unter die Betriebssicherheitsverordnung /BetrSichV 2011/ fallen, erfordern eine ständige Beaufsichtigung durch einen ausgebildeten Kesselwärter. Durch eine entsprechende apparative und leittechnische Ausrüstung der Kesselanlage ist jedoch ein Betrieb ohne ständige Beaufsichtigung (BOB-Betrieb) möglich. Je nach Ausführung der Maßnahmen ist ein Inspektionsintervall von 24 bzw. 72 h möglich. Eine derartige Ausrüstung für einen BOB-Betrieb ist bei Anlagen über 1 MW trotz der Zusatzinvestitionen meist empfehlenswert. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass durch die Ausstattung für BOB-Betrieb zwar die Sicherheit der Anlage gewährleistet ist, nicht jedoch die der Energieversorgung. Daher ist bei Anlagen zur Erzeugung von Dampf zu Produktionszwecken und/oder zur Stromerzeugung häufig ein ständig beaufsichtigter Betrieb – trotz BOB-Ausstattung – unumgänglich, um den in vielen Fällen unangemessen hohen wirtschaftlichen Schaden bei einer Unterbrechung der Versorgung zu vermeiden.

Größere Instandsetzungs- und/oder Reparaturarbeiten sollten – unabhängig von Anlagengröße und -art – durch den Anlagenlieferanten oder ein spezialisiertes Wartungsunternehmen durchgeführt werden. Lediglich bei Betreiberorganisationen, die über genügend ausgebildetes Personal verfügen, empfiehlt sich die Durchführung dieser Arbeiten in Eigenregie.

6.8 Literaturverzeichnis

/AGFW 1991/
Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. bei der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (AGFW) (Hrsg.): Wärmemessung und Wärmeabrechnung. VWEW-Verlag, Frankfurt a. Main 1991.

/AGFW 2009/
AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (Hrsg.): Technisches Handbuch Fernwärme. 2., überarb. Aufl. Frankfurt 2009.

/Arndt et al. 2012/
Arndt, M. et al.: So klappt's mit dem Wärmeliefervertrag. Was bei der Vertragsgestaltung zu beachten ist. Hrsg.: C.A.R.M.E.N. e.V. Stand 19.01.2012. URL: www.carmen-ev.de/files/informationen/Waermeliefervertrag_Broschuere.pdf [Stand: 07.03.2012].

/BetrSichV 2011/
Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Bereitstellung von Arbeitsmitteln und deren Benutzung bei der Arbeit, über Sicherheit beim Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen und über die Organisation des betrieblichen Arbeitsschutzes (Betriebssicherheitsverordnung – BetrSichV). In Kraft getreten am 3.10.2002, zuletzt geändert am 8. November 2011. URL: www.gesetze-im-internet.de/betrsichv/index.html. [Stand: 02.04.2012].

/BiomasseV 2012/
Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV). Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Verordnungstextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung. URL: www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/gesetze/biomasseverordnung/doc/2671.php. [Stand: 02.04.2012].

/Blesl et al. 2009/
Blesl, M.; Kempe, S.; Ohl, M.; Fahl, U.; König, A.; Jenssen, T.; Eltrop, L.: Wärmeatlas Baden-Württemberg. Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Endbericht. Universität Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). März 2009.

/BMU 2003/
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): Nutzung von Biomasse in Kommunen – Ein Leitfaden. Berlin 2003.

/BMWi 2012/
Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Förderdatenbank – Förderprogramme und Finanzhilfen des Bundes, der Länder und der EU. URL: www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html [Stand: 18.01.2012].

/Brohm 2011/
Brohm, M.: Kommunen als Energieverbraucher, Vorbild und Moderator – Öffentlichkeitsarbeit und Bürgerbeteiligung. Vortrag auf der Tagung Dezentrale Energieversorgung „Bioenergie in Kommunen – Partnerschaften zwischen Land- und Forstwirtschaft und Kommunen". 29. März 2011 in Fulda. URL: www.dlg.org/bioenergiepartnerschaft.html [Stand21.04.2012].

/Burger 2011/
Burger, S.: Bioenergiemanagement – Herausforderungen und Chancen für das Aufgabenportfolio von Kommunen. Vortrag auf der Tagung Dezentrale Energieversorgung „Bioenergie in Kommunen – Partnerschaften zwischen Land- und Forstwirtschaft und Kommunen". 29. März 2011 in Fulda. URL: www.dlg.org/bioenergiepartnerschaft.html [Stand 21.04.2012].

/CARMEN 2010/
Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): Wärme aus Biomasse. Wirtschaftlich und umweltfreundlich heizen. Faltblatt. Juni 2010. URL: www.carmen-ev.de/files/informationen/energ_nutzung_biomasse.pdf [Stand:20.12.2013].

/DBFZ 2009/
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Kurztitel: Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht „Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse 2008". März 2009.

/DBFZ 2011/
Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Kurztitel: Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht. März 2011.

/DIN EN 12831 2004/
Deutsches Institut für Normung (Hrsg.): Heizungsanlagen in Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Normheizlast. August 2003. Nationaler Anhang, Beiblatt 1 2004-04. Berlin: Beuth Verlag, 2004.

/Eberhardinger et al. 2009/
Eberhardinger, A.; Warkotsch, W.; Zormaier, F.; Schardt, M.; Huber, T.; Zimmer, B.: Prozessanalyse und Ökobilanzierung der Bereitstellung von Waldhackgut. Projektbericht im Auftrag der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. Freising 2009.

/Ehler 2007/
Ehler, Ch.: Der Markt für Holzhackschnitzel zur Energieerzeugung in Rheinland-Pfalz 2006. Endbericht. Institut für Forst- und Umweltpolitik, Fakultät für Forst- und Umweltwissenschaften, Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, 2007.

/Energieagentur NRW/
Energieagentur NRW: Leitfaden Bioenergie. Neue Perspektiven für Kommunen und Wohnungswirtschaft. Düsseldorf o. J.

/EnEV 2009/
Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV) vom 24. Juli 2007, geändert 2009. URL: www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enev_2007/gesamt.pdf [Stand: 22.05.2012].

/Ertmer 2010/
Ertmer, K.: Holz unterm Hammer. In: Sonne Wind & Wärme 17/2010, S. 34.

/Fichtner 2000/
Fichtner GmbH & Co. KG, Stuttgart. In: FNR (Hrsg.): Leitfaden Bioenergie. Sonderpublikation des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (BMELF) und der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Gülzow 2000.

/FNR 2010/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.): Wege zum Bioenergiedorf. Leitfaden für eine eigenständige Wärme- und Stromversorgung auf Basis von Biomasse im ländlichen Raum. Gülzow 2010.

/FNR 2013a/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.): Dachleitfaden Bioenergie. Gülzow 2013.

/FNR 2013b/
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.): Geschäftsmodelle für Bioenergieprojekte. Gülzow 2013.

/FORSEO 2008/
FORSEO GmbH (Hrsg.): Biomasse. Leitfaden für Kreditinstitute. Handbuch zur Prüfung und Finanzierung von Biomasseheizkraftwerken. Freiburg 2008.

/Hiegl und Janssen 2009/
Hiegl, W.; Janssen, R.: Pellet market overview report Europe. Edited by: WIP Renewable Energies. München 2009.

/Hiendlmeier 2010/
Hiendlmeier, S.: Brennstoffpreise und Versorgungssicherheit. Vortrag beim Fachgespräch „Bioenergie für Kommunen – Planung. Bau und Betrieb von Biomasseheizwerken“. Almesbach 06.05.2010.

/Holzenergie-Fachverband 2012/
Holzenergie-Fachverband Baden-Württemberg e.V. (2012): Neuer Indikator für den Energiemarkt.
URL: www.holzenergie-bw.de/preisindex [Stand: 18.04.2012].

/Jacoby 2010/
Jacoby, M.: Konzept zur rechtlichen und wirtschaftlichen Machbarkeit einer Energielogistik Vulkaneifel. Junglinster 2010.

/KfW 2012/
Kreditanstalt für Wiederaufbau: Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien, gültig ab 01.01.2012. URL: www.kfw.de/kfw/de/I/II/Download_Center/Foerderprogramme/versteckter_Ordner_fuer_PDF/6000000178_M_270_271_274_281_272_282_Erneuerb_Energien.pdf
[Stand: 18.01.2012].

/Koch und Jenssen 2010/
Koch, A.; Jenssen, T. (Hrsg.): Effiziente und konsistente Strukturen – Rahmenbedingungen für die Nutzung von Wärmeenergie in Privathaushalten. Stuttgarter Beiträge zur Risiko- und Nachhaltigkeitsforschung, Nr. 16/Mai 2010.

/Koch und Zech 2011/
Koch, A.; Zech, D.: Wirkungsanalyse im Rahmen des Wärmekonsums – Nutzerverhalten und thermische Energienutzung. In: Defila, R.; Di Giulio, A.; Kaufmann-Hayoz, R. (Hrsg.): Wesen und Wege nachhaltigen Konsums. Ergebnisse aus dem Themenschwerpunkt „Vom Wissen zum Handeln – Neue Wege zum nachhaltigen Konsum“. München: oekom Verlag, 2011.

/Korn et al. 2010/
Korn, M.; Gernth, M.; Rudolf, F.; Mugele, J.: Leitfaden zur nachhaltigen Energieversorgung von kleinen Kommunen. Der Weg zu einer effizienten Energiebereitstellung für Gebäude unter Einbindung Erneuerbarer Energien. Hochschule Magdeburg-Stendal. Januar 2010.

/Krapf 2009/
Krapf, Gilbert: Qualität zahlt sich aus! Konzeption und Ausführung von Biomasseheizwerken. Vortrag auf KTBL-Tagung „Die Landwirtschaft als Energieerzeuger“, ZUK der DBU, Osnabrück, 5. Mai 2009.

/Leuchtweiß 2002/
Leuchtweiß, C.: Eckpunkte bei der Umsetzung von Biomasse-Projekten – Erfahrungen aus der Projektarbeit von C.A.R.M.E.N. e. V. In: 5. Euroforum-Fachtagung „Biomasse – Der Energieträger mit Wachstumspotenzial“, München 24./25. 06.2002.

/Lindenberger 2011/
Lindenberger, S.: Vergleich verschiedener Rechtsformen und typischer Kombinationen bei Biomasseanlagen. Vortrag im Rahmen der C.A.R.M.E.N.-Veranstaltung „Passende Betreiber- und Finanzierungsmodelle für Biomasseanlagen“. Neumarkt am 08.11.2011.

/Pelz 2012/
Pelz, W.: SWOT-Analyse. Geschichte, Beispiele und Tipps zur Durchführung. URL: www.wpelz.de/ress/swot.pdf [06.03.2012].

/Petzold 2011/
Petzold, F.: Nutzung von Bioenergie als kommunaler Energieversorger. Vortrag auf der Tagung Dezentrale Energieversorgung „Bioenergie in Kommunen – Partnerschaften zwischen Land- und Forstwirtschaft und Kommunen“ am 29. März 2011 in Fulda. URL: www.dlg.org/bioenergiepartnerschaft.html [Stand: 21.04.2012].

/Pfeifer 2010/
Pfeifer, R.: Geeignete Betreibermodelle für erneuerbare Energieanlagen und deren Besonderheiten. Endura kommunal gmbH. Beitrag für: „Wege zum Bioenergiedorf. Projektmanagement, Landwirtschaft als Innovationsträger“, Clusterantrag. 29./30. Oktober 2010, Pasewalk. URL: www.nachhaltigkeitsforum.de/403 [Stand: 07.02.2012].

/Reif 2010/
Reif, T.: Kommunale Wärmeprojekte. Kanzlei Gaßner, Groth, Siederer & Coll. Präsentation. Wärmeworkshop Augsburg, 26.10.2010. URL: www.ggsc-seminare.de/pdf/2010_10_klimafruehstueck/Waermeworkshop%20_TR_24102010.pdf [Stand: 20.12.2013].

/Sikkema et al. 2009/
Sikkema, R.; Steiner, M.; Junginger, M.; Hiegl, W.: Final report on producers, traders and consumers of wood pellets. HFA Holzforschung Austria. Vienna 2009.

/Staab 2011/
Staab, J.: Erneuerbare Energien in Kommunen. Energiegenossenschaften gründen, führen und beraten. Wiesbaden: Gabler Verlag 2011.

/Topp 2009/
Topp, A.: Der Begriff der Fernwärme. In: Recht der Energiewirtschaft (RdE). RdE 4–5/2009. S. 133–138. Sonderdruck. Köln: Carl Heymanns Verlag, 2009.

/Storm 2010/
Storm, W.-D.: Finanzierung von Bioenergieprojekten. Vortrag auf dem 16. Thüringer Bioenergietag „Bioenergiestrategien für Thüringen“, 25. Februar 2010, Jena.

/UM Baden-Württemberg 2012/
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. URL: www.um.baden-wuerttemberg.de [Stand: 18.01.2012].

/VDI 2067 2010/
VDI 2067 Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. Grundlagen und Kostenberechnung. Entwurf vom September 2010. Berlin: Beuth Verlag, 2010.

/VDI 2078 2012/
VDI 2078: Berechnung der Kühllast und Raumtemperaturen von Räumen und Gebäuden (VDI-Kühllastregeln). Technische Regel, Entwurf 1012-03. Berlin: Beuth Verlag, 2012.

/VDI 6025 1996/
VDI 6025: Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen (1996-11). Berlin: Beuth Verlag, 1996.

/Wagner 2008/
Wagner, R.: Auslegung von Wärmeleitungsnetzen. Beitrag zur C.A.R.M.E.N.-Fachgesprächsreihe „Wärmeverwertung bei Bioenergieanlagen“. 13. Oktober 2008 in Straubing. URL: www.carmen-ev.de/dt/hintergrund/vortraege/fg_biogas/index.html [Stand: 19.04.2012].

/Wieg et al. 2011/
Wieg, A.; Vesshoff, J.; Boenigk, N.; Dannemann, B.; Thiem, C.: Energiegenossenschaften. Bürger, Kommunen und lokale Wirtschaft in guter Gesellschaft. Agentur für Erneuerbare Energien e. V. Berlin 2011.

/Wülbeck 2012/
Wülbeck, H.-F.: Schriftliche Mitteilung im Rahmen der Evaluierung des Leitfadens „Feste Biobrennstoffe“. Firma Fichtner, Stuttgart, Juli 2012.

/Zwart und de Boer 2010/
Zwart, R.; de Boer, M.: Market analysis for the start of a biomass commodities exchange. Rotterdam Climate Initiative. Rotterdam 2010.

ANHANG

Projektpartner und Autoren der Erstfassung (Jahr 2000) bzw. Aktualisierungen in alphabetischer Reihenfolge (im Falle eines Instituts- bzw. Firmenwechsels sind in Klammern die früheren Institutionen angegeben):

Dr. sc. agr. Sabine Deimling
PE International – Sustainability Performance
Hauptstraße 111–113
70771 Leinfelden-Echterdingen
(IER, Universität Stuttgart)

Prof. Dr.-Ing. Joachim Fischer
Fachhochschule Nordhausen
Weinberghof 4
99734 Nordhausen
(IER, Universität Stuttgart)

Dipl.-Ing. Peter Heinrich
Fichtner GmbH & Co. KG
Sarweystraße 3
70191 Stuttgart

Dipl.-Ing. Birgit Jahraus
Fichtner GmbH & Co. KG
Sarweystraße 3
70191 Stuttgart

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt
Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft
Technische Universität Hamburg-Harburg
Eißendorfer Straße 40
21073 Hamburg
(IER, Universität Stuttgart bzw. Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig)

Prof. Dr. agr. Iris Lewandowski
Fachgebiet Nachwachsende Rohstoffe und Bioenergiepflanzen
Universität Hohenheim (340b)
70593 Stuttgart
(Institut für Pflanzenbau und Grünland, Universität Hohenheim)

Prof. Univ.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Ingwald Obernberger
Bios Bioenergiesysteme GmbH
Inffeldgasse 21 b
8010 Graz, Österreich

Dipl.-Biol. Konrad Raab
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
Baden-Württemberg
Kernerplatz 9
70182 Stuttgart
(IER, Universität Stuttgart)

Dr. sc. agr. Christine Rösch
Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse (ITAS)
Postfach 3640
76021 Karlsruhe
(IER, Universität Stuttgart)

Dipl.-Ing. Bettina Schneider
(IER, Universität Stuttgart)

Dipl.-Ing. Sven Schneider
(Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig)

Dipl.-Ing. Gerd Schröder
(Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig)

Dr.-Ing. Volker Siegle
Eproplan GmbH
Schöttlestraße 34A
70597 Stuttgart
(IVD bzw. IFK, Universität Stuttgart)

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Spliethoff
Technische Universität München
Arcisstr. 21
80333 München
(IVD bzw. IFK, Universität Stuttgart)

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen
Tel.: 03843/6930-0
Fax: 03843/6930-102
info@fnr.de
www.fnr.de

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier
mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestell-Nr. 189
FNR 2014

ISBN 9783000153891

FNR
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

9 783000 153891